Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016

Berlin · Münster · Stuttgart, Juni 2018

- 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)
Meitnerstr. 1, 70563 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:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Lars Dittmar, Lisa Marina Koch, Dr. Fernando Oster

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

Maike Schmidt, Dr. Tobias Buchmann

Ecologic Institut

Andreas Prahl

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

Stand der Energiewende

1. Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Kernenergieausstieg vom August 2011 eine Langfriststrategie der Energiepolitik mit ambitionierten Zielsetzungen gegeben. Entsprechend wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von wichtigen Vorhaben zur Energiewende verwirklicht. Dazu gehören etwa der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), die Förderung der Elektromobilität oder jüngst der Übergang zu Ausschreibungen bei der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien oder die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Im Koalitionsvertrag werden die zentralen Handlungsfelder angesprochen, wenn auch abstrakt und weitgehend ohne konkrete Maßnahmen.

2. Zur Dokumentation der Umsetzung des Energiekonzepts sowie der dabei erzielten Fortschritte veröffentlicht die Bundesregierung im Spätherbst eines jeden Jahres einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen. Seit dem Jahr 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Energieexperten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Monitoring-Berichten der Bundesregierung zur Energiewende beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden.

3. Der sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird wegen der zeitaufwendigen Regierungsbildung mit zeitlichem Versatz vorgelegt. Allerdings hat die Expertenkommission im Herbst 2017 einen Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende veröffentlicht (EWK, 2017). Der nun vorliegende sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung und diese Stellungnahme beziehen sich noch auf das Berichtjahr 2016, auch wenn bereits viele Fakten für das Berichtsjahr 2017 verfügbar sind. Ein Fortschrittsbericht sollte entsprechend rasch diese Lücke schließen und eine mit zieladäquaten, realisierbaren Maßnahmen unterlegte Perspektive für die Energiewende formulieren. Der vorliegende Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt eine realistische Einschätzung zu den Erfolgen, aber auch zu den Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Energiewende. Nun sollte zeitnah eine tiefergehende Ursachenanalyse zu absehbaren Verfehlungen einzelner Energiewendeziele erstellt und – darauf aufbauend – Maßnahmen gegen diese Zielverfehlungen vorgeschlagen werden. So werden die Strategien des Energiekonzepts konsequent zu Ende gedacht.

4. Der aktuelle, faktenbasierte Überblick zum Stand der Umsetzung der Energiewende zeigt, dass in einigen Bereichen ein erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele besteht. Die Energiewende in Deutschland kommt nicht auf allen Feldern wie gewünscht voran. Zwar ist der Ausstieg aus der Kernenergie auf einem guten Weg, das Oberziel der Energiewende, die Minderung der Treibhausgase, wird aber bis zum Jahr 2020 wohl deutlich verfehlt werden. Auf diese zu erwartende Lücke hat die Expertenkommission bereits seit mehreren Jahren hingewiesen. In diesem Zusammenhang sind zwei Aktivitäten der Bundesregierung aus Sicht der Expertenkommission positiv hervorzuheben: So wird im Koalitionsvertrag zum einen ein Klimaschutzgesetz angekündigt, in dem nun rasch ein mit dem Pariser Klimaabkommen konformer langfristiger Zielkorridor definiert werden sollte. Zum anderen beschäftigt sich die Bundesregierung jetzt konkret mit den Perspektiven zur Beendigung der Kohleverstromung und hat zu diesem Zweck die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berufen.

5. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist weiterhin auf einem guten Weg, insbesondere getrieben durch die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung. Guten Fortschritten bei den erneuerbaren Energien stehen jedoch erhebliche Defizite bei der Steigerung der Energieeffizienz gegenüber. Insbesondere die Entwicklungen im Verkehrssektor gehen in die falsche Richtung sowohl für den Endenergieverbrauch als auch bei den Treibhausgasemissionen.

6. Bei den qualitativen Dimensionen des Energiekonzepts der Bundesregierung ergibt sich ebenfalls ein gemischtes Bild: Die Versorgungssicherheit erscheint unter Berücksichtigung von Stromimporten in den kommenden Jahren unkritisch. Der Netzausbau fällt aber in den letzten Jahren immer weiter hinter die gesetzten Ziele zurück. Die Preiswürdigkeit der Energiewende ist augenblicklich gegeben, was sich in einem erneut gesunkenen Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität an der Wirtschaftsleistung äußert. Diese Entwicklung sollte aber weiter intensiv beobachtet werden, da die Stabilisierung der Gesamtausgaben wohl nur vorübergehend sein wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist die so wichtige Akzeptanz der Energiewende nicht uneingeschränkt gegeben.

7. Die Einschätzungen der Expertenkommission unterscheiden sich in einigen Dimensionen von denen der Bundesregierung, insbesondere hinsichtlich der Entwicklung bei den Treibhausgasemissionen, der Endenergieproduktivität, der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch und (vor allem perspektivisch) bei der Versorgungssicherheit. Hier kommt die Expertenkommission zu einer skeptischeren Einschätzung als die Bundesregierung.

Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission nutzt für ihre Einschätzung eine Energiewende-Ampel. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 – bzw. zum Jahr 2022 im Fall des Ausstiegs aus der Kernenergie – wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist (vgl. Tabelle 1 für eine Gesamtschau für alle Indikatoren sowie Tabelle 2 für eine Detailbetrachtung je Indikator).

9. Bei der Zuordnung zu den drei Kategorien verwendet die Expertenkommission das statistische Konzept von Prognoseintervallen. Liegt der politisch gesetzte Zielwert für das Jahr 2020 innerhalb des jeweiligen Prognoseintervalls, so ist eine Zielerreichung bei Trendfortschreibung zumindest aus statistischer Sicht wahrscheinlich. Bei einer zu erwartenden Zielübererfüllung bzw. Zielverfehlung liegen die Werte entsprechend außerhalb des Intervalls. Kürzlich implementierte bzw. wirksame Maßnahmen, die sich noch nicht in den Vergangenheitsdaten widerspiegeln, werden durch Experteneinschätzungen berücksichtigt, sofern noch keine quantitativen belastbaren Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission.

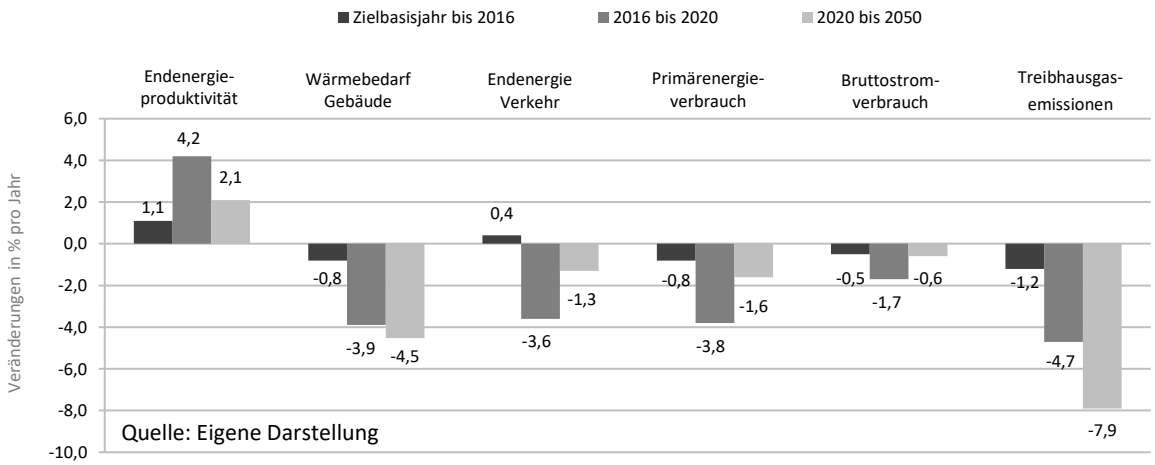
10. Das Klimaschutzziel für das Jahr 2020 dürfte aller Voraussicht nach deutlich verfehlt werden. Die Expertenkommission weist diesbezüglich schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung hin. Nun wird dies auch von der Bundesregierung eingeräumt: Sowohl der sechste Monitoring-Bericht als auch der Klimaschutzbericht 2017 der Bundesregierung gehen davon aus, dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 (ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen) nur etwa 32 % betragen wird. Auch die Erreichung des Ziels für 2030 ist mit der jetzigen Dynamik nicht möglich, denn von 2017 bis 2030 müssten die jährlichen Treibhausgasemissionen dreimal stärker gesenkt werden als in den Jahren von 2000 bis 2017.

11. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die erneuerbare Stromerzeugung der zentrale Treiber der Entwicklungen. Die Anteile der erneuerbaren Energien in den verschiedenen Sektoren entwickeln sich aber sehr unterschiedlich. Selbst bei den Ausschreibungen für die erneuerbare Stromerzeugung wird nicht in allen Sparten die angestrebte Wettbewerbsintensität erzielt werden können. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen für Photovoltaikanlagen und Windenergie an Land zu beachten. Auch der diskutierte Verzicht auf ein Fördersystem ist nur mit umfangreichen Änderungen im Strommarktdesign und entsprechenden flankierenden Regelungen wie etwa einer CO_2-Bepreisung von fossilen Brennstoffen denkbar.

12. Den zumeist positiven Trends im Bereich erneuerbarer Energien steht eine unbefriedigende Entwicklung bei der Energieeffizienz gegenüber. Zwar steigt sowohl der Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch als auch der Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch zielkonform an, die Erhöhung der Endenergieproduktivität gelingt aber nicht im vorgesehenen Rahmen und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs bleibt hinter den Erwartungen zurück. Die Energieproduktivität müsste um den Faktor 4 gesteigert werden, um noch bis 2020 auf den Zielwert des Energiekonzepts zu gelangen. Um signifikante Ergebnisse bei der Energieeffizienz und der Gebäudesanierung zu erzielen, ist hier rasch das nach wie vor große unausgeschöpfte Potential zu adressieren.

13. Der Verkehrsbereich verfehlt die Energiewendeziele sowohl bezüglich der Steigerung des Anteils Erneuerbarer als auch bezüglich der Minderung des Endenergieverbrauchs deutlich. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist zum vierten Mal in Folge angestiegen, im Jahr 2016 um fast 3 % gegenüber dem Vorjahr. Mittlerweile umfasst die Ziellücke zum 2020er Ziel rechnerisch etwa den Jahresverbrauch von 10 bis 11 Mio. Pkw in Deutschland. Der Reduktionsbedarf bis zum Jahr 2030 beträgt knapp 70 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. ca. 41 %. Die Emissionen des motorisierten Individualverkehrs nehmen aber wegen der steigenden Zahl an Fahrzeugen und damit verbunden der steigenden Gesamtfahrleistung stetig zu, während der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch und damit auch die durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen im Pkw-Bestand seit Jahren stagnieren. Die angestrebten Maßnahmen bleiben im Koalitionsvertrag allerdings sehr unspezifisch. Abbildung 1 fasst die aktuellen Trends und notwendige Veränderungen zur Zielerreichung für einzelne Ziele der Energiewende zusammen.

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen



14. Während die Bundesregierung die Stromversorgung als rundum sicher betrachtet, sieht die Expertenkommission bei der Versorgungssicherheit durchaus Probleme. Zwar sind nach wie vor nur sehr geringe Versorgungsausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich große Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Die EnLAG-Projekte liegen mit ca. 750 fertiggestellten Kilometern nach dem ersten Quartal 2018 rund 840 Kilometer hinter dem ursprünglichen Zielpfad zurück. Bei den Ausbauvorhaben des BBPlG ist der Rückstand noch deutlicher. Waren für Ende 2017 ursprünglich 1.435 fertiggestellte Leitungskilometer geplant, so sind nach dem ersten Quartal 2018 erst 150 Kilometer fertiggestellt worden. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau gefährdet die Bundesregierung aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und riskiert perspektivisch versorgungskritische Situationen.

15. Bei den Gesamtausgaben für die Energiewende ist ein Rückgang des Anteils der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP von 2,3 % im Jahr 2015 auf 2,2 % im Jahr 2016 zu verzeichnen. Steigerungen in den Bereichen der staatlich induzierten (EEG-Umlage etc.) sowie regulierten Elemente (Netzentgelte) stehen einem Rückgang der marktlich getriebenen Elemente gegenüber und führen insgesamt zu einem leichten Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2016. Eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie ist notwendig, aber schwierig. Das Preissystem für Energie bedarf einer klareren Zielausrichtung auf die ursächliche Größe des Klimawandels, die Treibhausgasemissionen, lässt derzeit große Potentiale bei der Kosteneffizienz ungenützt, läuft der wichtigen Idee der Sektorkopplung zuwider und führt zu verzerrten bzw. überlagerten Preissignalen. Ein schlankes Energiepreissystem würde möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegen und würde komplementäre Instrumente (lediglich) bei weiteren Marktunvollkommenheiten vorsehen.

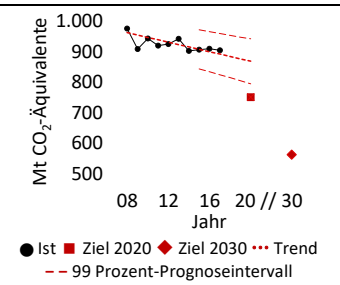
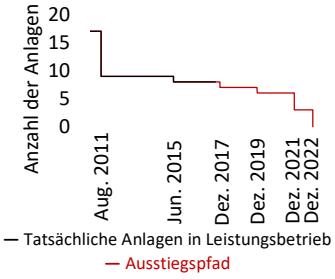
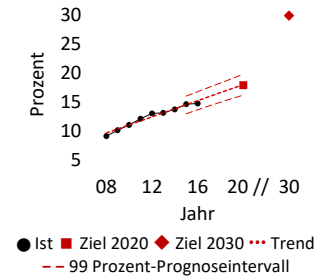
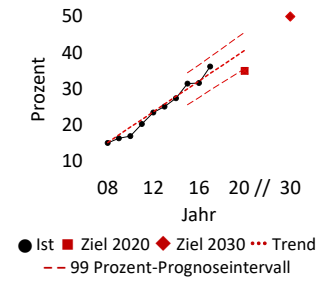
16. Die zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende für die Zielerreichung 2020/2022 findet sich in Tabelle 1. Tabelle 2 gibt eine detaillierte Betrachtung der Entwicklungen der einzelnen Indikatoren.

Tabelle 1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022

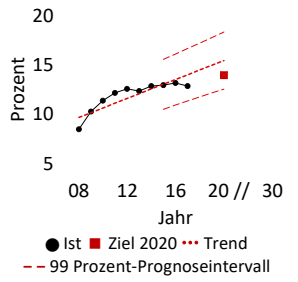
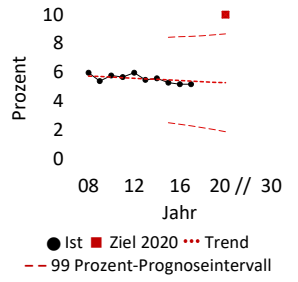
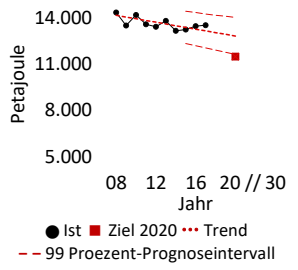
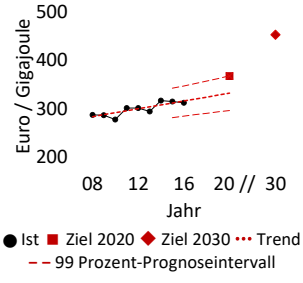
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🔴
Kernenergieausstieg	Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch	🟡
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Redispatchmaßnahmen	🟡
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	🟢
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	🟡
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	🟢
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	🟢
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im internationalen Vergleich	🟡
	Energiekostenbelastung der Haushalte	🟡
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🟡
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

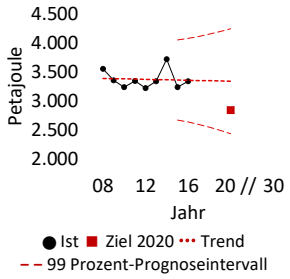
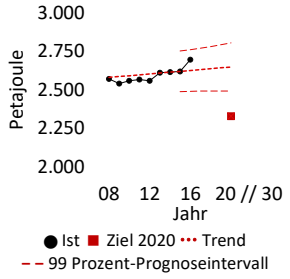
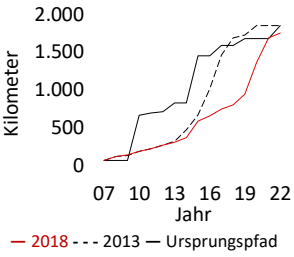
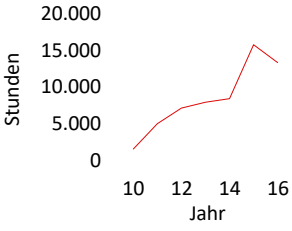
Tabelle 2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

<table>
<tr><td rowspan="2">Klima-schutz</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Megatonnen (Mt) CO_2-Äquivalente]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 bis 2020 und um mindestens 55 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 905 Megatonnen CO_2-Äquivalente</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kern-energie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: 7 Anlagen; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 7 Anlagen</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuer-bare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [Prozent]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 Prozent bis 2020 und 30 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2016: 14,8 Prozent
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [Prozent]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 Prozent bis 2020 und auf mindestens 50 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 36,2 Prozent</td><td> 
</td></tr>
</table>

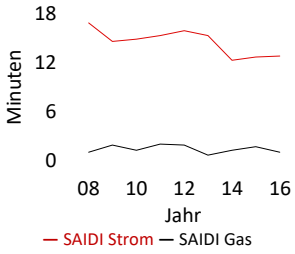
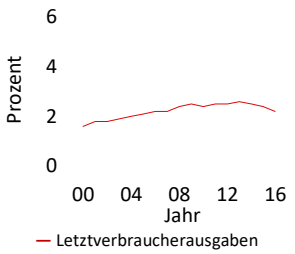
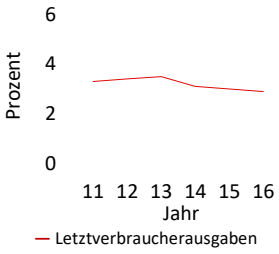
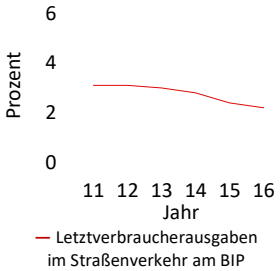
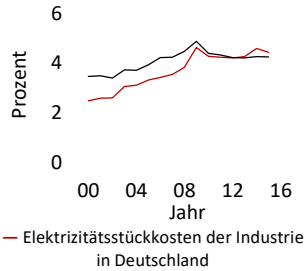
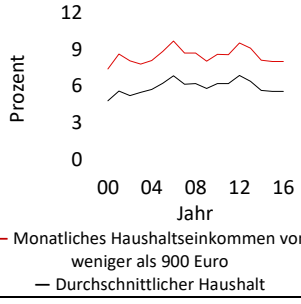
Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [Prozent]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 Prozent bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 12,9 Prozent
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da es 2014-2017 keinen und 2012-2017 lediglich Anstieg um 0,3 Prozentpunkte gab</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [Prozent]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 Prozent bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 5,2 Prozent</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Energieeffizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [Petajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 13.550 Petajoule</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Endenergieproduktivität</td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [Euro / Gigajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2016:</u> 312 Euro / Gigajoule</td><td> 
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Energie-effizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [Petajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 Prozent gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2016:</u> 3.341 Petajoule (temperaturbereinigt)</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [Petajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 Prozent gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2016:</u> 2.696 Petajoule</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Versor-gungs-sicher-heit</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator) </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau [Kilometer]
<u>Aussage:</u> Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2018:</u> 1.590 Kilometer (Plan), 750 Kilometer (Ist), 840 Kilometer (Abweichung)
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung der weiteren zukünftigen Verzögerungen bei steigendem EE-Ziel</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Redispatchmaßnahmen </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Summe der Dauer von marktbasierten Eingriffen in den Stromerzeugungsfahrplan [Stunden]
<u>Aussage:</u> Die Unzulänglichkeiten der Netzinfrastruktur spiegeln sich in der Gesamtdauer der Eingriffe wider
<u>Beurteilungskriterien:</u> Experteneinschätzung
<u>Status quo 2016:</u> 13.339 Stunden</td><td> 
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="8">Versorgungssicherheit</td><td rowspan="8"></td><td colspan="3">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas </td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Ausfall der Stromversorgung und Gasversorgung pro Jahr und Kunden [Minuten]
Aussage: SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 12,8 Minuten für Strom und 1,0 Minuten für Gas</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Preiswürdigkeit</td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator) </td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [Prozent]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [Prozent]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 2,2 Prozent (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen </td><td>Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr </td><td>Elektrizitätsstückkosten der Industrie im intern. Vergleich </td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte </td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [Prozent]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht besonders auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; er stellt die Energiekostenbelastung armer Haushalte der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenüber
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 8,0 Prozent (arme Haushalte) und 5,6 Prozent (durchschnittlicher Haushalt)</td><td> 
</td></tr>
</table>

Europäischer und internationaler Rahmen

17. Die Bundesregierung hat sich in ihrem Monitoring-Bericht intensiv mit der europäischen und internationalen Energie- und Klimapolitik auseinandergesetzt und diesen Teil ihres Berichts zum Zeichen seiner Bedeutung an den Anfang gestellt. Die EU-Energiepolitik wird derzeit dominiert von den Verhandlungen zu dem von der EU-Kommission im November 2016 vorgeschlagenen Legislativ-Paket „Saubere Energie für alle Europäer“. Auf Basis dieser Gesetzgebung soll im Zeitraum 2020 bis 2030 die EU-Klima- und -Energie-Zielarchitektur konkretisiert sowie die europäische Energieunion weiterentwickelt werden. Ein wesentlicher Bestandteil des Legislativ-Pakets ist die Verordnung zur Governance der Energieunion, die u. a. entscheidende Weichen für die Fortentwicklung des nationalen Energiewende-Monitorings stellt. Da die EU-Zielarchitektur für das Jahr 2030 keine verbindlichen nationalen Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz festlegt, entfällt aus Sicht der EU-Kommission das Instrument des Vertragsverletzungsverfahrens bei deren Nichteinhaltung. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission in der Governance-Verordnung einen innovativen Politikansatz zur Diskussion gestellt: Die Mitgliedsstaaten sollen regelmäßig mit Hilfe von integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen (NEKPs) bzw. Fortschrittsberichten ihre nationalen Energie- und Klimaziele sowie die vorgesehenen Strategien und Maßnahmen zu deren Erreichung beschreiben.

18. In diesem Zusammenhang unterstützt die Expertenkommission die Anstrengungen der Bundesregierung, die inhaltliche und zeitliche Harmonisierung der nationalen und europäischen Zielsetzungen und Berichtspflichten im Auge zu behalten, um ein gemeinsames Verständnis über Zieldefinitionen zu erreichen, den Bereich „Klima“ und „Energie“ besser zu vernetzen und Doppelarbeiten zu vermeiden. Da Deutschland relativ weitreichende Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene verfolgt, sollte die Bundesregierung auf ambitioniertere erneuerbare Ausbauziele auf EU-Ebene hinwirken. Andernfalls könnte der überproportionale Beitrag Deutschlands zu geringeren Anstrengungen bei den europäischen Nachbarn führen. Ferner sollte eine inhaltliche Anpassung der Indikatoren für das Energiewende-Monitoring an die EU-Vorgaben erfolgen. Die europäischen Berichtspflichten verlangen hier teilweise nach neuen Indikatoren, die auch im nationalen Monitoring mitgeführt werden sollten. Schließlich empfiehlt es sich, auch den europäischen Monitoring-Prozess unabhängig und von wissenschaftlicher Seite begleiten zu lassen. Die Beauftragung einer Expertenkommission nach dem deutschen, französischen oder britischen Vorbild ist einer der denkbaren Ansätze.

19. Zweifelsfrei könnte Deutschland von einem internationalen Monitoring-Prozess profitieren. Je nach herangezogener Indikatorik schneiden andere Länder bei der Umsetzung der Energiewende teilweise besser als Deutschland ab. Es erscheint also durchaus angebracht, die Energie- und Klimapolitik des Auslands systematischer als bisher zu beobachten und, wo angebracht, erfolgreiche Elemente zu übernehmen. Tatsächlich werden die Vorzüge eines solchen Prozesses zunehmend von dritter Seite wahrgenommen, etwa im „Aktionsplan der G20 von Hamburg zu Klima und Energie für Wachstum“. Trotz der großen Heterogenität zwischen den Ländern hinsichtlich ihrer Voraussetzungen, Ambitionen und Monitoring-Ansätze würde ein wissenschaftlich fundiertes Monitoring allen Partnern nützen, wenn es auf den Kernelementen „Informieren“, „Monitoren“, „Evaluieren“ sowie „Austauschen und voneinander lernen“ fußt.

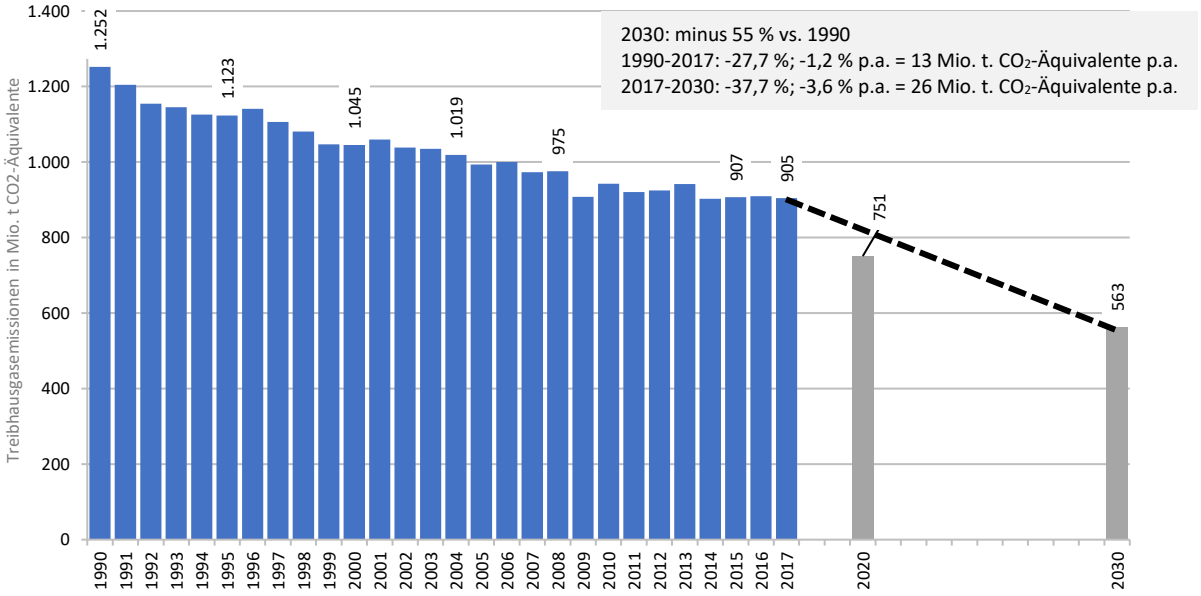
20. Positiv wertet die Expertenkommission die Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS). In vergangenen Stellungnahmen wies die Expertenkommission bereits darauf hin, dass Mechanismen geschaffen werden sollten, wonach zusätzliche nationale Emissionsreduktionen auch in Europa insgesamt zu echtem Klimaschutz führen sollten. Durch diese Reform gibt es gleich zwei Mechanismen, die einen Überschuss an Zertifikaten im ETS reduzieren helfen: die Marktstabilitätsreserve und die Möglichkeit der Zertifikatslöschung durch Mitglied-

staaten bei Stilllegung von Anlagen, wie Kraftwerken, die dem ETS unterliegen. Zugleich muss die Bundesregierung sicherstellen, dass durch entsprechende Maßnahmen die Minderungsziele für die Nicht-ETS-Sektoren gemäß der Lastenteilungsvereinbarungen für 2020 mit 14 % und für 2030 mit 38 % erreicht werden können.

Treibhausgasemissionen

21. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen befindet sich schon seit einiger Zeit nicht mehr auf dem Zielpfad (vgl. Abbildung 2). Während die Treibhausgasemissionen im Jahresdurchschnitt von 1990 bis 2000 noch um 1,7 % und von 2000 bis 2010 um rund 1,0 % sanken, gingen sie von 2010 bis 2016 nur noch um 0,6 % pro Jahr zurück; in den Jahren 2015 und 2016 stiegen sie sogar wieder. Nach vorläufigen Schätzungen fiel der Rückgang im Jahr 2017 mit 0,6 % erneut viel zu niedrig aus.

Abbildung 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis zum Reduktionsziel für 2030



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2018b) und BMWi/BMU (2010)

22. Die Expertenkommission weist schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 hin. Die Ursachen für die absehbare Zielverfehlung sind vielfältig: Offenkundig blieben die Wirkungen der von der Bundesregierung beschlossenen zahlreichen Maßnahmen begrenzt und manche vielversprechenden Instrumente ließen sich nicht durchsetzen. Auch fehlt bis heute ein umfassendes Konzept zur Kompensation der mit dem Kernenergieausstieg verbundenen zusätzlichen CO_2-Emissionen. Außerdem erschweren exogene Gründe die notwendige Emissionsminderung, die teilweise auch im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung angesprochen werden: Die niedrigen Energie- und Zertifikatspreise für CO_2 bieten kaum Anreize für emissionssenkende Maßnahmen. Die expansivere wirtschaftliche und demographische Entwicklung wirken sich, anders als noch im Energiekonzept aus dem Jahr 2010 erwartet, erhöhend auf den Energieverbrauch und

die Treibhausgasemissionen aus. Auch belastet der im Jahr 2016 auf mehr als 50 Mrd. kWh gestiegene Stromexportsaldo die deutsche Klimabilanz.

23. Im Rahmen der jetzt anstehenden Entwicklung einer konkreten Strategie für den Zielhorizont 2030 sollte die Bundesregierung auch eine Vorstellung darüber entwickeln, wie sich die verschiedenen Ursachen für Zielverfehlungen künftig eliminieren oder kompensieren lassen. Schon wegen der Zielverfehlungen 2020 sind die Herausforderungen erheblich, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % auf ein dann zulässiges Emissionsniveau von nur noch 563 Mio. t CO_2-Äquivalente zu senken. Von 2017 bis 2030 müssten die jährlichen Treibhausgasemissionen mit rund 26 Mio. t CO_2-Äquivalente dreimal stärker reduziert werden als in den Jahren von 2000 bis 2017 (rund 8 Mio. t CO_2-Äquivalente pro Jahr). Das erfordert Reduktionszahlen, die in der Vergangenheit lediglich Anfang der 1990er-Jahre mit dem Zusammenbruch der DDR-Wirtschaft und im Zusammenhang mit der Finanzmarktkrise 2008/2009 erreicht wurden.

24. Angesichts der bisher nur begrenzten Effekte auf die Emissionsminderung hält die Expertenkommission eine Überprüfung des derzeitigen Maßnahmendesigns für notwendig, insbesondere mit Blick auf die Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen. In diesem Zusammenhang steht der Vorschlag einer generellen Emissionsbepreisung, auch im Hinblick auf die Finanzierungsaspekte bestehender oder neuer Förderprogramme (vgl. Kapitel 10).

25. Insbesondere zwei von der Bundesregierung angestoßene Aktivitäten sind aus Sicht der Expertenkommission aber positiv hervorzuheben: Im Koalitionsvertrag wird ein Klimaschutzgesetz angekündigt. Das Gesetz sollte sich an den langfristigen Zielen des Pariser Klimaabkommens orientieren, wonach der Temperaturanstieg dauerhaft auf unter 2 Grad begrenzt und die weltweiten Treibhausgasemissionen in der zweiten Jahrhunderthälfte netto auf null sinken müssen. Bisher mangelt es an einer Präzisierung der konkreten Inhalte eines Klimaschutzgesetzes. Aus Sicht der Expertenkommission ist die gesetzliche Fixierung der Klimaziele gegenüber der bisher nur regierungsinternen Festlegung schon deshalb wichtig, weil es eine größere Bindungswirkung auch für andere Politikbereiche und Planungsprozesse entfaltet. Eine umfassende gesetzliche Regelung mit der Einrichtung wirkungsvoller Institutionen und der Etablierung von Sanktionsmechanismen könnte die Voraussetzungen dafür verbessern, die mittelfristigen Ziele für 2030 tatsächlich zu erreichen.

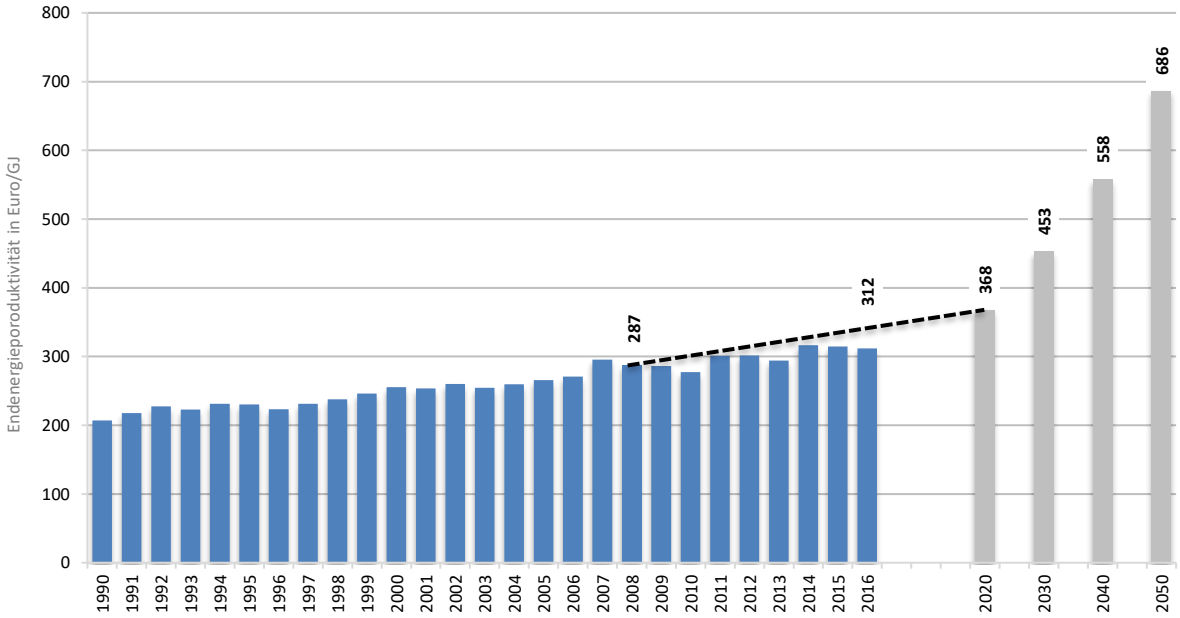
26. Zum Zweiten beschäftigt sich die Bundesregierung jetzt konkret mit den Perspektiven zur Beendigung der Kohleverstromung und hat zu diesem Zweck die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berufen. Der Kommission ist Erfolg zu wünschen, auch um die Akzeptanz der notwendigen Maßnahmen zu gewährleisten. Dies gilt ebenso für die vorgesehenen Kommissionen für den Verkehrs- und Gebäudebereich.

Energieeffizienz

27. In den bisherigen fünf Monitoring-Berichten der Bundesregierung sowie in den Kommentierungen der Expertenkommission wurden die zu geringen Fortschritte bei der Entwicklung der Energieeffizienz regelmäßig beklagt und Anreize für mehr Energieeffizienz gefordert. Der nunmehr vorliegende sechste Monitoring-Bericht ändert erneut nichts an diesen Aussagen. Das Ziel einer Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % auf Basis des Jahres 2008 ist seither deutlich verfehlt worden. So nahm sie im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2016 lediglich um rund 1 % zu, im Jahr 2016 ist sie sogar im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % gesunken. Abbildung 3 zeigt die Lücke zwischen der Zielgeraden von 2008 (Zielbasisjahr) bis 2020 und den tatsächlich erreichten Werten der Endenergieproduktivität von 2008 bis 2016, die sich seit 2014 noch deutlich vergrößert hat.

28. Um noch bis 2020 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Endenergieproduktivität um den Faktor 4 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung ist aus Sicht der Expertenkommission kaum denkbar, zumal bisher nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen ist, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

Abbildung 3: Entwicklung der Endenergieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2016 und Ziele bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi/BMU (2010), Destatis (2018e) und AGEB (2017b)

29. Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz drastisch erhöht werden, um wirklich einen sinkenden Energieverbrauch und niedrigere Treibhausgasemissionen im Verkehr zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird man auch politisch zu entscheiden haben, ob man weiterhin im Wesentlichen auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsmindernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will.

30. Obwohl im Gebäudebereich schon einige Fortschritte erzielt worden sind, besteht hier nach wie vor ein großes unausgeschöpftes Effizienzpotential. Aus Sicht der Expertenkommission besteht insbesondere für die Nichtwohngebäude ein erheblicher energetischer Sanierungsbedarf. Wenn die generellen Ziele einer höheren Gebäudeeffizienz verwirklicht werden sollen, müsste die Bundesregierung die in diesem Bereich existierenden Fördermaßnahmen, beispielsweise das „CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude“ deutlich ausweiten. Positiver bewertet die Expertenkommission die Entwicklung des Raumwärmebedarfs der privaten Haushalte. Allerdings hat sich der temperaturbereinigte Energieeinsatz zur Raumheizung seit 2009 praktisch kaum

noch vermindert. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, diese Abschwächungstendenzen näher zu analysieren, um auf dieser Basis Gegenmaßnahmen einzuleiten. Um signifikante Ergebnisse zu erzielen, hält es die Expertenkommission für notwendig, die Mittel für die Energieeffizienz und für die Gebäudesanierung auf eine Größenordnung aufzustocken, die geeignet ist, die große Aufgabe eines klimaneutralen Gebäudebestands in den kommenden 30 Jahren wirklich zu erfüllen. Der Blick sollte aber auch auf den nicht der Raumheizung dienenden Energieverbrauch der Haushalte gerichtet werden, weil sich hier bisher keinerlei Rückgang abzeichnet.

31. In der Umsetzungsstrategie der Bundesregierung zur Energiewende spielt der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) nach wie vor eine zentrale Rolle. Festzustellen ist aber, dass die Maßnahmen bisher nur einen geringen Einfluss hatten. Das bisherige Monitoring der verschiedenen Maßnahmen hat gezeigt, dass die Wirkungen auf den Energieverbrauch und die Emissionen in den meisten Fällen begrenzt sind. Die Schätzungen zur Wirksamkeit der Maßnahmen erscheinen teilweise durchaus fraglich, etwa bei der Beurteilung der Energieeffizienznetzwerke. Die Expertenkommission begrüßt die Anstrengungen zum Monitoring der Maßnahmen, empfiehlt aber erneut eine Überprüfung der Minderungseffekte und eine umfassendere Evaluierung der Maßnahmen unter Berücksichtigung der Empfehlungen der Expertenkommission zum Monitoring des NAPE.

32. Unabhängig von der im aktuellen Monitoring-Bericht der Bundesregierung vorgelegten Bewertung der im NAPE und für den Gebäudebereich aufgeführten Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Emissionsminderung möchte die Expertenkommission zu bedenken geben, dass es gemessen an den großen Herausforderungen der Energiewende und der bisher und absehbar eher begrenzten Wirkungen der energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen zu einem grundsätzlichen Überdenken des Maßnahmendesigns kommen sollte. Die Expertenkommission fühlt sich im Übrigen in ihrer skeptischen Haltung hinsichtlich der Erreichung künftiger Emissionsminderungsziele auch durch den Klimaschutzbericht 2017 der Bundesregierung bestätigt, wonach die Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 im Vergleich zu 1990 angesichts der expansiven wirtschaftlichen und demographischen Entwicklung lediglich 32 % betragen dürfte. Das bedeutet Treibhausgasemissionen in Höhe von rund 850 Mio. t CO_2-Äquivalente, also rund 100 Mio. t CO_2-Äquivalente mehr als angestrebt mit der Folge, dass unter diesen Voraussetzungen von 2020 bis 2030 die zusätzliche Emissionsminderung nicht 188 sondern 288 Mio. t CO_2-Äquivalente betragen muss, also pro Jahr fast 30 Mio. t CO_2-Äquivalente.

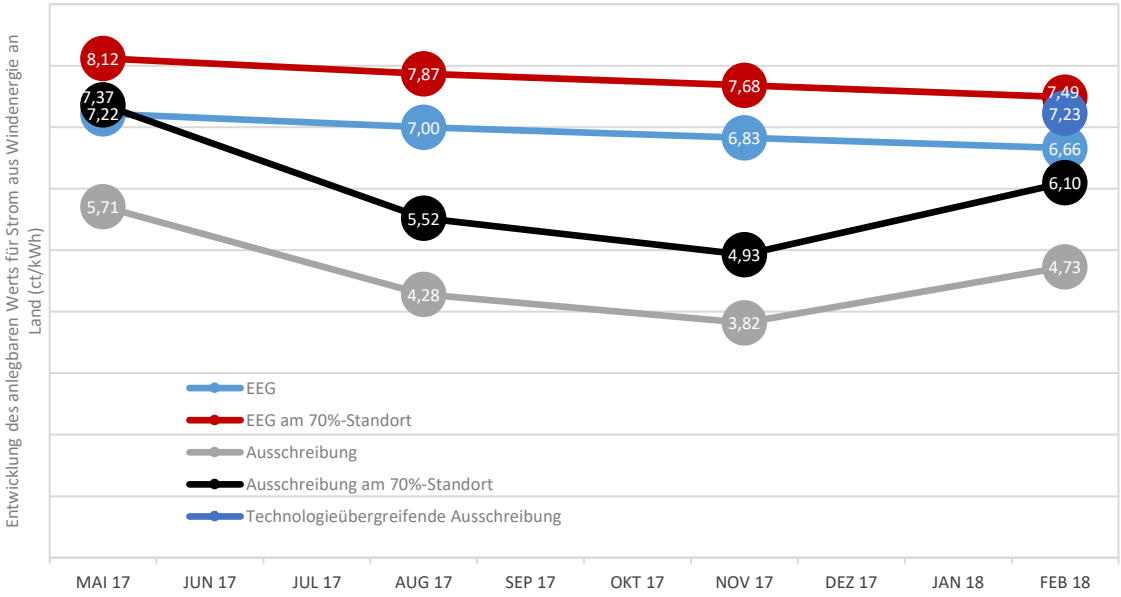
Erneuerbare Energien

33. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist insgesamt weiterhin auf einem guten Weg. Dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr nur leicht auf 14,8 % stieg, war vor allem witterungsbedingt: Wenig Wind und wenig Sonne ließen den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nur geringfügig steigen. Da aber die installierte Stromerzeugungsleistung in den Jahren 2016 und 2017 deutlich zunahm, wurde bereits im Jahr 2017 ein erneuerbarer Anteil von 36,2 % am Bruttostromverbrauch erreicht (2016: 31,6 %) und das Mindestziel der Bundesregierung von 35 % für 2020 bereits drei Jahre im Voraus übertroffen. Dies lässt für 2017 auch einen weiteren Anstieg des Anteils der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch erwarten. Das für 2020 seitens der EU vorgegebene Ziel von 18 % für Deutschland erscheint somit weiterhin erreichbar, auch wenn sich die Anteile der erneuerbaren Energien in den verschiedenen Sektoren sehr unterschiedlich entwickelten.

34. Die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung wird weiterhin maßgeblich durch die Regelungen des EEG bestimmt. Die Expertenkommission betrachtet die im EEG 2017 vorgenommene Einführung von

Ausschreibungen und die hierdurch ausgelösten Entwicklungen differenziert: Nicht in allen Sparten konnte die angestrebte Wettbewerbsintensität erzielt werden (vgl. Abbildung 4). Dies gilt namentlich für die im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen in Höhe von jeweils 4 GW für Photovoltaikanlagen und Windenergie an Land. In den kommenden Ausschreibungsrunden könnte mangels genehmigter Standorte kein ausreichender Wettbewerb zustande kommen, denn nach derzeitigem Stand der Meldungen im Anlagenregister für Windenergie an Land ist nur ein Volumen an erteilten Genehmigungen von 1,2 GW vorhanden.

Abbildung 4: Entwicklung des anlegbaren Werts für Strom aus Windenergieanlagen an Land nach EEG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2018h)

35. Auch hinsichtlich der Ausweisung der realisierten Kostensenkungen empfiehlt die Expertenkommission eine tiefergehende Analyse, denn die erzielten Gebotshöhen waren teilweise stark durch Sonderfälle wie die Privilegierung der Bürgerwindanlagen beeinflusst. Im Bereich der Windenergie an Land und auf See müssen daher die Ausschreibungsergebnisse eher als prognostizierte Kostensenkungspotenziale für die nahe Zukunft bewertet werden und nicht als durch das Ausschreibungssystem generierte Kostensenkungen. Dies zeigt auch die erste technologieneutrale Ausschreibung für Photovoltaik und Windenergie an Land, bei der keine vergleichbar niedrigen Kosten für die Windenergie erzielt wurden. Bei den Offshore-Ausschreibungen, die mit Gebotspreisen von 0 ct/kWh überraschten, sind strategische Abwägungen zur Sicherung der Standorte und Netzanschlusskapazitäten zu vermuten. Eine ebenso wichtige Rolle dürfte die Erwartung technischer Fortschritte bei den nächsten Anlagengenerationen und steigender Börsenstrompreise infolge des Kernenergieausstiegs gespielt haben.

36. Die Expertenkommission sieht im EEG 2017 nur einen ersten Schritt für die Schaffung von Wettbewerbsanreizen und die Integration der Erneuerbaren in die Strommärkte, um mit der Zeit vollständig auf eine finanzielle Förderung verzichten zu können. Aus Sicht der Expertenkommission reicht die Umstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung und der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen für ein zukunftsfähiges

Strommarktregime unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien nicht aus. Um den avisierten Verzicht auf ein Fördersystem innerhalb der kommenden fünf Jahre Realität werden zu lassen, bedarf es weiterer Änderungen im Strommarktdesign und entsprechender flankierender Regelungen wie etwa eine CO_2-Bepreisung von fossilen Brennstoffen. Für die Gestaltung des Übergangs kommt zunächst z. B. auch ein Umstieg von einer EEG-Vergütungsdauer in Jahren auf eine geförderte Anzahl an Volllaststunden in Frage, die mehrere deutliche Vereinfachungen im EEG mit sich bringen und das wettbewerbliche Agieren der Anlagenbetreiber unterstützen würde.

Elektrizitätswirtschaft

37. Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz sollen gemäß dem Monitoring-Bericht die Weichen gestellt werden für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Stromhändler, die Elektrizität an Letztverbraucher verkaufen, sollen die abgesetzte Menge zeitgleich ins Netz einspeisen - in der Fachsprache ist dies das Prinzip der Bilanzkreistreue. Außerdem verspricht das Gesetz eine „freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt“, die für die optimalen Investitionen in die benötigten Erzeugungskapazitäten sorgen würde. Das neue Gesetz ist inzwischen seit über einem Jahr in Kraft, daher ist es sinnvoll und notwendig, im Rahmen des Energiewende-Monitorings auch danach zu fragen, ob und in wie weit das Gesetz die bei seiner Verabschiedung gehegten Erwartungen erfüllt oder dies zumindest ansatzweise erkennen lässt. In mehrfacher Hinsicht ist diese aktuelle Strommarktregulierung aber noch nicht geeignet für eine durch Wind und Sonne dominierte Elektrizitätswirtschaft. Dies zeigt sich an diversen Sachverhalten.

38. Der neue Regulierungsrahmen lässt noch keine kohärente Strategie für Speicher erkennen. Sollen Speicher mittel- bis langfristig wieder eine größere Rolle im deutschen Stromsystem spielen, so müsste die Bundesregierung entsprechend aktiv werden. Die Expertenkommission empfiehlt darüber hinaus, neue Pumpspeicher nicht mehr gegenüber alten Pumpspeichern zu bevorzugen.

39. Die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten ist aus Sicht der Expertenkommission das geeignete Instrument, um zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilität zu gelangen. Mit der Einführung der Kapazitätsreserve wird den Bilanzkreisverantwortlichen aber implizit das Vermögen abgesprochen, kontinuierlich für ausgeglichene Bilanzkreise sorgen zu können und die nötigen Flexibilitäten hierfür auch frühzeitig kontrahieren zu können. Die Einführung der Kapazitätsreserve beeinträchtigt daher die auf der Schaffung von Flexibilitätsoptionen basierenden Geschäftsmodelle.

40. Neben der Schaffung der Kapazitätsreserve und der Verlängerung der Netzreserve sind auch noch weitere unter Aufsicht der Übertragungsnetzbetreiber gestellte Reservemechanismen hinzugekommen. Damit wird ein nicht unwesentlicher Anteil der konventionellen Kapazitäten aus dem Strommarkt genommen und anderweitig finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des Energy-only-Marktes und der Entflechtung von Netzbetrieb und Erzeugung. Die Begründungen zur Einrichtung der Reserven aus Versorgungssicherheitsgründen sind dabei nicht immer überzeugend.

41. Die Bundesregierung sollte daher mit großer Energie an der Schaffung eines zukunftsfähigen, kohärenten und für alle Beteiligten einheitlichen Regulierungsrahmens weiterarbeiten. Dies erfordert insbesondere eine Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen (vgl. Kapitel 10). Vermutlich wird diese Aufgabe nicht ohne die konstruktive Mitwirkung des Bundesfinanzministeriums zu bewältigen sein.

42. Nach Auffassung der Expertenkommission werden die kurzen Ausführungen der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich der Wichtigkeit des Themas nicht gerecht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des im Strommarktgesetz verankerten Paradigmenwechsels von einer nationalen hin zu einer grenzüberschreitenden Betrachtung der Versorgungssicherheit.

43. Die umfassenden Analysen der ENTSO-E sowie des Pentalateralen Energieforums (PLEF) kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland unter Berücksichtigung von Stromimporten in den kommenden Jahren unkritisch erscheint (vgl. Tabelle 3). Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere bleibt die Versorgungssicherheitslage in Frankreich angespannt. Schließlich verdeutlichen die Analysen die steigende Komplexität und die wachsenden Interdependenzen der europäischen Stromsysteme. Diese Interdependenzen führen dazu, dass bei nationalen energiepolitischen Eingriffen in den Kraftwerkspark auch Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Nachbarsystemen zu erwarten sind. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission im Rahmen der Diskussion um den Kohleausstieg nicht nur eine Prüfung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in unseren Nachbarländern, sondern auch eine Konsultation der Nachbarstaaten in dieser Frage.

Tabelle 3: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit der PLEF- und MAF-Studien für die Länder der „Penta-Region“

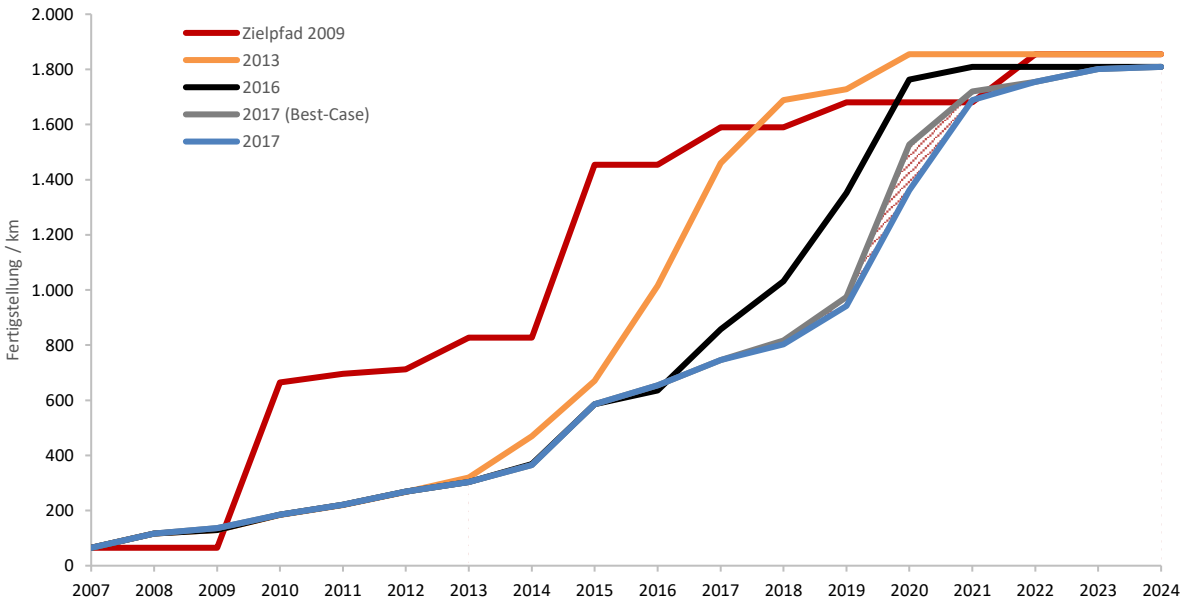
Autor (Veröffentlichungsjahr)		PLEF (2015)	PLEF (2018)		MAF (2016)	MAF (2017)	
	Betrachtungsjahr	2020	2018/19	2023/24	2020	2020	2025
	Sicherheitsstandard [h/a]	**Loss of Load Expectation [h/a]**					
Belgien[1]	3,0	7,0	3,5	2,7	0,6	0,3	6,0
Frankreich	3,0	10,0	5,0	4,9	2,7	5,8	4,6
Österreich	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Schweiz	-	0,0	0,0	0,0	1,3	0,6	0,3
Niederlande	4,0	0,0	0,2	1,1	0,0	0,1	1,3
Luxemburg	-	0,0	0,0	2,6	1,5	0,7	1,7
Deutschland	**-**	**0,0**	**0,0**	**0,5**	**0,3**	**0,4**	**0,6**
		Unterstellte Leistung an Stein- u. Braunkohle in Deutschland [GW]					
Braunkohle		17,5	18,8	16,0	18,1	16,6	11,4
Steinkohle		24,6	21,8	20,1	26,3	23,2	20,9
Gesamt		42,1	40,6	36,1	44,4	39,8	32,3
[1] 3 h/a LOLE und 95-Perzentil <20 h							

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von MAF (2017, 2016) und PLEF (2018, 2015)

Elektrische Netze

44. Die Expertenkommission begrüßt das Bekenntnis der Politik zum Netzausbau, mahnt aber erneut an, dass Verzögerungen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend dargestellt werden. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) sowie das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verankern die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin enthaltenen Vorhaben gesetzlich. In den letzten Jahren entstanden jedoch immer wieder Verzögerungen (vgl. Abbildung 5). Die EnLAG-Projekte liegen mit ca. 750 fertiggestellten Kilometern nach dem ersten Quartal 2018 rund 840 Kilometer hinter dem ursprünglichen Zielpfad zurück. Bei den Ausbauvorhaben des BBPlG ist der Rückstand noch deutlicher. Waren für 2017 ursprünglich 1.435 fertiggestellte Leitungskilometer geplant, so sind nach dem ersten Quartal 2018 erst 150 Kilometer fertiggestellt worden. Auch das im Monitoring-Bericht erwähnte Jahr 2025 zur Fertigstellung der großen Stromtrassen (u. a. SuedLink und SuedOstLink) wird aus heutiger Sicht kaum einzuhalten sein.

Abbildung 5: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2015) und BNetzA (2010, 2017c)

45. Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wurde das Erneuerbaren-Ziel im Elektrizitätsbereich (Anteil am Bruttostromverbrauch) von 50 % auf 65 % bis zum Jahr 2030 angehoben. Zahlreiche Stimmen der Netzwirtschaft werten diesen Schritt als nicht vereinbar mit dem aktuellen Fortschritt des Netzausbaus. Es kann nicht oft genug betont werden, dass der Netzausbau mit dem Zubau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung abgestimmt sein muss, unbeschadet aller Bemühungen zur Dezentralisierung und Flexibilisierung. Für eine erfolgreiche Aktivierung dieser Alternativen zum Netzausbau spielt die Netzbepreisung eine wichtige Rolle.

46. Mit dem im Juli 2017 in Kraft getretenen Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) werden die Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene vereinheitlicht. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklung, ist doch der Ausbau der großräumigen Übertragung der Elektrizität nicht allein von den Letztverbrauchern in den

Regionen mit hohen Windstromanteilen zu finanzieren. Aber auch auf der Verteilnetzebene ist ein erheblicher Reformbedarf festzustellen. Erzeuger treffen ihre Investitions- und Produktionsentscheidungen ohne auf die Netzauslastung zu achten und auch Verbraucher haben kaum Anreize, ihren Verbrauch der Netzauslastung anzupassen. Nach Ansicht der Expertenkommission ließe sich dieser Umstand durch erzeugerseitige Netzentgelte (Entry-Komponente) und eine zeitliche Dynamisierung beheben.

47. Wenig Beachtung findet bisher der Sachverhalt, dass eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland zunehmend Ringflüsse bewirkt, die zu einer physischen „Verstopfung" der Grenzkuppelstellen führen. Die geringeren freien Leitungskapazitäten zu den europäischen Nachbarn reduzieren die handelbaren Strommengen im europäischen Strommarkt. Der Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland und der fehlende Netzausbau bewirken also zusammengenommen eine Desintegration des europäischen Binnenmarkts. Es ist nachvollziehbar, wenn die EU-Kommission dies sehr kritisch beobachtet und Lösungsmöglichkeiten wie etwa die Aufspaltung der deutschen Gebotszone ins Gespräch bringt.

48. Auch wenn die Kosten für das Netzengpassmanagement (Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement) im Jahr 2016 bei einer sachgerechten Zuordnung gesunken sind, befinden sie sich im Vergleich zu den Vorjahren noch auf hohem Niveau. Kostendämpfend haben sich die Fertigstellung einzelner Netzausbauprojekte, verbesserte Abläufe bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie die geringere Windeinspeisung in 2016 ausgewirkt. Die Expertenkommission gibt aber zu bedenken, dass die Kosten schnell wieder steigen können, wenn nicht zeitnah der erforderliche Netzausbau erfolgt. Für 2017 werden von den Übertragungsnetzbetreibern bereits Kosten in Rekordhöhe angekündigt.

49. Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde Ende 2016 nur geringfügig überarbeitet und verlängert, obwohl die abschaltbaren Lasten bezogen auf den geringen Nutzen ein sehr teures Instrument sind. Im Sinne der Effizienz sollte die Bundesregierung derart kleinteilige Instrumente vermeiden.

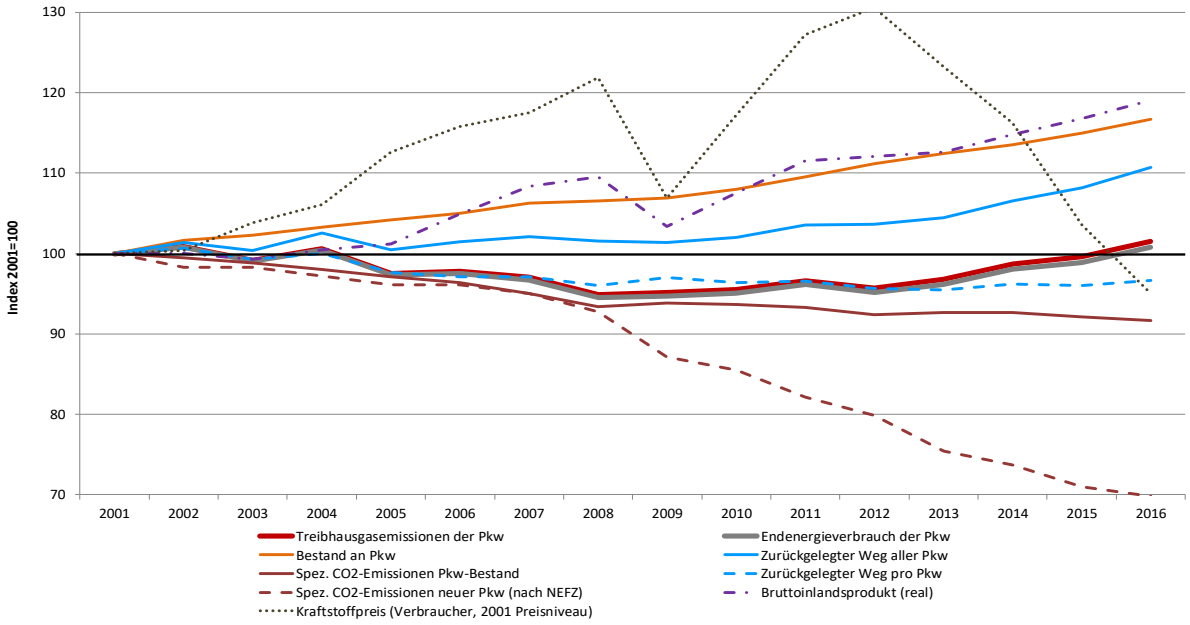
Verkehr

50. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist im Jahr 2016 um fast 3 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist der vierte Anstieg in Folge und läuft dem gesetzten Ziel für das Jahr 2020 entgegen. Die derzeitige Ziellücke zum 2020-Ziel entspricht rechnerisch in etwa dem Jahresverbrauch von 10 bis 11 Mio. Pkw in Deutschland (ca. ein Viertel des Pkw-Bestands). Laut Klimaschutzplan 2050 soll der Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 seine Emissionen auf 98 Mio. t CO_2-Äquivalente senken. Hier besteht mit Emissionen von 167 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2016 ein Reduktionsbedarf von knapp 70 Mio. t CO_2-Äquivalenten bzw. ca. 41 %. Der Koalitionsvertrag stellt fest, dass die deutsche Verkehrspolitik dem Klimaschutzplan 2050 und dem Pariser Klimaschutzabkommen verpflichtet ist. In den genannten Maßnahmen bleibt der Koalitionsvertrag allerdings beim größten Verursacher von Energieverbrauch und Emissionen, dem motorisierten Individualverkehr (MIV), sehr unspezifisch.

51. Die wichtigsten Treiber des zunehmenden Energieverbrauchs und der wachsenden Emissionen im MIV sind zum einen die stetig steigende Zahl an Fahrzeugen und damit verbunden die steigende Gesamtfahrleistung. Zum anderen stagnieren der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch im Pkw-Bestand, und damit auch die durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen, seit Jahren (vgl. Abbildung 6). Gründe hierfür sind die weiterhin bestehenden Abweichungen zwischen Test- und Realemissionen. Durch die Nutzung von Flexibilitäten im Testverfahren des Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) wurden die gesetzlich vorgegebenen Grenzwerte in

der Praxis weitgehend wirkungslos. Das neue Testverfahren der Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) wird realistischere Resultate erzeugen, jedoch den Abstand zu den Emissionen unter echten Fahrbedingungen nicht schließen. Die Expertenkommission plädiert für ergänzende unabhängige Untersuchungen unter echten Fahrbedingungen, um die Entwicklung der Abweichungen regelmäßig zu überprüfen. Die Abweichungen sollten auch in der Ausgestaltung von Politikmaßnahmen berücksichtigt werden. Neue spezifische Emissionsgrenzwerte für Pkw, gültig ab dem Jahr 2021, sind derzeit auf EU-Ebene in Verhandlung, aber laut derzeitigem Entwurf der EU-Kommission nicht ausreichend als Beitrag zur Erreichung der Emissionsreduktionen nach dem Klimaschutzplan 2050. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung sich in den weiteren Verhandlungen für ambitioniertere CO_2-Grenzwerte einzusetzen. Fehlende Emissionsreduktionen müssen sonst durch zusätzliche nationale Maßnahmen kompensiert werden, um die Ziele des Klimaschutzplans 2050 zu erreichen.

Abbildung 6: Gesamte Treibhausgasemissionen durch Kraftstoffverbrennung in Pkw in Deutschland und Einflussfaktoren, 2000-2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Ecologic Institut (2017b), BMVI (2017b), ICCT (2017a), Eurostat (2018) und MVV (2018)

52. Die Zunahme des Fahrzeugbesitzes und der Gesamtfahrleistung im MIV macht die Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen zunichte. Preisinstrumente können dabei helfen, Rebound-Effekte aus Effizienzverbesserungen einzudämmen und Externalitäten des Verkehrs zu internalisieren. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung entsprechend ihrer letzten Stellungnahme die weitreichende Einführung eines Bepreisungssystems für die Straßennutzung voranzubringen. Weiterhin empfiehlt die Expertenkommission die Kfz-Steuer und die Dienstwagenbesteuerung zu nutzen, um Anreize zu setzen, kleinere, leichtere, effizientere und klimafreundlichere Fahrzeuge zu kaufen und klimaschädliche Fahrzeuge unattraktiver zu machen. Dies würde, neben Vorteilen im Ausstoß von CO_2, weitere Externalitäten wie Flächennutzung, Feinstaubemissionen und Ressourcennutzung adressieren.

53. Die Anschaffungskosten für einen batterieelektrischen Pkw der unteren Mittelklasse waren im Jahr 2015 in Abhängigkeit von der Batteriegröße etwa 5.600 bis 17.700 Euro höher als die eines vergleichbaren konventionellen Fahrzeugs. Sie stellen trotz bestehender Förderinstrumente weiterhin ein Hindernis für die Verbreitung der Elektromobilität dar, so dass weitere unterstützende Maßnahmen nötig sein werden. Die für den Ausbau der Ladeinfrastruktur nötigen Investitionen in die Verteilnetze müssen zeitnah angegangen werden.

54. Beim Schienenverkehr begrüßt die Expertenkommission die Vorhaben, die im Koalitionsvertrag formuliert wurden. Existierende Potenziale zur Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene sollten umfassend erschlossen werden. Eine auf den Externalitäten des Verkehrs basierende Bepreisung der Straßennutzung kann hier die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene verbessern. Vor dem Hintergrund des Klimaschutzplans 2050 sollte die Bundesregierung auch die Frage der nötigen Infrastrukturinvestitionen und der Verteilung zwischen Straße und Schiene im Bundesverkehrswegeplan neu bewerten.

Energiepreise und Energiekosten

55. Bereits in der Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht hat die Expertenkommission empfohlen, die Energiekostenbelastung anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen und nicht auf Basis sektoraler Energiepreise. Die Zeitreihe zur Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 4 dargestellt. Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits-, Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken.

56. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP ist von 2,3 % im Jahr 2015 auf 2,2 % im Jahr 2016 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2016 konstatieren. Bei dieser Entwicklung stehen zum wiederholten Male Steigerungen in den Bereichen der staatlich induzierten (EEG-Umlage etc.) sowie regulierten Elemente (Netzentgelte) einem Rückgang der marktgetriebenen Elemente gegenüber. Die Stabilisierung der Gesamtausgaben ist voraussichtlich nur vorübergehend; vor allem im Bereich der Netzentgelte sind Steigerungen für das Jahr 2017 und 2018 bereits bekannt.

57. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP in 2016 lag bei 2,9 %. In den vergangenen drei Jahren ist die absolute Kostenbelastung im Wesentlichen konstant geblieben. Geringere Ausgaben für Endenergieträger wurden durch höhere Energieeffizienzausgaben kompensiert. Wegen des Wachstums der deutschen Volkswirtschaft ist die relative Kostenbelastung im Vergleich zu 2014 um 0,2 Prozentpunkte gesunken. Die Realisierung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes dürfte die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen künftig deutlich erhöhen. Infolgedessen ist mit Verteilungsproblemen unter den betroffenen Akteuren zu rechnen.

58. Die Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr sind im Jahr 2016 weiter gesunken, wenn auch nur leicht. Wie schon im Vorjahr ist dieser Rückgang auf exogene Faktoren zurückzuführen, etwa auf den Rückgang der mittleren Kraftstoffpreise. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt liegt die relative Kostenbelastung bei 2,2 %, entsprechend 0,2 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert. Wegen der Unklarheit darüber, wie die Politik den

im Verkehr bestehenden Handlungsdruck lösen wird, ist eine perspektivische Abschätzung der Entwicklung schwierig.

Tabelle 4: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Stromabsatz in TWh	**478,5**	**467,4**	**461,7**	**465,0**	**447,2**	**450,8**	**448,0**
	Mrd. Euro						
Gesamtausgaben [1]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,5**	**68,5**
Staatlich induzierte Elemente	**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**	**32,7**
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3
Umlagen (§ 17F ENWG, §18 AbLaV) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2
Staatlich regulierte Elemente	**16,9**	**17,6**	**19,0**	**21,2**	**21,4**	**21,4**	**22,3**
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9	18,5
Marktgetriebene Elemente	**26,8**	**23,1**	**22,0**	**19,8**	**16,6**	**16,8**	**13,4**
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,1	9,1

* teilweise vorläufig

Quelle und Legende: Vgl. Kapitel 9.1

59. Die Expertenkommission begrüßt die Aufnahme des Konzepts der Energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung durch die Bundesregierung. Die Indikatoren für Elektrizität, Wärme und Verkehr liefern Aussagen über die relative Entwicklung der Letztverbraucherausgaben in diesen drei Sektoren. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung künftig die erforderlichen Daten zu erheben und das nötige Know-how zur Erstellung der Indikatoren bereitzustellen. Zusätzlich zu den Energiepreisen sollten die Kosten und Stückkosten ausgewiesen werden.

Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie

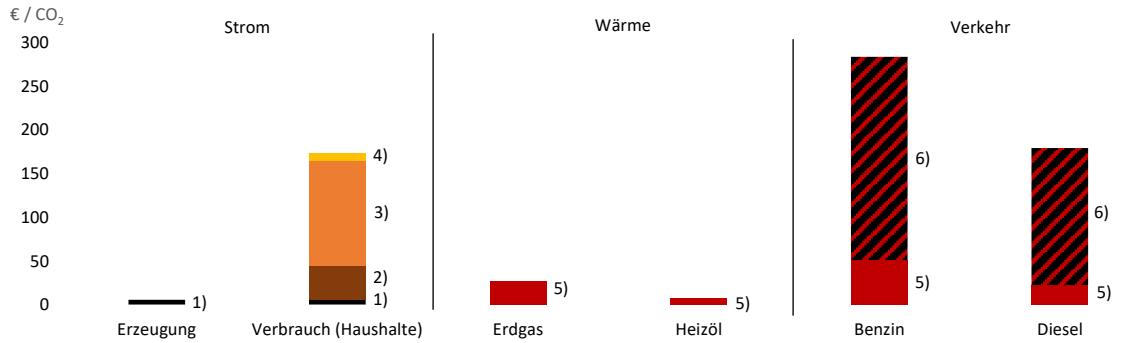
60. Derzeit besteht der klima- bzw. energiepolitische Instrumentenmix aus einer Vielzahl von kleinteiligen Anreizsystemen. Als Gegenentwurf sprach sich die Expertenkommission bereits in der vorhergegangenen Stellungnahme für eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument aus, um damit einen ökonomisch sinnvollen, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Darunter versteht die Expertenkommission ein schlankes Energiepreissystem, das möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit

einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegt. Komplementäre Instrumente sind (lediglich) dort geboten, wo weitere Marktunvollkommenheiten diese rechtfertigen.

61. Um die theoretische Forderung eines über alle Sektoren möglichst einheitlichen CO_2-Preissignals in der Praxis umzusetzen, bedarf es eines umfassenden Bewertungsmaßstabes. Gegenwärtig ist nicht klar, welche Sektoren mit welchen CO_2-Preisen konfrontiert sind. Eine belastbare Methode ist Voraussetzung dafür, einen informierten Vorschlag für eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie zu unterbreiten. Die Expertenkommission zeigt hierzu einen konzeptionellen Rahmen auf.

62. Erste indikative Abschätzungen der sogenannten totalen CO_2-Preise in Deutschland zeigen, dass augenscheinlich eine große Heterogenität in der CO_2-Bepreisung zwischen den Sektoren besteht (aufgrund von Emissionshandelssystem und energiebezogenen Abgaben und Steuern, vgl. Abbildung 7). Gerade beim Vergleich zwischen Elektrizität und Wärme wird dies deutlich (CO_2-Preissignal für Strom von 164,82 Euro/t CO_2 vs. Heizöl von 7,97 Euro/t CO_2). Die Empfehlung der Expertenkommission für die allgemeine CO_2-Bepreisung setzt hier an und möchte die unterschiedlichen Preissignale für Emissionen zwischen den Sektoren nivellieren. Mit einer entsprechenden Reform können gleichzeitig die aus Klimasicht besonders kritischen (weil niedrigen) CO_2-Preise emissionsintensiver Energieträger (z. B. Heizöl) adressiert werden, die derzeit nicht adäquat sind, um die externen Kosten der Emissionen vollständig zu internalisieren. Auch innerhalb der Sektoren besteht beträchtliche Heterogenität. Das ist besonders im deutschen Stromsektor augenscheinlich, wo der errechnete CO_2-Preis in der Erzeugung nur ca. ein Zwanzigstel des CO_2-Preises des Verbrauchs beträgt. Im Verkehrssektor ergibt sich Heterogenität durch die unterschiedliche Besteuerung von Energieträgern (vgl. Benzin vs. Diesel). Die Korrektur um „nicht-klimaschutzbezogene“ Preisbestandteile reduziert beispielsweise für Benzin das zunächst ermittelte CO_2-Preissignal von 283,28 Euro/t CO_2 auf 50,68 Euro/t CO_2. Derartige Korrekturen dürfen in der künftigen Diskussion um korrekt erfasste CO_2-Preissignale nicht vernachlässigt werden. Nach Kenntnis der Expertenkommission liegen bisher noch keine bereinigte Rechnungen dieser Art vor. Das gegebene Beispiel für den Verkehrsbereich (bzw. für eine Auswahl in diesem Sektor wirksamer Instrumente) ist ein erstes Beispiel, das entsprechend weiterentwickelt und auf andere CO_2-Emissionsquellen übertragen werden sollte.

Abbildung 7: „Totale CO_2-Preise“ in Deutschland 2016



1) EU-ETS-Zertifikate, 2) Stromsteuer, 3) EEG-Umlage, 4) KWK-Umlage, 5) Energiesteuer,
6) "Infrastrukturkomponente" und Bepreisung von anderen Umweltwirkungen abseits von Treibhausgasemissionen.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Agora Energiewende (2017b)

63. Das Preissystem für Energie bedarf einer klareren Zielausrichtung auf die ursächliche Größe des Klimawandels, die Treibhausgasemissionen, lässt derzeit große Potentiale bei der Kosteneffizienz ungenutzt, läuft der wichtigen Idee der Sektorkopplung zuwider und führt zu verzerrten bzw. überlagerten Preissignalen. Weitere wichtige Beurteilungskriterien einer Reform, wie eine langfristige Orientierung für Marktteilnehmer, Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie sowie regressive Wirkungen einer zusätzlichen CO_2-Bepreisung und Möglichkeiten der Abhilfe sind zu beachten.

64. Die Quantifizierungen der CO_2-Preissignale auf Basis des vorgestellten Monitoring-Berechnungsrahmens zeigen auf, wie komplex eine vollständige und korrekte Erfassung der CO_2-Preise in der Praxis ist. Dies gebietet Vorsicht bei der Formulierung eines umfassenden Reformvorschlages hin zu der von der Expertenkommission favorisierten allgemeinen CO_2-Bepreisung. Daher regt die Expertenkommission an, den aufkommensneutralen Ersatz aller Umlagen und Abgaben auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf die Energiesteuern auf fossile Energieträger zu prüfen. Würde dieser Vorschlag verwirklicht, könnte der Elektrizitätspreis für die Letztverbraucher sinken, gleichzeitig dürfte der Großhandelsstrompreis durch die Einbeziehung der CO_2-Preise auf Brennstoffe von fossilen Kraftwerken steigen. Die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien würden sich dann reduzieren. Womöglich wären manche Erneuerbare-Stromerzeugungsanlagen sogar schon ohne weitere Förderung realisierbar. Die Marktchancen für Sektorkopplungs-Technologien würden sich verbessern. Die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit CO_2-armer Energieträger dürfte auch den marktgetriebenen (Braun-)Kohleausstieg ohne neue staatliche Interventionen ermöglichen. Die Gefahr einer Entsolidarisierung der Elektrizitätsverbraucher durch Eigenerzeugung wäre gemindert, da eine Eigenerzeugung nicht mehr so stark wie heute gegenüber dem Netzbezug bevorteilt wäre. Nicht zuletzt würde sich die Diskussion über die Behandlung von Elektrizitätsspeichern im Zusammenhang mit der Befreiung von elektrizitätsspezifischen Abgaben und Umlagen erübrigen, weil diese abgebaut oder zumindest deutlich reduziert wären.

Innovation und Digitalisierung

65. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung behandelt das Thema Energieforschung und Innovation in einem eher knappen Überblick. Um der dort genannten Bedeutung der Energieforschung als „Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende“ gerecht zu werden, empfiehlt die Expertenkommission für künftige Berichte eine ausführlichere Darstellung, zumal die Energiewende als Innovationstreiber erhebliche Chancen für die Wirtschaft bietet.

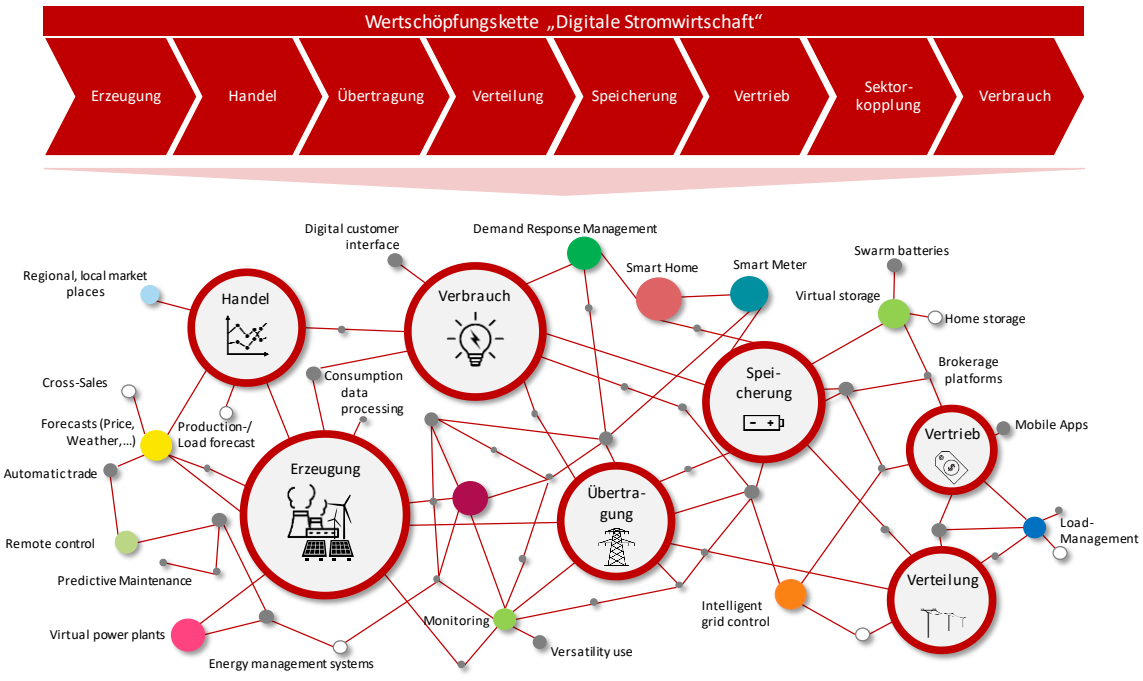
66. Zunächst sollten ergänzend zu den staatlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung auch die Ausgaben der Privatwirtschaft in den Blick genommen werden, die um etwa den Faktor 10 höher sein dürften. Denn der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verweist zurecht darauf, dass die Erforschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft ist und die öffentliche Forschungsförderung u. a. dazu dient, die Innovationsaktivitäten der deutschen Wirtschaft zu unterstützen.

67. Weiterhin wird empfohlen, die bestehende Indikatorik für die Forschungs- und Entwicklungsphase von Innovationen um die Diffusionsphase (Kostensenkung, Marktanteile, Welthandelsanteile usw.) zu erweitern und die Ergebnisse einer geeigneten Interpretation zu unterziehen. Eine Ergänzung können so genannte „Innovationsbiographien“ bilden, d. h. exemplarische Analysen für Technologien, die besonders relevant für die Energiewende sind. Auf dieser Grundlage könnten sich verallgemeinerungsfähige Innovationsmuster ableiten lassen, die zeigen, welche Faktoren generell für Erfolg oder Misserfolg eine zentrale Rolle spielen, etwa in Bezug auf die Rahmenbedingungen für den Transfer von Forschungsergebnissen in den Markt.

68. Viele Innovationen werden von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) angestoßen. Daher sollte die Bundesregierung in ihrem Innovations-Monitoring zur Energiewende verstärkt diese Unternehmen in den Blick nehmen. Allerdings ist zu konstatieren, dass es für KMU speziell in technologie- und kapitalintensiven Bereichen schwierig sein dürfte, Innovationen zu entwickeln und umzusetzen. Dies gilt vor allem für High-Tech-Startups, die quasi den „Nachwuchs“ an forschenden Unternehmen darstellen. Die Expertenkommission begrüßt deshalb die Überlegungen der Bundesregierung, die Gründungskultur zu stärken und den Zugang für Startups zur Forschungsförderung insbesondere im Bereich der Energieforschung deutlich zu erleichtern.

69. Ein Großteil der Geschäftsmodelle von Startups in der Energiewende ist darüber hinaus datengetrieben. Damit einher geht eine Transformation von linearen Wertschöpfungsketten hin zu Wertschöpfungsnetzwerken (vgl. Abbildung 8). Denn Digitalisierung und Dezentralisierung lösen Veränderungen der Marktstruktur aus, die verstärkt zu parallelen (und nicht rein linearen) Interaktionen der Marktakteure und Transaktionen von tangiblen und intangiblen Faktoren führen. Um diesen Entwicklungen gerecht zu werden, unterbreitet die Expertenkommission einen Vorschlag zur Weiterentwicklung des Monitorings von Unternehmensgründungen im Energiemarkt. Ein derartig methodisch erweitertes Monitoring ist Ausgangspunkt zur Beantwortung von neuen Fragen im Zusammenhang von Marktrollen, Netzwerkanalysen und Wertschöpfungsprozessen.

Abbildung 8: Von Wertschöpfungsketten hin zu Wertschöpfungsnetzwerken



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2017)

70. In der letzten Stellungnahme der Expertenkommission wurde bereits beschrieben, dass nur eine Detailuntersuchung einen Einblick in den innovativen Charakter dieser Unternehmensgründungen liefern kann. Diese Detailuntersuchung wird jetzt ermöglicht. Die beschriebene Datenbank listet Energie-Startups mit konkreten In-

formationen über deren Produkte oder Technologien und ermöglicht somit eine Unterscheidung der Unternehmen in innovative und diffusionstreibende Gründungen, also solche, die neue Technologien oder Produkte auf den Markt bringen und solche, die vielmehr die Verbreitung bestehender Technologien und Dienstleistungen vorantreiben. Unabhängig ob innovativ oder diffusionstreibend bezeichnet der Begriff des „Energie-Startups“ Unternehmensgründungen, die mit ihren Produkten, Technologien und Dienstleistungen, per Kerngeschäft oder signifikantem Nebengeschäft, einen Beitrag zur umweltfreundlichen Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie, zur Verbesserung der Energieeffizienz oder zur Förderung einer nachhaltigen Mobilität leisten. Die Datenanalyse zeigt, dass innovative Startups vorrangig die Felder Smart Home und Handel/Prognose stark vorantreiben. Die größten Treiber im Smart Home Bereich sind Energiemanagementsysteme, Gebäudeautomatisierung und Verbrauchs-Monitoring. Für den Anstieg der Kategorie Handel/Prognose sind vor allem Handelsplattformen für Stromfahrpläne, Erzeuger/Verbraucher-Pooling sowie Energiedirektvermarktung verantwortlich. Die Kategorien Smart Grid ebenso wie Monitoring/Last-Management und Demand Side Management werden hingegen vor allem durch diffusionstreibende Gründungen repräsentiert.

Stellungnahme

0 Vorwort

1. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele des Energiekonzepts „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ vom September 2010 der Bundesregierung und des Umsetzungsstandes der entsprechenden Maßnahmen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Energiewissenschaftlern, welche die von den Ministerien zu erstellenden jährlichen Monitoring-Berichte bzw. dreijährlichen Fortschrittsberichte begutachten und kommentieren soll. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende, während die Fortschrittsberichte eine umfangreichere Analysekomponente enthalten und ggf. Maßnahmen vorschlagen, um Hemmnisse bei der Zielerreichung zu überwinden.

2. Der sechste Monitoring-Bericht und die dazugehörige Stellungnahme fallen außerhalb des gewöhnlichen Rhythmus. Zum einen wären gemäß beschlossenem Turnus (Bundestagsdrucksache 18/6781) bereits bis zum 15. Dezember 2017 beide Dokumente dem Bundeskabinett vorzulegen gewesen. Allerdings kam es im Herbst 2017 zu ungewöhnlich zeitaufwendigen Koalitionsverhandlungen, die auch die Erstellung des Monitoring-Berichts verzögerten. Daher entschied sich die Expertenkommission im Oktober 2017 einen eigenständigen Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende zu veröffentlichen. Zum anderen wäre turnusgemäß ein Fortschrittsbericht zu erstellen gewesen, statt des nun vorgelegen Monitoring-Berichts. Da ein Fortschrittsbericht neben der Dokumentation des Stands der Umsetzung der Energiewende auch einen Ausblick für die weitere Entwicklung und gegebenenfalls weitreichende Maßnahmen vorschlagen soll, entschied sich die Bundesregierung dazu, dass diese explizit zukunftsgerichteten Aussagen erst mit dem künftigen, siebten Monitoring-Bericht, der in den zweiten Fortschrittsbericht integriert werden soll, zu treffen wären.

3. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des sechsten Monitoring-Berichts, der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) am 12. Juni 2018 zur Verfügung gestellt wurde. Der Monitoring-Bericht befand sich zu diesem Zeitpunkt noch in der Ressortabstimmung. Wir danken dem BMWi für die Bemühung einer möglichst frühzeitigen Übermittlung des Berichts.

4. Im Rahmen des Monitoring-Prozesses fanden zahlreiche Treffen mit Vertretern des BMWi, der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Umweltbundesamtes (UBA) statt. Im April 2017 war der Vorsitzende der Expertenkommission beim Ausschuss des Deutschen Bundestages für Wirtschaft und Energie und im Mai 2017 bei der öffentlichen Anhörung zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“ als Sachverständiger geladen. Im Juli 2017 kam es zudem zu einem gesonderten Informationsaustausch zwischen der Expertenkommission und Vertretern des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). In diesen Treffen wurden insbesondere die klima- und energiebezogenen Zielsetzungen für 2030 diskutiert und den Fragen der Expertenkommission Raum gegeben. Der Informationsaustausch wurde in diesem Jahr flankiert durch die umfangreiche Bereitstellung aktueller Studien im Auftrag der Bundesregierung. Zu nennen sind hier Diskussionen im Rahmen der Studie zu „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“ mit dem mit der Studie beauftragten Konsortium (Juli und November 2017). Zudem organisierte das BMWi im Oktober 2017 einen Work-

shop mit dem Normenkontrollrat zur Bestimmung der Kosten der Energiewende, bei der die Position der Expertenkommission dargelegt wurde. Unser Dank gilt allen Gesprächspartnern, insbesondere unseren Ansprechpartnern aus den Ministerien und den Bundesbehörden, für die konstruktive Zusammenarbeit.

5. Die während des Monitoring-Prozesses aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen. Ein besonderer Schwerpunkt wird in diesem Jahr auf die EU Governance-Verordnung gelegt, die in der anstehenden Dekade bis 2030 maßgebliche Weichen für das nationale und europäische Monitoring der Energiewenden stellen wird. Besonderer Dank gilt in diesem Zusammenhang Matthias Duwe (Ecologic Institut) und Dr. Severin Fischer (ETH Zürich), die ihre Expertise zu den europäischen Prozessen in einem gemeinsamen Workshop mit der Expertenkommission einbrachten (März 2018). Mit Blick auf das Kapitel zu „Unternehmensgründungen“ bedanken wir uns bei Herrn Prof. Dr. Orestis Terzidis und seinem wissenschaftlichen Mitarbeiter Markus Lau. Auf Basis ihrer Arbeiten macht die Expertenkommission einen Vorschlag für die Weiterentwicklung des Monitorings von Startups in der Energiewirtschaft.

6. Weiterhin war der Vorsitzende der Expertenkommission Mitglied im „Forschungsforum Energiewende“ beim Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und im Kuratorium des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften und der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften acatech. Derzeit prüft die Expertenkommission auch die Möglichkeiten eines internationalen Monitorings der Energiewenden in verschiedenen Ländern.

7. 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 Oliver Kaltenegger, Martin Baikowski, Laura Klockenbusch und Dr. Jörg Lingens von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, Lars Dittmar, Lisa Marina Koch und Dr. Fernando Oster vom Fachgebiet Energiesysteme der TU Berlin, Maike Schmidt und Dr. Tobias Buchmann vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart, sowie Andreas Prahl vom Ecologic Institut, Berlin.

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

Berlin, Münster, Stuttgart, 27. Juni 2018

Georg Erdmann | Andreas Löschel

Frithjof Staiß | Hans-Joachim Ziesing

Inhalt

0 Vorwort i

Inhalt iii

Abbildungen v

Tabellen vii

1 Stand der Energiewende 1

1.1 Gesamteinschätzung zur Energiewende 1

1.2 Die Energiewende-Ampel 2

1.3 Umweltwirkungen 9

2 Europäischer und internationaler Rahmen 17

2.1 Hintergrund 18

2.2 Europäische Governance-Verordnung 18

2.3 Empfehlungen 20

2.4 Internationales Monitoring und Zusammenarbeit 23

2.5 Reform des europäischen Emissionshandels 29

3 Treibhausgasemissionen 33

3.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen 34

3.2 Langfristige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Überlegungen zum geplanten Klimaschutzgesetz 43

4 Energieeffizienz 49

4.1 Zur Entwicklung im Gebäudebereich 53

4.2 Zum Monitoring des Nationalen Energieeffizienzplanes (NAPE) 55

5 Erneuerbare Energien 59

5.1 Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien 60

5.2 Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 69

5.3 Weiterentwicklung der Fördermechanismen 77

5.4 Sektorkopplung 79

5.5 Biomethan und andere regenerative Gase 80

6 Elektrizitätswirtschaft 83

6.1 Strommarktdesign 84

6.2 Versorgungssicherheit 96

7 Elektrische Netze 105

7.1 Ausbau der elektrischen Netze 106

7.2 Koordination des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netze 109

7.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte 111

7.4 Systemdienstleistungen 113

8 Verkehr 119

8.1 Entwicklung des deutschen Verkehrssektors 120

8.2 Novellierung der europäischen CO_2-Grenzwerte für Pkw 122

8.3 Preisinstrumente und die Reduzierung weiterer Externalitäten des MIV 126

8.4 Ausbau der Elektromobilität 127

8.5 Verlagerung auf die Schiene 128

9 Energiepreise und Energiekosten 131

9.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung 131

9.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen 135

9.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 137

9.4 Energiestückkosten 138

9.5 Preise und Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien 139

10 Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie 141

10.1 Hintergrund 142

10.2 Monitoring von CO_2-Preissignalen 143

10.3 Problemlagen des gegenwärtigen Energiepreissystems 148

10.4 Reformvorschlag 153

11 Innovation und Digitalisierung 157

11.1 Ausrichtung der Energieforschung 157

11.2 Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung 159

11.3 Diffusion von Innovationen 160

11.4 Unternehmensgründungen 162

12 Literaturverzeichnis 169

Abbildungen

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen 3

Abbildung 2: Sektorale Emissionsreduktionspfade in Großbritannien 27

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen in Deutschland vom Basisjahr 1990 bis zum Zieljahr 2020 37

Abbildung 4: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung der Flexibilitäten 47

Abbildung 5: Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis zum Reduktionsziel für 2030 48

Abbildung 6: Entwicklung der Endenergieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2016 und Ziele bis 2050 51

Abbildung 7: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach unterschiedlichen Berechnungsmethoden 61

Abbildung 8: Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien inklusive Zielsetzung für 2020 und prognostizierte Entwicklung aus der Zielarchitekturstudie 62

Abbildung 9: Anzahl verkaufter Heizungen in Deutschland 67

Abbildung 10: Entwicklung des anlegbaren Werts für Strom aus Windenergieanlagen an Land nach EEG 74

Abbildung 11: Tägliche Volatilität am deutschen Day-ahead Markt als Jahresdauerlinie 86

Abbildung 12: Entwicklung der Häufigkeitsverteilung des NRV-Saldos 90

Abbildung 13: Entwicklung der Häufigkeitsverteilung des Ausgleichsenergiepreises (reBAP) 90

Abbildung 14: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Stand: April 2018 92

Abbildung 15: Kapazitätsmechanismen in Europa 97

Abbildung 16: Verbleibende Leistung in 3. Januarwoche 2024 nach den Simulationen des PLEF-Berichts 102

Abbildung 17: Sensitivitätsrechnungen für das Jahr 2023/24 des PLEF-Berichts mit einer reduzierten Kernkraftleistung in der Schweiz i.H.v. 1 GW und Frankreich i.H.v. 5 GW 103

Abbildung 18: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG 107

Abbildung 19: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG 108

Abbildung 20: Anzahl der Stunden pro Jahr in denen paarweise Preiskonvergenz auf den Day-ahead Märkten der jeweiligen Länder Zentralwesteuropas besteht 110

Abbildung 21: Entwicklung der vermiedenen Netzentgelte 112

Abbildung 22: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen 114

Abbildung 23: Summe der Dauer von marktbasierten Eingriffen (Redispatchmaßnahmen) in den Stromerzeugungsfahrplan in Stunden 115

Abbildung 24: Kosten für Redispatch und Netzreserve 116

Abbildung 25: Entschädigungszahlungen und -ansprüche für das Einspeisemanagement 116

Abbildung 26: Verkehrsleistung und Endenergieverbrauch verschiedener Verkehrsbereiche 120

Abbildung 27: Gesamte Treibhausgasemissionen durch Kraftstoffverbrennung in Pkw in Deutschland und Einflussfaktoren, 2000-2016 122

Abbildung 28: Spezifische CO_2-Emissionen neuer Pkw in Deutschland 123

Abbildung 29: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt 133

Abbildung 30: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ 135

Abbildung 31: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 136

Abbildung 32: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 137

Abbildung 33: „Totale CO_2-Preise“ in Deutschland 2016 146

Abbildung 34: „Effective carbon rates“ in wichtigen EU-Ländern 2012 147

Abbildung 35: Hemmnisse eines schnellen Praxistransfers 158

Abbildung 36: Private und öffentliche Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland 2013[1)] 160

Abbildung 37: Internationale Kooperation im Bereich von Photovoltaikpatenten 161

Abbildung 38: Von Wertschöpfungsketten hin zu Wertschöpfungsnetzwerken 163

Abbildung 39: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien (Mehrfachnennungen möglich) 164

Abbildung 40: Untersuchungssample zur Geschäftsmodellanalyse von Energie-Startups (Mehrfachnennungen möglich) 166

Abbildung 41: Aufteilung der zehn häufigsten Geschäftsmodellmuster nach Marktsegmenten (Mehrfachnennungen möglich) 167

Tabellen

Tabelle 1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022 5

Tabelle 2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren 10

Tabelle 3: Europäische Klima- und Energie-Zielarchitektur 2020 und 2030 19

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Monitoring-Kommissionen in Deutschland, Großbritannien und Frankreich 25

Tabelle 5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen sowie der Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland von 2005 bis 2016 30

Tabelle 6: Energiebedingte CO_2-Emissionen aus Verbrennungsprozessen nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland 2016 (ohne Biomasse) 35

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Quellgruppen 36

Tabelle 8: Verbraucher- und Importpreise für Energieträger in Deutschland 2012 bis 2017 40

Tabelle 9: Vergleich der Szenario-Ergebnisse von Prognos/GWS/EWI (2010) für ein Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 für 2020 mit der Ist-Entwicklung von 2008 bis 2016/2017 41

Tabelle 10: Endenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Sektoren 50

Tabelle 11: Basisdaten zur Bewertung der Ziele zur Energieeffizienz 52

Tabelle 12: Gebäudebezogener Endenergieverbrauch 55

Tabelle 13: Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergie an Land im Jahr 2017 72

Tabelle 14: Methodenvergleich Versorgungssicherheitsanalysen 99

Tabelle 15: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit der PLEF- und MAF-Studien für die Länder der „Penta-Region“ 101

Tabelle 16: Fortschritt der Netzausbauvorhaben aufgegliedert in vier Projektkategorien 109

Tabelle 17: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 132

Tabelle 18: Taxonomie der Preisbestandteile von Energieprodukten 143

Tabelle 19: Benzin und Diesel zurechenbare Kosten des Straßen-Baus und der –Instandhaltung sowie Umweltschäden 145

1 Stand der Energiewende

1.1 Gesamteinschätzung zur Energiewende

1. Die Bundesregierung hat sich mit dem Energiekonzept vom September 2010 und dem Kernenergieausstieg vom August 2011 eine Langfriststrategie der Energiepolitik mit ambitionierten Zielsetzungen gegeben. Entsprechend wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von wichtigen Vorhaben zur Energiewende verwirklicht. Dazu gehören etwa der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), die Förderung der Elektromobilität oder jüngst der Übergang zu Ausschreibungen bei der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien oder die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Im Koalitionsvertrag werden die zentralen Handlungsfelder angesprochen, wenn auch abstrakt und weitgehend ohne konkrete Maßnahmen.

2. Zur Dokumentation der Umsetzung des Energiekonzepts sowie der dabei erzielten Fortschritte veröffentlicht die Bundesregierung im Spätherbst eines jeden Jahres einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen. Seit dem Jahr 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Energieexperten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Monitoring-Berichten der Bundesregierung zur Energiewende beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden.

3. Der sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird wegen der zeitaufwendigen Regierungsbildung mit zeitlichem Versatz vorgelegt. Allerdings hat die Expertenkommission im Herbst 2017 einen Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende veröffentlicht (EWK, 2017). Der nun vorliegende sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung und diese Stellungnahme beziehen sich noch auf das Berichtjahr 2016, auch wenn bereits viele Fakten für das Berichtsjahr 2017 verfügbar sind. Ein Fortschrittsbericht sollte entsprechend rasch diese Lücke schließen und eine mit zieladäquaten, realisierbaren Maßnahmen unterlegte Perspektive für die Energiewende formulieren. Der vorliegende Monitoring-Bericht der Bundesregierung gibt eine realistische Einschätzung zu den Erfolgen, aber auch zu den Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Energiewende. Nun sollte zeitnah eine tiefergehende Ursachenanalyse zu absehbaren Verfehlungen einzelner Energiewendeziele erstellt und – darauf aufbauend – Maßnahmen gegen diese Zielverfehlungen vorgeschlagen werden. So werden die Strategien des Energiekonzepts konsequent zu Ende gedacht.

4. Der aktuelle, faktenbasierte Überblick zum Stand der Umsetzung der Energiewende zeigt, dass in einigen Bereichen ein erheblicher Handlungsbedarf zur Erreichung der Energiewendeziele besteht. Die Energiewende in Deutschland kommt nicht auf allen Feldern wie gewünscht voran. Zwar ist der Ausstieg aus der Kernenergie auf einem guten Weg, das Oberziel der Energiewende, die Minderung der Treibhausgase, wird aber bis zum Jahr 2020 wohl deutlich verfehlt werden. Auf diese zu erwartende Lücke hat die Expertenkommission bereits seit mehreren Jahren hingewiesen. In diesem Zusammenhang sind zwei Aktivitäten der Bundesregierung aus Sicht der Expertenkommission positiv hervorzuheben: So wird im Koalitionsvertrag zum einen ein Klimaschutzgesetz angekündigt, in dem nun rasch ein mit dem Pariser Klimaabkommen konformer langfristiger Zielkorridor definiert werden sollte. Zum anderen beschäftigt sich die Bundesregierung jetzt konkret mit den Perspektiven zur Beendigung der Kohleverstromung und hat zu diesem Zweck die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berufen.

5. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist weiterhin auf einem guten Weg, insbesondere getrieben durch die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung. Guten Fortschritten bei den erneuerbaren Ener-

gien stehen jedoch erhebliche Defizite bei der Steigerung der Energieeffizienz gegenüber. Insbesondere die Entwicklungen im Verkehrssektor gehen in die falsche Richtung sowohl für den Endenergieverbrauch als auch bei den Treibhausgasemissionen.

6. Bei den qualitativen Dimensionen des Energiekonzepts der Bundesregierung ergibt sich ebenfalls ein gemischtes Bild: Die Versorgungssicherheit erscheint unter Berücksichtigung von Stromimporten in den kommenden Jahren unkritisch. Der Netzausbau fällt aber in den letzten Jahren immer weiter hinter die gesetzten Ziele zurück. Die Preiswürdigkeit der Energiewende ist augenblicklich gegeben, was sich in einem erneut gesunkenen Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität an der Wirtschaftsleistung äußert. Diese Entwicklung sollte aber weiter intensiv beobachtet werden, da die Stabilisierung der Gesamtausgaben wohl nur vorübergehend sein wird. Aus Sicht der Expertenkommission ist die so wichtige Akzeptanz der Energiewende nicht uneingeschränkt gegeben.

7. Die Einschätzungen der Expertenkommission unterscheiden sich in einigen Dimensionen von denen der Bundesregierung, insbesondere hinsichtlich der Entwicklung bei den Treibhausgasemissionen, der Endenergieproduktivität, der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch und (vor allem perspektivisch) bei der Versorgungssicherheit. Hier kommt die Expertenkommission zu einer skeptischeren Einschätzung als die Bundesregierung.

1.2 Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission nutzt für ihre Einschätzung eine Energiewende-Ampel. Diese liefert eine belastbare Darstellung mit Hilfe von sieben Leitindikatoren und diversen ergänzenden Indikatoren. Die Farben dieser Ampel geben an, ob die Zielerreichung zum Jahr 2020 – bzw. zum Jahr 2022 im Fall des Ausstiegs aus der Kernenergie – wahrscheinlich (grün) oder unwahrscheinlich (rot) ist. In gelber Farbe werden Indikatoren für Ziele gekennzeichnet, deren Erreichbarkeit aus heutiger Sicht nicht sichergestellt ist (vgl. Tabelle 1 für eine Gesamtschau für alle Indikatoren sowie Tabelle 2 für eine Detailbetrachtung je Indikator).

9. Bei der Zuordnung zu den drei Kategorien verwendet die Expertenkommission das statistische Konzept von Prognoseintervallen. Liegt der politisch gesetzte Zielwert für das Jahr 2020 innerhalb des jeweiligen Prognoseintervalls, so ist eine Zielerreichung bei Trendfortschreibung zumindest aus statistischer Sicht wahrscheinlich. Bei einer zu erwartenden Zielübererfüllung bzw. Zielverfehlung liegen die Werte entsprechend außerhalb des Intervalls. Kürzlich implementierte bzw. wirksame Maßnahmen, die sich noch nicht in den Vergangenheitsdaten widerspiegeln, werden durch Experteneinschätzungen berücksichtigt, sofern noch keine quantitativen belastbaren Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission.

10. Das Klimaschutzziel für das Jahr 2020 dürfte aller Voraussicht nach deutlich verfehlt werden. Die Expertenkommission weist diesbezüglich schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung hin. Nun wird dies auch von der Bundesregierung eingeräumt: Sowohl der sechste Monitoring-Bericht als auch der Klimaschutzbericht 2017 der Bundesregierung gehen davon aus, dass die Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 (ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen) nur etwa 32 % betragen wird. Auch die Erreichung des Ziels für 2030 ist mit der jetzigen Dynamik nicht möglich, denn von 2017 bis 2030 müssten die jährlichen Treibhausgasemissionen dreimal stärker gesenkt werden als in den Jahren von 2000 bis 2017. In diesem Zusammenhang sind zwei Aktivitäten der Bundesregierung aus Sicht der Expertenkommission positiv hervorzuheben: So wird im Koalitionsvertrag zum einen ein Klimaschutzgesetz angekündigt, in dem nun rasch ein mit dem Pariser

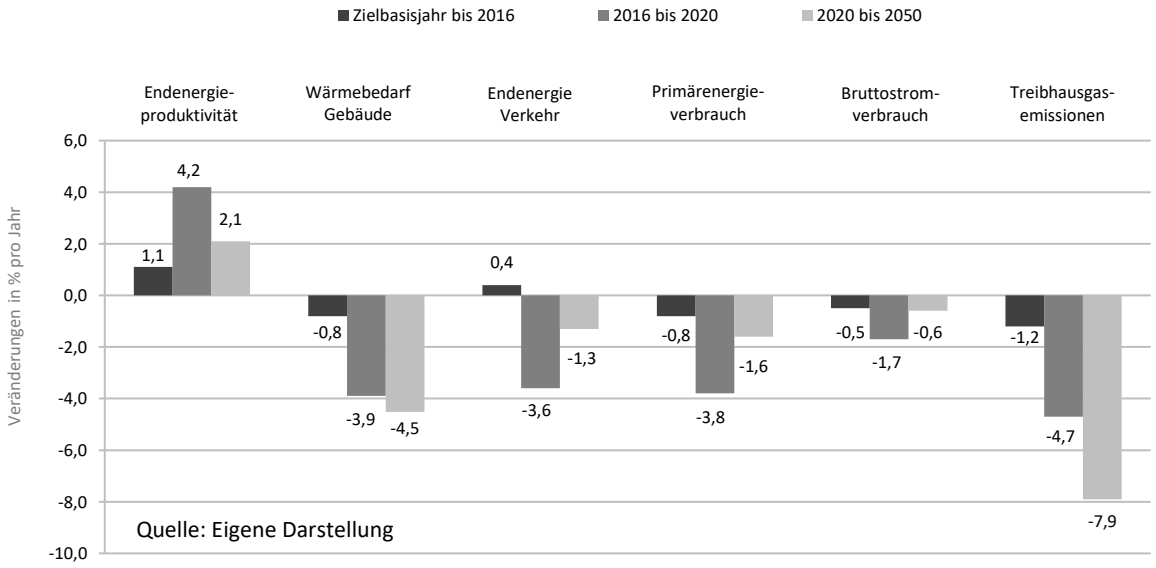
Abkommen konformer langfristiger Zielkorridor definiert werden sollte. Daneben beschäftigt sich die Bundesregierung jetzt konkret mit den Perspektiven zur Beendigung der Kohleverstromung und hat zu diesem Zweck die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berufen.

11. Im Bereich der erneuerbaren Energien ist die erneuerbare Stromerzeugung der zentrale Treiber der Entwicklungen. Die Anteile der erneuerbaren Energien in den verschiedenen Sektoren entwickeln sich aber sehr unterschiedlich. Selbst bei den Ausschreibungen für die erneuerbare Stromerzeugung wird nicht in allen Sparten die angestrebte Wettbewerbsintensität erzielt werden können. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen für Photovoltaikanlagen und Windenergie an Land zu beachten. Auch der diskutierte Verzicht auf ein Fördersystem ist nur mit umfangreichen Änderungen im Strommarktdesign und entsprechenden flankierenden Regelungen wie etwa einer CO_2-Bepreisung von fossilen Brennstoffen denkbar.

12. Den zumeist positiven Trends im Bereich erneuerbarer Energien steht eine unbefriedigende Entwicklung bei der Energieeffizienz gegenüber. Zwar steigt sowohl der Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch als auch der Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch zielkonform an, die Erhöhung der Endenergieproduktivität gelingt aber nicht im vorgesehenen Rahmen und die Reduktion des Primärenergieverbrauchs bleibt hinter den Erwartungen zurück. Die Energieproduktivität müsste um den Faktor 4 gesteigert werden, um noch bis 2020 auf den Zielwert des Energiekonzepts zu gelangen. Um signifikante Ergebnisse bei der Energieeffizienz und der Gebäudesanierung zu erzielen, ist hier rasch das nach wie vor große unausgeschöpfte Potential zu adressieren.

13. Der Verkehrsbereich verfehlt die Energiewendeziele sowohl bezüglich der Steigerung des Anteils Erneuerbarer als auch bezüglich der Minderung des Endenergieverbrauchs deutlich. Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist zum vierten Mal in Folge angestiegen, im Jahr 2016 um fast 3 % gegenüber dem Vorjahr. Mittlerweile umfasst die Ziellücke zum 2020er Ziel rechnerisch etwa den Jahresverbrauch von 10 bis 11 Mio. Pkw in Deutschland. Der Reduktionsbedarf bis zum Jahr 2030 beträgt knapp 70 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. ca. 41 %. Die Emissionen des motorisierten Individualverkehrs nehmen aber wegen der steigenden Zahl an Fahrzeugen und damit verbunden der steigenden Gesamtfahrleistung stetig zu, während der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch und damit auch die durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen im Pkw-Bestand seit Jahren stagnieren. Die angestrebten Maßnahmen bleiben im Koalitionsvertrag allerdings sehr unspezifisch. Abbildung 1 fasst die aktuellen Trends und notwendige Veränderungen zur Zielerreichung für einzelne Ziele der Energiewende zusammen.

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei einzelnen Energiewendezielen



Quelle: Eigene Darstellung

14. Während die Bundesregierung die Stromversorgung als rundum sicher betrachtet, sieht die Expertenkommission bei der Versorgungssicherheit durchaus Probleme. Zwar sind nach wie vor nur sehr geringe Versorgungsausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich große Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau gefährdet die Bundesregierung aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen und riskiert perspektivisch versorgungskritische Situationen.

15. Bei den Gesamtausgaben für die Energiewende ist ein Rückgang des Anteils der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP von 2,3 % im Jahr 2015 auf 2,2 % im Jahr 2016 zu verzeichnen. Steigerungen in den Bereichen der staatlich induzierten (EEG-Umlage etc.) sowie regulierten Elemente (Netzentgelte) stehen einem Rückgang der marktlich getriebenen Elemente gegenüber und führen insgesamt zu einem leichten Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2016. Eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie ist notwendig, aber schwierig. Das Preissystem für Energie bedarf einer klareren Zielausrichtung auf die ursächliche Größe des Klimawandels, die Treibhausgasemissionen, lässt derzeit große Potentiale bei der Kosteneffizienz ungenützt, läuft der wichtigen Idee der Sektorkopplung zuwider und führt zu verzerrten bzw. überlagerten Preissignalen. Ein schlankes Energiepreissystem würde möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegen und würde komplementäre Instrumente (lediglich) bei weiteren Marktunvollkommenheiten vorsehen. Die zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende für die Zielerreichung 2020/2022 findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020/2022

Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🔴
Kernenergieausstieg	Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch	🟡
	Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Redispatchmaßnahmen	🟡
	System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas	🟢
Preiswürdigkeit	Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)	🟡
	Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen	🟢
	Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr	🟢
	Elektrizitätsstückkosten der Industrie im internationalen Vergleich	🟡
	Energiekostenbelastung der Haushalte	🟡
Akzeptanz	Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	🟢
	Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	🟡
	Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	🔴
Zielerfüllung: 🟢 wahrscheinlich 🟡 nicht sichergestellt 🔴 unwahrscheinlich		

Quelle: Eigene Darstellung

16. Während die Expertenkommission ihre Gesamteinschätzungen anhand des beschriebenen Ampelsystems präsentiert, verwendet die Bundesregierung zur Bewertung des Fortschritts im Hinblick auf die quantitativen Ziele der Energiewende ein Punktesystem (vgl. Kapitel 2.2 in BMWi, 2018a). Dabei wird zunächst die Entwicklung der Indikatoren seit 2008 linear fortgeschrieben. Anhand der prozentualen Abweichungen der fortgeschriebenen Werte von den Zielwerten im Jahr 2020 werden Punkte festgelegt: Fünf Punkte, wenn der Zielwert gemäß Fortschreibung erreicht wird oder die Abweichung weniger als 10 % beträgt. Vier Punkte, wenn die Abweichung zwischen 10 und 20 % liegt. Drei Punkte, wenn die Abweichung zwischen 20 und 40 % liegt. Zwei Punkte, wenn die berechnete Abweichung zwischen 40 und 60 % liegt, und einen Punkt, wenn die Abweichung zum Ziel mehr als 60 % beträgt.

17. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung hinsichtlich der einzelnen Indikatoren können einige Abweichungen festgestellt werden:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen: Die Bundesregierung vergibt drei von fünf Punkten, während die Energiewende-Ampel der Expertenkommission auf „rot“ steht. Die Bundesregierung kommt aufgrund ihres gewählten Bewertungsrahmens zu dieser relativ positiven Bewertung. Die Expertenkommission hätte sich von der Bundesregierung einen kritischeren Umgang mit diesem Ziel gewünscht. Denn: „Nach einer aktuellen Studie des BMU ist davon auszugehen, dass mit den bisher umgesetzten Maßnahmen bis 2020 eine Minderung der Treibhausgasemissionen um etwa 32 Prozent gegenüber 1990 erreicht wird. Dies wird zu einer Lücke von etwa 8 Prozent führen.“ Und: „Die Bundesregierung bekräftigt daher die Notwendigkeit einer konsequenten Umsetzung der beschlossenen Maßnahmen, um die mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 avisierten Minderungen tatsächlich zu erreichen.“ (vgl. Kapitel 8.4 in BMWi, 2018a).
- Endenergieproduktivität: Exakt die gleichen Abweichungen (drei Punkte vs. rote Ampelfarbe) ergeben sich bei dem Ziel der Erhöhung der Endenergieproduktivität um 2,1 % pro Jahr. Drei Punkte zu vergeben erscheint erneut nicht gerechtfertigt, zumal die Bundesregierung ebenso wie die Expertenkommission zu der Einschätzung gelangt, dass eine Zielerreichung für 2020 „unwahrscheinlich“ ist. Konkret heißt es im Monitoring-Bericht der Bundesregierung: „Um die Zielvorgabevorgabe des Energiekonzepts für die Endenergieproduktivität zu erreichen, müsste sie in den vier Jahren zwischen dem Berichtsjahr 2016 und dem Zieljahr 2020 um durchschnittlich 4,2 Prozent im Jahr steigen. Dies entspräche beinahe einer Vervierfachung der Wachstumsraten der vergangenen Jahre. Eine solche Beschleunigung ist unwahrscheinlich.“ (vgl. Kapitel 5.2 in BMWi, 2018a).
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch: Die Bundesregierung vergibt 5 von 5 Punkten, während die Expertenkommission lediglich die Ampelfarbe „gelb“ vergibt. Die Bundesregierung begründet dies damit, dass entsprechend der Zielarchitektur-Studie das Ziel erreicht wird, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärme- und Kälteverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen. Demnach soll der Anteil bis 2020 auf rund 15,0 % ansteigen (Bandbreite von 14,5 bis 16,3 %, vgl. Kapitel 4.3 in BMWi, 2018a). Die Expertenkommission sieht die Zielerreichung hingegen nicht sichergestellt, da seit 2012 kein nennenswerter Fortschritt bei der Zielerreichung zu verzeichnen ist. Dies offenbart eine weitere Schwäche des Bewertungsverfahrens der Bundesregierung, das nur langfristige Trends seit 2008 berücksichtigt – und nicht auch kurzfristigere Entwicklungen mit einbezieht.
- Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch (Ziel: mindestens 35 % bis 2020) vergibt die Bundesregierung fünf Punkte und auch die Expertenkommission sieht die Zielerreichung in diesen Bereichen als wahrscheinlich an („grün“). Eine unwahrscheinliche Zielerreichung („rot“) sieht die Expertenkommission in den Bereichen der

Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020) bzw. der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt lediglich zwei bzw. einen Punkt. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber 2008 bis 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb".

- Reduktion des Bruttostromverbrauchs: Hinsichtlich dieses Ziels („Reduktion um 10 % gegenüber 2008 bis 2020") vergibt die Bundesregierung zwei Punkte. Diesbezüglich kommt die Zielarchitekturstudie zu dem Ergebnis, dass die Reduktion bis zum Jahr 2020 sich auf ca. 5,5 % belaufen wird (Bandbreite von 3,1 bis 7,9 %, vgl. Kapitel 5.3 in BMWi, 2018a). Die Expertenkommission verzichtet an dieser Stelle auf eine Bewertung, denn neue Stromanwendungen zur Sektorkopplung konterkarieren die angestrebten Wirkungen der Stromeinsparung zumindest mittelfristig. Das 2030-Ziel sollte dies berücksichtigen.

Angesichts der oben genannten Schwächen des gegenwärtig im Monitoring-Bericht angewendeten Bewertungssystems empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung das Beurteilungsverfahren zu ändern, um die genannten Nachteile zu überwinden. Die Energiewende-Ampel kann der Bundesregierung als Vorbild dienen.

18. Anders als das Punktesystem der Bundesregierung nimmt die Energiewende-Ampel der Expertenkommission auch qualitative Indikatoren auf, etwa Indikatoren zur Versorgungssicherheit oder der Preiswürdigkeit. Während die Stromversorgung aus Sicht der Bundesregierung sicher ist, vergibt die Expertenkommission bei der Versorgungssicherheit insgesamt nur die Ampelfarbe „gelb". Zwar sind nach wie vor nur sehr geringe Versorgungsausfälle zu verzeichnen, jedoch zeigen sich große Defizite beim Ausbau der Stromnetze. Noch können die kritischen Netzsituationen durch kostenintensive Systemdienstleistungen behoben werden. Ohne ein entschlosseneres Vorankommen beim Netzausbau sind aber die Ziele beim Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen gefährdet und es drohen perspektivisch versorgungskritische Situationen. Hinsichtlich der Preiswürdigkeit begrüßt die Expertenkommission, dass die Bundesregierung die von der Expertenkommission vorgeschlagene „Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung" detailliert übernimmt (vgl. Kapitel 10.1 in BMWi, 2018a und Kapitel 9.1 in der vorliegenden Stellungnahme). Die Betrachtung für die Elektrizität sollte in künftigen Monitoring-Berichten nun auch um eine detaillierte Betrachtung für Wärmedienstleistungen und für den Straßenverkehr ergänzt werden, sowie um eine internationale Betrachtung der Energiestückkosten im Industriebereich (vgl. Kapitel 9.2 ff.). Gegenwärtig zu beobachtende Entlastungswirkungen etwa beim Strom oder bei Wärme sind voraussichtlich nur vorübergehender Natur (z. B. zu erwartende Steigerungen bei Netzentgelten oder bei den Ausgaben zur Erreichung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes). Wie in ihrem Kurzkommentar bereits skizziert geht die Expertenkommission davon aus, dass die Preiswürdigkeit der Energie im Zuge der bisherigen Entwicklung der Energiewende weitgehend erhalten geblieben ist.

19. Erstmals präsentiert die Expertenkommission nun auch Indikatoren zur Akzeptanz der Energiewende. Die Bundesregierung ist sich zweifelsohne der besonderen Rolle der Akzeptanz für das Gelingen der Energiewende bewusst. Das Thema wird zu Recht an mehreren Stellen des sechsten Monitoring-Berichts der Bundesregierung mitgeführt. Dies ist z. B. im Verkehrssektor der Fall, wo die „Öffentlichkeitsbeteiligung im Bundesverkehrswegeplan 2030" zur Akzeptanz in der Bevölkerung beitragen soll (vgl. Kapitel 7.4 in BMWi, 2018a). Auch beim Ausbau der Netzinfrastruktur wird die Akzeptanz als Schlüsselthema angesprochen, hat doch die Bundesregierung beschlossen, um „die Akzeptanz dieser sogenannten Stromautobahnen zu erhöhen, […], diese im Wesentlichen als Erdkabel und nicht durch oberirdisch verlaufende Leitungen zu bauen" (vgl. Kapitel 12.1 in BMWi, 2018a). Und mit Verweis auf die erste Förderphase der BMBF-Initiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende" heißt es, dass durch die damit angestoßene grundlagenorientierte Forschung „die Basis für ein technologisch exzellentes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem geschaffen werden [soll], das zugleich die größtmögliche

Akzeptanz in der Gesellschaft findet“ (vgl. Kapitel 16 in BMWi, 2018a). Trotz der beigemessenen großen Bedeutung der Akzeptanz fehlt im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung aber eine konkrete Einschätzung zu dem Thema. Auch wenn die Expertenkommission erst in der Stellungnahme zu dem anstehenden Fortschrittsbericht der Bundesregierung in methodischer Hinsicht den Indikator und seine Quantifizierung im Detail erklären möchte, so sollen doch bereits an dieser Stelle die generelle Struktur und erste Ergebnisse (Ampelfarbe) kurz erläutert werden.

20. Wichtige Hinweise für einen geeigneten analytischen Unterbau zur Akzeptanzmessung hatte die Expertenkommission bereits in ihren Stellungnahmen zum zweiten Monitoring-Bericht und zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung gegeben (EWK, 2014a, 2014b). Dementsprechend sollten für ein umfassendes Gesamtbild der Akzeptanz drei Ebenen analysiert werden:

- Generelle Zustimmung (Ebene 1): Wie steht es um die allgemeine Einstellung zur Energiewende? Diese erste Ebene befasst sich mit den übergeordneten Zielen der Energiewende.
- Umsetzung (Ebene 2): Wie steht es um die Zufriedenheit mit der Umsetzung der Energiewende? Die zweite Ebene bezieht sich auf Maßnahmen, mit welchen die Bundesregierung die Ziele der Energiewende verfolgt.
- Betroffenheit (Ebene 3): Wie steht es um die Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende im eigenen Umfeld? Die dritte Ebene konzentriert sich also auf Maßnahmen, aus denen ggf. individuelle, zusätzliche Vor- und Nachteile erwachsen können.

21. Hinsichtlich der ersten Ebene sieht die Expertenkommission keine Probleme und kommt zu der Einschätzung „grün“. Die Energiewende per se wird grundsätzlich als sinnvoll wahrgenommen. Dies entspricht auch der Einschätzung früherer Umfragen, etwa von Forsa (2013) oder der Forschungsgruppe Wahlen (2016). Jüngst kommen im „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende“ Forscher des Instituts für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) in Kooperation mit dem Kopernikus-Projekt E-Navi zu folgender Schlussfolgerung: „88 % der Bevölkerung befürworten die Energiewende, quer durch alle Bildungs-, Einkommens- und Altersgruppen, gleichermaßen auf dem Land wie in den Städten. Selbst unter den Klimaskeptikern ist die Energiewende weitestgehend unumstritten mit einer Zustimmung von 77 %. 75 % der Bevölkerung sehen die Energiewende als Gemeinschaftsaufgabe, zu der jeder in der Gesellschaft einen Beitrag leisten sollte. Dem stimmen auch 70 % der einkommensschwächeren Haushalte zu. Lediglich 3 % der Bevölkerung halten die Energiewende für falsch und wollen sich nicht daran beteiligen („Energiewendegegner“).“ (Setton et al., 2017). Gemischter sieht das Bild aus, wenn die konkrete Umsetzung betrachtet wird, d. h. die zweite Ebene: 41 % der Befragten halten die Umsetzung der Energiewende für eher „elitär“ als „bürgernah“, 47 % für eher „ungerecht“ als „gerecht“ und sogar 66 % für eher „teuer“ als „kostengünstig“. Die Expertenkommission sieht auf dieser Ebene die Zielerreichung nicht als sichergestellt an („gelb“).

22. Die Ampelfarbe „rot“ wird von der Expertenkommission in Bezug auf die dritte Ebene vergeben, in der nach der Zustimmung zur Umsetzung der Energiewende gefragt wird, wenn Menschen ganz konkret im eigenen Umfeld davon betroffen sind und dadurch individuelle Vor- und Nachteile erwachsen. Die Expertenkommission hatte bereits in der Vergangenheit des Öfteren darauf hingewiesen, dass Partikularinteressen immer wieder Vorhaben der Bundesregierung entweder erschweren oder sogar verhindern (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2017 oder Kapitel 2 in EWK, 2016). Dazu gehören die vielfältigen Ausnahmeregelungen im Preissystem für Energie (vgl. Kapitel 10), die Nicht-Umsetzung eines kräftigen Instruments zur Förderung der Energieeffizienz wie die steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung (vgl. Kapitel 4) oder die oben genannte Diskussion zur Erdverkabelung mit der weiteren Folge von möglichen Verzögerungen. In einer Gesamtwürdigung sieht die Expertenkommission die Akzeptanz als gefährdet an („gelb“; vgl. Tabelle 1).

1.3 Umweltwirkungen

23. Die Expertenkommission hatte in früheren Stellungnahmen bereits mehrfach auf die Wichtigkeit eines Monitorings der Umweltwirkungen des Energiesystems hingewiesen. Hierbei wurden vor allem die Flächeninanspruchnahme, Emissionen von Luftschadstoffen, Wasserbelastung, Ressourcennutzung und Radioaktivität als relevante Umweltdimensionen identifiziert. Insbesondere für die Flächeninanspruchnahme erwartet die Expertenkommission eine Zunahme der Belastung durch die Energiewende. Das Monitoring sollte weiterhin laufend neu aufkommende Energietechnologien wie Fracking oder LED-Lampen aufnehmen und in der Bewertung berücksichtigen. Das gewählte Indikatorensystem sollte weiterhin laufend daraufhin geprüft werden, inwieweit alle relevanten Umwelteinwirkungen abgedeckt sind. Zur Begleitung der Diskussionen zur sicheren Endlagerung radioaktiver Abfälle sollte das Monitoring der Bundesregierung die vorhandenen und neuen Mengen an hochradioaktivem Abfall nach notwendigen Einschlusszeiten quantifizieren (inkl. Abfälle aus dem Kraftwerksrückbau) und Pläne zu deren Zwischenlagerung darlegen.

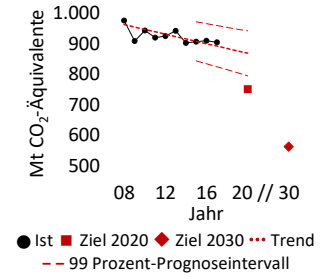
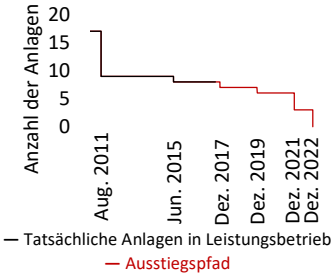
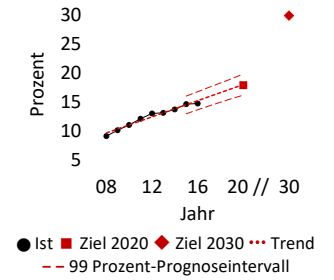
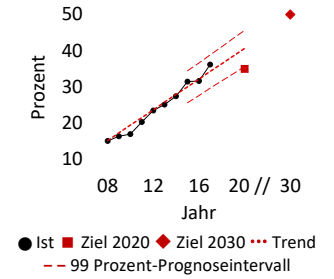
24. Die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung genannten Aspekte des künftigen umweltbezogenen Monitorings decken nach Einschätzung der Expertenkommission die wesentlichen Umweltwirkungen des Energiesystems ab. Die Strukturierung der Aspekte des künftigen umweltbezogenen Monitorings erscheint grundsätzlich sinnvoll. Ausgehend von den Emissionen in Wasser, Luft und Boden und den Auswirkungen auf Rohstoff- und Flächennutzung werden anschließend Effekte auf der Immissionsseite – in den Unterkapiteln zu Natur und Landschaft (Fauna, Flora, Biodiversität) und (menschlichen) Gesundheitseffekten (vgl. Kapitel 11.3 und 11.4 in BMWi, 2018a) – untersucht. Bisher fast nicht im Monitoring-Bericht berücksichtigt sind die Umweltwirkungen durch die Atomkraft. Hier sollte der Monitoring-Bericht nach Meinung der Expertenkommission auch Daten zu Mengen an hochradioaktivem Abfall und Pläne zur Zwischenlagerung beinhalten. Die Expertenkommission schlägt weiterhin vor, die Themen Rohstoff- und Flächennutzung in jeweils getrennten Unterkapiteln zu analysieren, da es sich hier um weitgehend voneinander trennbare Themenbereiche handelt, mit jeweils eigenen Ursachen, Herausforderungen und Minderungsmöglichkeiten.

25. Es sollte weiterhin angestrebt werden, in der Bewertung der Umweltauswirkungen jeweils den gesamten Lebenszyklus zu betrachten und alle Vorketten in die Analyse einzubeziehen. Hierbei gilt es insbesondere auch im Ausland auftretende Umweltwirkungen, die durch das deutsche Energiesystem verursacht werden, zu untersuchen. Beispielhaft sind hierfür die durch den Abbau und Transport von Rohstoffen wie Metalle und seltene Erden erzeugten Umweltauswirkungen im Ausland zu nennen.

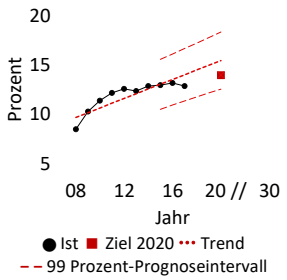
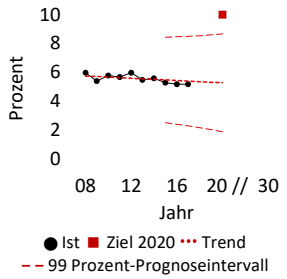
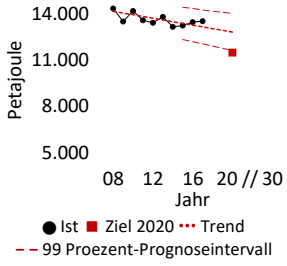
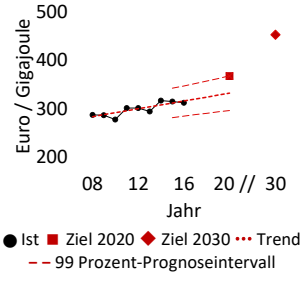
26. Viele der im Monitoring-Bericht genannten Aspekte des künftigen umweltbezogenen Monitorings der Energiewende sind Teil verschiedener gesamtwirtschaftlicher Zielsysteme und unterliegen deutschen bzw. europäischen Grenzwerten oder Strategien. Für Emissionen von Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und Ammoniak gibt es beispielsweise einen gesamtwirtschaftlichen Grenzwert für Deutschland, der aus der EU-Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe resultiert. Auch das Bundesimmissionsschutzgesetz gibt Vorgaben zu Stickstoffoxid- oder Feinstaubemissionen. Für die Neuinanspruchnahme von Siedlungs- und Verkehrsflächen in Deutschland gibt es beispielsweise ein Reduktionsziel aus der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Das Monitoring der Umweltwirkungen des Energiesystems sollte auf die jeweils relevanten Zielvorgaben eingehen und den Beitrag des Energiesystems zu deren Erreichung darlegen.

27. Die Expertenkommission begrüßt, dass die Bundesregierung Aufträge zur Erarbeitung eines Indikatorensystems und einer Datengrundlage für die Bewertung der Entwicklung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung vergeben hat. In welchem Umfang und anhand welcher Indikatoren die Umweltwirkungen gemessen werden sollen, ist der Expertenkommission zum Stand der Erarbeitung ihrer Stellungnahme noch nicht bekannt.

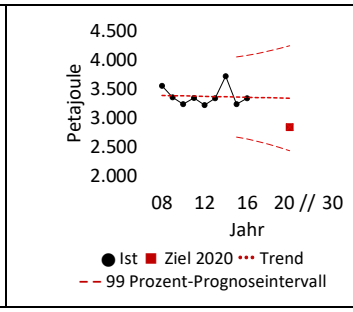
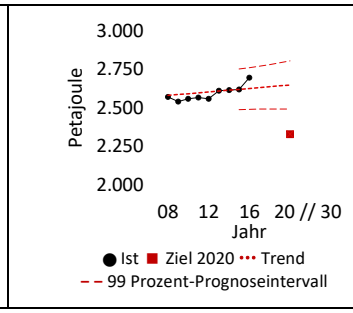
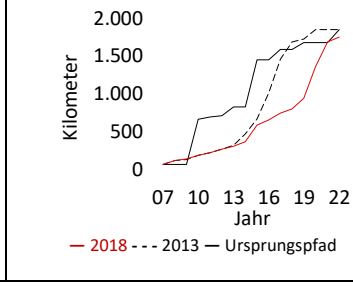
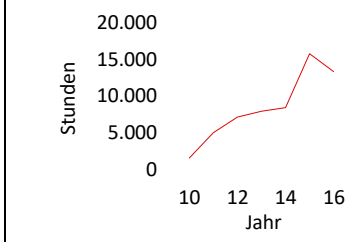
Tabelle 2: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

<table>
<tr><td rowspan="2">Klima-schutz</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Megatonnen (Mt) CO_2-Äquivalente]
Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 bis 2020 und um mindestens 55 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 905 Megatonnen CO_2-Äquivalente</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Kern-energie-ausstieg</td><td rowspan="2"></td><td colspan="2">Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb (Leitindikator bzw. Oberziel)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen]
Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: 7 Anlagen; 31.12.2019: 6 Anlagen; 31.12.2021: 3 Anlagen; 31.12.2022: 0 Anlagen [Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) 2011]
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2017: 7 Anlagen</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Erneuer-bare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [Prozent]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 Prozent bis 2020 und 30 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2016: 14,8 Prozent
Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch“</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch</td></tr>
<tr><td>Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [Prozent]
Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 Prozent bis 2020 und auf mindestens 50 Prozent bis 2030 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 36,2 Prozent</td><td> 
</td></tr>
</table>

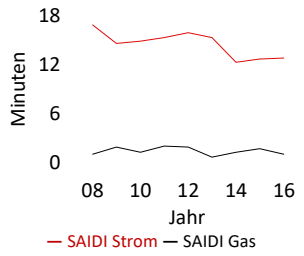
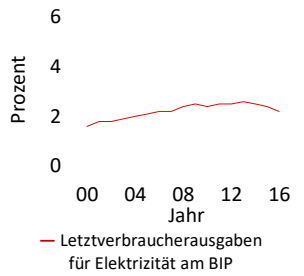
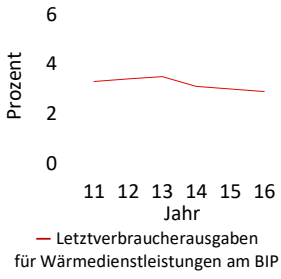
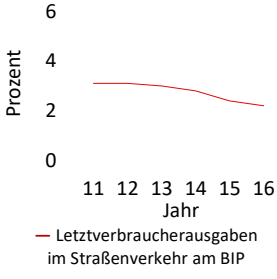
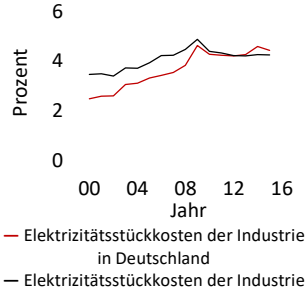
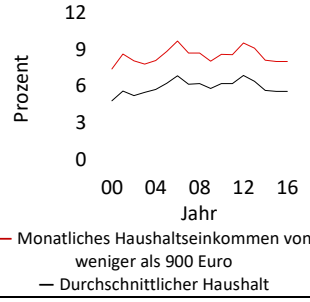
Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Erneuerbare Energien</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Wärmeverbrauch </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [Prozent]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 Prozent bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 12,9 Prozent
<u>Hinweis:</u> Ampelfarbe „gelb“, da es 2014-2017 keinen und 2012-2017 lediglich Anstieg um 0,3 Prozentpunkte gab</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Erhöhung des Anteils Erneuerbarer im Verkehr </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [Prozent]
<u>Zielsetzung:</u> Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 Prozent bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 5,2 Prozent</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Energieeffizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator) </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Primärenergieverbrauch [Petajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 Prozent gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2017:</u> 13.550 Petajoule</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Endenergieproduktivität </td></tr>
<tr><td><u>Messgröße:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [Euro / Gigajoule]
<u>Zielsetzung:</u> Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 Prozent pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010]
<u>Beurteilungskriterien:</u> Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
<u>Status quo 2016:</u> 312 Euro / Gigajoule</td><td> 
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="4">Energie-effizienz</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor </td></tr>
<tr><td>Messgröße: Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [Petajoule]
Zielsetzung: Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 Prozent gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2016: 3.341 Petajoule (temperaturbereinigt)</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr </td></tr>
<tr><td>Messgröße: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [Petajoule]
Zielsetzung: Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 Prozent gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2016: 2.696 Petajoule</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Versor-gungs-sicher-heit</td><td rowspan="4"></td><td colspan="2">Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator) </td></tr>
<tr><td>Messgröße: Abweichung zwischen Plan und Ist beim Übertragungsnetzausbau [Kilometer]
Aussage: Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2018: 1.590 Kilometer (Plan), 750 Kilometer (Ist), 840 Kilometer (Abweichung)
Hinweis: Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung der weiteren zukünftigen Verzögerungen bei steigendem EE-Ziel</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="2">Redispatchmaßnahmen </td></tr>
<tr><td>Messgröße: Summe der Dauer von marktbasierten Eingriffen in den Stromerzeugungsfahrplan [Stunden]
Aussage: Die Unzulänglichkeiten der Netzinfrastruktur spiegeln sich in der Gesamtdauer der Eingriffe wider
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 13.339 Stunden</td><td> 
</td></tr>
</table>

Fortsetzung

<table>
<tr><td rowspan="9">Versorgungssicherheit</td><td rowspan="9"></td><td colspan="3">System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Ausfall der Stromversorgung und Gasversorgung pro Jahr und Kunden [Minuten]
Aussage: SAIDI Strom ist ein Maß für die Stromversorgungssicherheit, SAIDI Gas für die Gasversorgungssicherheit; SAIDI Strom und SAIDI Gas berücksichtigen weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt; SAIDI Strom misst lediglich Ausfälle, die länger als 3 Minuten dauern, SAIDI Gas erhebt alle Gasversorgungsunterbrechungen vollständig
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 12,8 Minuten für Strom und 1,0 Minuten für Gas</td><td> 
</td></tr>
<tr><td rowspan="8">Preiswürdigkeit</td><td colspan="3">Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgrößen der Preiswürdigkeit:
• (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [Prozent]
• Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [Prozent]
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 2,2 Prozent (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)</td><td> 
</td></tr>
<tr><td>Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen</td><td>Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr</td><td>Elektrizitätsstückkosten der Industrie im intern. Vergleich</td></tr>
<tr><td> 
</td><td> 
</td><td> 
</td></tr>
<tr><td colspan="3">Energiekostenbelastung der Haushalte</td></tr>
<tr><td colspan="2">Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [Prozent]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht besonders auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; er stellt die Energiekostenbelastung armer Haushalte der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenüber
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2016: 8,0 Prozent (arme Haushalte) und 5,6 Prozent (durchschnittlicher Haushalt)</td><td> 
</td></tr>
</table>

Anmerkungen zur Energiewende-Ampel

Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Stellungnahme
Erhöhung des Anteils Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	Die Bezugsgröße Bruttostromverbrauch ist angesichts der hohen Stromexportüberschüsse nicht sehr aussagefähig. Die Expertenkommission empfiehlt daher die Stromerzeugung als Bezugsgröße.	EWK 2015, Kapitel 4
Bruttostromverbrauch	Auf die Beurteilung dieses Leitindikators der Bundesregierung (2020-Ziel: Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % gegenüber 2008) wird im Rahmen der Energiewende-Ampel verzichtet. Gewünschte neue Stromanwendungen zur Sektorkopplung konterkarieren die angestrebten Wirkungen der Stromeinsparung. Das 2030-Ziel sollte dies berücksichtigen.	EWK 2016, Kapitel 3

Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren

	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Datenquelle	Stellungnahme
Ausbau der Übertragungsnetze*)	Der Indikator erfasst die gemäß Energieleitungsausbaugesetz EnLAG und Bundesbedarfsplangesetz BBPlG notwendigen Ausbauprojekte des Übertragungsnetzes. Perspektivisch sollte ebenso ein Indikator für die Verteilnetze entwickelt werden.	BNetzA (Monitoring-Bericht, EnLAG- und BBPlG-Monitoring)	EWK 2012, Kapitel 6 EWK 2014a, Kapitel 6 EWK 2014b, Kapitel 9 EWK 2015, Kapitel 7 EWK 2016, Kapitel 6
Redispatch-maßnahmen*)	Weitere Systemdienstleistungen könnten den Indikator ggf. ergänzen, dazu zählen: Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Reservekraftwerke, abschaltbare Lasten.	BNetzA (Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)	EWK 2014b, Kapitel 9 EWK 2016, Kapitel 6
System Average Interruption Duration Index*)	Der Indikator erfasst keine Versorgungsausfälle unter drei Minuten, doch auch diese führen zu volkswirtschaftlichen Schäden. Darüber hinaus ist der SAIDI rückwärtsgewandt. Verschlechtert sich sein Wert, ist eine kurative Investition schon lange überfällig. Perspektivisch sollten Indikatoren entwickelt werden, die Abweichungen von der Normspannung erfassen, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.	BNetzA und BKartA (Monitoringbericht)	EWK 2014a, Kapitel 6

*) Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ sollte zwischen Netzen und Erzeugungskapazitäten unterschieden werden. Für die gesicherten Kapazitäten bedarf es sogenannter System Adequacy-Aussagen. Der international sowie von der Bundesregierung genutzte Indikator ist die stochastisch gesicherte Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Hierzu besteht noch Forschungsbedarf.			
	Methodische Hinweise und Weiterentwicklungsbedarf	Datenquelle	Stellungnahme
Indikatoren der Preiswürdigkeit	Die drei Indikatoren („Aggregierte Letztverbraucherausgaben“, „Elektrizitätsstückkosten in der Industrie“ und „Energiekostenbelastung der Haushalte“ werden auf Grundlage von Datenquellen und Bewertungsansätzen berechnet, die perspektivisch noch vollständig zu harmonisieren sind.	Eigene Berechnungen der Expertenkommission	EWK 2014a, Kapitel 7 EWK 2014b, Kapitel 11 EWK 2015, Kapitel 8 EWK 2016, Kapitel 7

2 Europäischer und internationaler Rahmen

Das Wichtigste in Kürze

Die EU-Energiepolitik wird derzeit dominiert von den Verhandlungen zu dem von der EU-Kommission im November 2016 vorgeschlagenen Legislativ-Paket „Saubere Energie für alle Europäer“. Auf Basis dieser Gesetzgebung soll im Zeitraum 2020 bis 2030 die EU-Klima- und -Energie-Zielarchitektur konkretisiert sowie die europäische Energieunion weiterentwickelt werden. Ein wesentlicher Bestandteil des Legislativ-Pakets ist die Verordnung zur Governance der Energieunion, die u. a. entscheidende Weichen für die Fortentwicklung des nationalen Energiewende-Monitorings stellt. Da die EU-Zielarchitektur für das Jahr 2030 keine verbindlichen nationalen Ziele im Bereich der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz festlegt, entfällt aus Sicht der EU-Kommission das Instrument des Vertragsverletzungsverfahrens bei deren Nichteinhaltung. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission in der Governance-Verordnung einen innovativen Politikansatz zur Diskussion gestellt: Die Mitgliedsstaaten sollen regelmäßig mit Hilfe von integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen (NEKPs) bzw. Fortschrittsberichten ihre nationalen Energie- und Klimaziele sowie die vorgesehenen Strategien und Maßnahmen zu deren Erreichung beschreiben.

In diesem Zusammenhang unterstützt die Expertenkommission die Anstrengungen der Bundesregierung, die inhaltliche und zeitliche Harmonisierung der nationalen und europäischen Zielsetzungen und Berichtspflichten im Auge zu behalten, um ein gemeinsames Verständnis über Zieldefinitionen zu erreichen, den Bereich „Klima“ und „Energie“ besser zu vernetzen und Doppelarbeiten zu vermeiden. Da Deutschland relativ weitreichende Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene verfolgt, sollte die Bundesregierung auf ambitioniertere erneuerbare Ausbauziele auf EU-Ebene hinwirken. Andernfalls könnte der überproportionale Beitrag Deutschlands zu geringeren Anstrengungen bei den europäischen Nachbarn führen. Ferner sollte eine inhaltliche Anpassung der Indikatoren für das Energiewende-Monitoring an die EU-Vorgaben erfolgen. Die europäischen Berichtspflichten verlangen hier teilweise nach neuen Indikatoren, die auch im nationalen Monitoring mitgeführt werden sollten. Schließlich empfiehlt es sich, auch den europäischen Monitoring-Prozess unabhängig und von wissenschaftlicher Seite begleiten zu lassen. Die Beauftragung einer Expertenkommission nach dem deutschen, französischen oder britischen Vorbild ist einer der denkbaren Ansätze.

Zweifelsfrei könnte Deutschland von einem internationalen Monitoring-Prozess profitieren. Je nach herangezogener Indikatorik schneiden andere Länder bei der Umsetzung der Energiewende teilweise besser als Deutschland ab. Es erscheint also durchaus angebracht, die Energie- und Klimapolitik des Auslands systematischer als bisher zu beobachten und, wo angebracht, erfolgreiche Elemente zu übernehmen. Tatsächlich werden die Vorzüge eines solchen Prozesses zunehmend von dritter Seite wahrgenommen, etwa im „Aktionsplan der G20 von Hamburg zu Klima und Energie für Wachstum“. Trotz der großen Heterogenität zwischen den Ländern hinsichtlich ihrer Voraussetzungen, Ambitionen und Monitoring-Ansätze würde ein wissenschaftlich fundiertes Monitoring allen Partnern nützen, wenn es auf den Kernelementen „Informieren“, „Monitoren“, „Evaluieren“ sowie „Austauschen und voneinander lernen“ fußt.

Positiv wertet die Expertenkommission die Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS). In vergangenen Stellungnahmen wies die Expertenkommission bereits darauf hin, dass Mechanismen geschaffen werden sollten, wonach zusätzliche nationale Emissionsreduktionen auch in Europa insgesamt zu echtem Klimaschutz führen sollten. Durch diese Reform gibt es gleich zwei Mechanismen, die einen Überschuss an Zertifikaten im ETS reduzieren helfen: die Marktstabilitätsreserve und die Möglichkeit der Zertifikatslöschung durch Mitgliedstaaten bei Stilllegung von Anlagen, wie Kraftwerken, die dem ETS unterliegen. Zugleich muss die Bundesregierung sicherstellen, dass durch entsprechende Maßnahmen die Minderungsziele für die Nicht-ETS-Sektoren gemäß der Lastenteilungsvereinbarungen für 2020 mit 14 % und für 2030 mit 38 % erreicht werden können.

2.1 Hintergrund

28. Die Bundesregierung hat sich in ihrem Monitoring-Bericht intensiv mit der europäischen und internationalen Energie- und Klimapolitik auseinandergesetzt und diesen Teil ihres Berichts zum Zeichen seiner Bedeutung an den Anfang gestellt. Die EU-Energiepolitik wird derzeit dominiert von den Verhandlungen um das von der EU-Kommission im November 2016 vorgeschlagene Legislativ-Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ („Clean Energy for All Europeans”, auch bekannt unter dem Begriff „Winterpaket“; EU-KOM, 2016a). Auf Basis dieser Gesetzgebung soll im Zeitraum 2020 bis 2030 die europäische Energieunion weiterentwickelt sowie die EU-Klima- und -Energie-Zielarchitektur konkretisiert werden. Dabei stehen die Ziele im Mittelpunkt, bis 2030 die EU-weiten Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (im Vergleich zu 1990) zu reduzieren, den aggregierten Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 27 % zu steigern und die Energieeffizienz bezogen auf eine Referenzentwicklung um ebenfalls mindestens 27 % zu verbessern. Es ist sinnvoll, dass auch der Monitoring-Bericht der Bundesregierung darauf eingeht und Schlussfolgerungen für die nationale Energiewende behandelt.

29. Das Legislativ-Paket enthält insgesamt acht Verordnungsentwürfe und ist derart umfangreich, dass die politische Entscheidungsfindung durch die Gremien der Europäischen Union in Etappen erfolgen muss. Bis zur Sommerpause 2018 geht es zunächst um die folgenden Teile des Legislativ-Pakets:

- Gebäudeeffizienz-Richtlinie (Trilog-Einigung bereits am 19. Dezember 2017)
- Verordnung zur Governance der Energieunion
- Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie
- Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie
- ACER-Verordnung (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)

Später sollen dann Richtlinien und Verordnungen zum Elektrizitätsbinnenmarkt, zum Erdgasbinnenmarkt und zur Risikovorsorge diskutiert und entschieden werden.

2.2 Europäische Governance-Verordnung

30. Aus Sicht des Energiewende-Monitoring ist die geplante Verordnung über das Governance-System der Energieunion (Governance-Verordnung; EU-KOM, 2016c) von besonderer Bedeutung, auch weil hier die Weichen für die Fortentwicklung des nationalen Energiewende-Monitorings gestellt werden. Dieser Verordnungsentwurf entstand aus der Einschätzung, dass sich die Mitgliedsstaaten zwar auf EU-weite Ziele für den bis 2030 zu erreichenden Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz einigen können, ein Herunterbrechen dieser Gemeinschaftsziele auf verbindliche nationale Ziele aber aktuell eher unwahrscheinlich erscheint. Damit würde sich im Bereich der erneuerbaren Energien eine neue Situation einstellen: In der Zielarchitektur für 2020 wurden mittels der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG noch verbindliche nationale Ziele festgelegt (für Deutschland etwa ein Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 von 18 %). In der Zielarchitektur für 2030 würde nun aber nur ein EU-weites Gemeinschaftsziel festgelegt (Anteil am EU-Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 27 %; vgl. Tabelle 3). Im Bereich der Energieeffizienz ist geplant, wie in der Zielarchitektur 2020 nun auch für das Ziel-Jahr 2030 lediglich ein Ziel auf Gemeinschaftsebene festzulegen (Steigerung der Energieeffizienz bis 2030 um mindestens 27 %). Für den Ausbau erneuerbarer Energien wäre damit aus Sicht der EU-Kommission das Instrument des Vertragsverletzungsverfahrens nicht mehr anwendbar, um Mitgliedsstaaten gegebenenfalls zur Einhaltung der gemeinschaftlich auf die Ebene der einzelnen Nationalstaaten heruntergebrochenen Erneuerbaren-Ziele zu bewegen. Ohne die Verbindlichkeit

nationaler Ziele hat die EU-Kommission bei Untätigkeit der Mitgliedsstaaten kaum eigene Möglichkeiten, das Erreichen der Gemeinschaftsziele zu beeinflussen.

Tabelle 3: Europäische Klima- und Energie-Zielarchitektur 2020 und 2030

Dimension des Governance-Systems im Sinne der EU-KOM (2016c)	2020		2030	
	Europäische Union	Mitgliedsstaaten	Europäische Union	Mitgliedsstaaten
Treibhausgasemissionen	Reduktion um mindestens 20 % gegenüber 1990 (ETS und Nicht-ETS) [Abschnitt 2 in EU-KOM (2010)]	Verbindliche nationale Ziele außerhalb ETS [Artikel 3 in Verbindung mit Anhang 2 in Entscheidung Nr. 406/2009/EG]	Reduktion um mindestens 40 % gegenüber 1990 (ETS und Nicht-ETS) [Ziffer 2 in Europäischer Rat (2014)]	Verbindliche nationale Ziele außerhalb ETS [Anhang 1 in EU-KOM (2016d) und Europäisches Parlament (2018)]
Erneuerbare Energien	Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 20 % [Abschnitt 2 in EU-KOM (2010)]	Verbindliche nationale Ziele [Artikel 3 in Verbindung mit Anhang 1 in Richtlinie 2009/28/EG]	Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von mindestens 27 % [Ziffer 3 in Europäischer Rat (2014) bzw. Artikel 3 in EU-KOM (2016b)]	Keine verbindlichen nationalen Ziele
Energieeffizienz	Steigerung der Energieeffizienz um 20 % (gegenüber Referenz-Szenario) [Abschnitt 2 in EU-KOM (2010)]	Keine verbindlichen nationalen Ziele	Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 % (gegenüber Referenz-Szenario) [Ziffer 3 in Europäischer Rat (2014)]	Keine verbindlichen nationalen Ziele
Interkonnektion	Verbundziel von mindestens 10 % [Ziffer 4 in Europäischer Rat (2014)]		Verbundziel von mindestens 15 % [Ziffer 4 in Europäischer Rat (2014)]	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Fischer (2018)

31. Um die Gefahr einer europäischen Zielverfehlung zu reduzieren und außerdem auch eine drohende Desintegration der Energie- und Klimapolitik zu unterbinden, hat die EU-Kommission – gewissermaßen als Lückenfüller – einen innovativen Politikansatz entwickelt und diesen in der Governance-Verordnung zur Diskussion gestellt. Mit dieser Verordnung werden die Mitgliedsstaaten zu integrierten nationalen Energie- und Klimaschutzplänen (NEKPs) mit Zeithorizont 2021-2030 verpflichtet. Die Pläne sollen die nationalen Energie- und Klimaziele sowie die vorgesehenen Strategien und Maßnahmen beschreiben. Die Pläne gehen zudem auf analytische Grundlagen ein, d. h. die Mitgliedsstaaten beschreiben und erläutern die Prognosen, die sich aus den derzeitigen (durchgeführten und verabschiedeten) und zukünftig geplanten Maßnahmen ergeben (vgl. Artikel 3 und Artikel 8 des Verordnungsentwurfs). Die Pläne sollen sich dabei konkret zu den fünf energiepolitischen Säulen der Energieunion äußern:

- Dekarbonisierung / erneuerbare Energien,
- Energieeffizienz,
- Binnenmarkt,
- Energiesicherheit sowie
- Forschung und Innovation.

32. Zudem sollen die Mitgliedsstaaten im Sinne der Reduktion und Straffung der bereits bestehenden nationalen Berichtspflichten in einem zweijährigen Turnus – nach einem standardisierten Format – Monitoring-Berichte zu diesen fünf Säulen vorlegen (im Richtlinienentwurf „Fortschrittsberichte“ genannt). Diese Berichte sollen auch die an das UNFCCC-Sekretariat gerichteten nationalen Zweijahresberichte enthalten. Wenn die EU-Kommission auf Basis dieser Berichte zur Einschätzung gelangt, dass die gemeinsamen EU-weiten Ziele für 2030 nicht erreicht werden, soll die EU-Kommission Gegenmaßnahmen („Gap-Filler“) einleiten, wobei dies in Form zusätzlicher Maßnahmen auf EU-Ebene, Forderungen an die Mitgliedsstaaten nach individuellen Zusatzmaßnahmen oder Verpflichtungen zu finanziellen Beiträgen zu einer neu zu schaffenden EU-Finanzierungs-Plattform für den Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen könnte. Die zweijährigen Berichte dienen also als transparenter und flexibler Frühwarnmechanismus.

33. Hierbei ist offensichtlich, dass die Relevanz der „Gap-Filler“ umso größer wird, je ehrgeiziger die bis 2030 zu erreichenden nationalen Ziele im Bereich der Erneuerbaren und der Energieeffizienz formuliert sind. Angesichts der aktuellen Erneuerbaren-Ausbaudynamik in Europa sowie der gesunkenen spezifischen Investitionskosten für Wind und Photovoltaik dürfte beispielsweise ein moderates Erneuerbaren-Ausbauziel, etwa „mindestens 27 % des EU-weiten Bruttoendenergieverbrauchs bis 2030“, kaum verfehlt werden. Das sähe anders aus, wenn der Zielwert deutlich heraufgesetzt würde, beispielsweise auf 40 %.

34. Aus Sicht der Expertenkommission ist die mit den standardisierten Zweijahresberichten verbundene Verbesserung der Transparenz zu begrüßen. Auch die Zusammenlegung der bisherigen Berichtspflichten auf Basis der bisherigen Erneuerbare-Energien-Richtlinie, der bisherigen Energieeffizienz-Richtlinie etc. zu einem gemeinsamen Bericht mit festem Datum stellt einen Fortschritt dar, auch wenn damit nicht notwendigerweise eine Verschlankung der Berichtspflichten verbunden sein muss. Auch begünstigt die Integration der fünf energiepolitischen Säulen eine Vernetzung der Themen. Die Expertenkommission möchte nachfolgend Empfehlungen formulieren, damit die deutsche Klima- und Energiepolitik, die deutsche Energiewende und das damit verbundene nationale Monitoring bestmöglich mit dem neuen europäischen Energiewende-Rahmen in Einklang gebracht werden können.

2.3 Empfehlungen

35. *(1) Inhaltliche und zeitliche Harmonisierung der nationalen und europäischen Zielsetzungen und Berichtspflichten:*

An dieser Stelle soll auf den Konkretisierungsbedarf insbesondere beim nationalen Energieeffizienzziel für 2030 hingewiesen werden. Während auf Ebene der EU eine Steigerung um mindestens 27 % bis 2030 gegenüber einem Referenz-Szenario definiert wurde, fehlt auf nationaler Ebene eine Entsprechung. Zum einen legt das deutsche Energiekonzept lediglich Effizienzziele für 2050 fest. Diese könnten natürlich für das Jahr 2030 umgerechnet werden (etwa mit Hilfe von linearen Trends). Dennoch bleiben nationale und europäische Ziele qualitativ unterschiedlich, da die nationalen Ziele als absolute Reduktion gegenüber einem Ausgangsjahr (z. B. Primärenergieverbrauch) oder als lineare jahresdurchschnittliche Steigerungen (Endenergieproduktivität) definiert wurden – und nicht gegenüber einem Referenz-Szenario. Der entscheidende Nachteil einer Zieldefinition gegenüber einem Szenario besteht darin, dass ein Szenario zu einem späteren Zeitpunkt revidiert werden kann und damit Effizienzziele auf diese Weise erreicht werden können. Allerdings wird auf Seite 2 im EE-Richtlinien-Vorschlag (Punkt 4) festgehalten, dass der Zielwert höchstens 1.321 Mio.t RÖE an Primärenergie und höchstens 987 Mio.t RÖE an Endenergie ist. Somit gibt es einen absoluten Zielwert, der etwa einer 23 %igen Reduktion gegenüber 2005 bei der Primärenergie gleichkommt. Es wäre aber sicher zweckmäßig, wenn die Kommission grundsätzlich den aus

den Szenarien abgeleiteten relativen Zielwert zugleich in seiner absoluten Größe benennen würde. Damit könnten das Problem der mangelnden Transparenz einer nur relativen Zielbestimmung aufgehoben und das Ambitionsniveau klarer bewertbar werden. Das zugrundeliegende Szenario ist ein Referenzszenario der 2007er-Modellierung, also noch vor der Wirtschaftskrise. Errechnet mit dem 2016er-Referenzszenario für das Jahr 2030 bedeutet das absolute 2030-Ziel im Primärenergieverbrauch eine Reduktion von 8 %.

- Eine Diskussion, wie damit umzugehen ist, wäre wichtig, auch wenn am Ende „der indikative nationale Energieeffizienzbeitrag zur Erfüllung der verbindlichen Energieeffizienzvorgabe der Union […] als absoluter Wert des Primärenergieverbrauchs und des Endenergieverbrauchs in den Jahren 2020 und 2030 mit einem linearen Zielpfad für diesen Beitrag von 2021 an [anzugeben ist]“ (Anhang 1 des Entwurfs der Governance-Verordnung). Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung – analog dem Primärenergieverbrauchziel im deutschen Energiekonzept – auch auf EU-Ebene von Beginn an auf eine absolute Reduktion des Energieverbrauchs gegenüber einem Ausgangsjahr als Zieldefinition hinzuwirken.
- Derzeit sieht der deutsche Monitoring-Prozess jährliche Monitoring-Berichte vor, die den Fortgang der Energiewende in Deutschland dokumentieren. Alle drei Jahre wird zudem ein ausführlicherer Fortschrittsbericht mit umfassenderen Analysen und Vorschlägen für politische Maßnahmen vorgelegt. Dieser Dreijahresturnus sollte auf einen zwei- oder vierjährigen Turnus umgestellt werden, um eine bessere Koordination mit den europäischen Berichtspflichten zu erreichen.
- Die Europäische Kommission hat zudem für die geforderten integrierten NEKPs die Trennung der Bereiche „Energie“ und „Klima“ aufgehoben. Dies sollte nun auch von der Bundesregierung auf nationaler Ebene vollzogen werden. Dies entspräche auch der Empfehlung des BDI (2018), wonach die Bundesregierung die „bestehenden nationalen Monitoring-Berichte zu Energie und Klimaschutz zusammenführen [sollte]“ (Seite 5).

36. *(2) Hinwirken auf ambitioniertere erneuerbare Ausbauziele auf EU-Ebene:*

- Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht bis 2030 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 30 % vor (BMWi und BMU, 2010), am Bruttostromverbrauch von mindestens 50 %. Im Koalitionsvertrag (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) wird sogar ein Anteil von 65 % im Stromsektor als Zielwert bis 2030 genannt (unter der Voraussetzung, dass die Netze solche Strommengen aufnehmen können). Damit liegt das nationale Zielniveau deutlich über den europäischen Ambitionen für 2030 (Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von lediglich mindestens 27 %). Für Deutschland bedeutet dies in den 2020er Jahren eine erheblich größere Steigerung im Bereich der erneuerbaren Energien als in den anderen EU-Mitgliedsstaaten.
- Diese Diskrepanz beruht nicht auf besonders kostengünstigen Bedingungen hierzulande und ist deshalb aus wirtschaftlicher Sicht ineffizient. Sie hat außerdem eine Schieflage bei der Energiekostenentwicklung in Europa zur Folge, wobei künftig nicht mehr die direkten Kosten der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung verantwortlich sind, sondern die mit den wachsenden Erneuerbaren-Anteilen stark steigenden Kosten für die Systemintegration durch Speicher, Netzausbau, Sektorkopplung und Lastmanagement. Die Bundesregierung sollte im Rahmen der Europäischen Union darauf hinwirken, dass der weit überproportionale Beitrag Deutschlands zum Erneuerbaren-Ausbau bis 2030 nicht zu einer Verringerung der Anstrengungen in anderen Ländern führt. Dieser Gefahr (auch für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie) kann durch ein ambitionierteres Erneuerbaren-Ziel auf EU-Ebene begegnet werden.

37. *(3) Inhaltliche Anpassung der Indikatoren für das Energiewende-Monitoring an die EU-Vorgaben:*

- Das nationale Monitoring sollte um europäische Zielsetzungen erweitert werden. Der Entwurf der Governance-Verordnung sieht u. a. die bereits teilweise angesprochenen Ziele bzw. Indikatoren zu den erneuerbaren Energie-Anteilen, zur Energieeffizienz oder den neuen Indikator für die Kapazitäten der europäischen

Interkonnektoren im Strombinnenmarkt vor (Preisdifferenz; Verhältnis Übertragungskapazität zu Spitzenlast; Verhältnis Übertragungskapazität zur installierten Erneuerbare-Energien-Leistung). Die Europäische Kommission wird auf Basis dieser Indikatoren bzw. der integrierten NEKPs insgesamt prüfen, ob die Ziele der Energieunion bzw. aus internationalen Abkommen wie dem Übereinkommen aus Paris gemeinsam erreicht werden. Bei drohenden „Ambitions- bzw. Umsetzungslücken“ plant die Europäische Kommission auf EU-Ebene zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen bzw. Nationalstaaten zu zusätzlichen Maßnahmen aufzufordern (vgl. Ziffer 40).

- Im Rahmen der integrierten NEKPs (vgl. Anhang I des Verordnungsentwurfs und die dort genannten Ziele, Vorgaben und Beiträge von Mitgliedsstaaten) werden zudem Indikatoren relevant, welche die Expertenkommission in früheren Stellungnahmen erarbeitete. Für den Bereich „Forschung und Innovation“ sind die Darstellungen zu Indikatoren im Bereich Invention, Innovation und Diffusion (getrennt nach Bereichen staatlich/privat sowie input-/output-bezogen) zu nennen (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2014a und Kapitel 10 in EWK, 2014b). Ein Teilbereich, das Monitoring der Energie-Startups, wird in dieser Stellungnahme erneut vertieft betrachtet (vgl. Kapitel 11, aber auch Kapitel 8.4 in EWK, 2016). Hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit wies die Expertenkommission u. a. mit Bezug auf die Energiestückkosten darauf hin, dass der Indikator mittelfristig zu einem Indikator der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit weiterentwickelt werden könnte (vgl. insbesondere Kapitel 11 in EWK, 2014b). Nicht zuletzt wurden auch bezüglich der Dimensionen „Sicherheit der Energieversorgung“ und „Energiemarkt“ von der Expertenkommission zahlreiche Kommentare und Vorschläge zu Quantifizierungen gemacht, welche in den europäischen Prozess eingespeist werden könnten (vgl. Kapitel 6 in der aktuellen Stellungnahme und Kapitel 7 in EWK (2016) für einen Einstieg in die geführte Diskussion).

38. *(4) Unabhängige wissenschaftliche Begleitung des europäischen Monitoring-Prozesses:*

- Die EU-Kommission beabsichtigt die Fortschritte bei der Verwirklichung der Ziele der Energieunion auf Basis der integrierten NEKPs sowie unter Verwendung weiterer Informationen, Indikatoren und Statistiken zu bewerten. Explizit heißt es im Verordnungsentwurf, dass sich die Europäische Kommission dabei auch auf Emissionsdaten stützt und „diese Bewertung gegebenenfalls durch die Heranziehung von wissenschaftlichen Erkenntnissen [verbessert]“ (vgl. Artikel 25).
- Eine unabhängige wissenschaftliche Begleitung des europäischen Monitoring-Prozesses wäre damit grundsätzlich passfähig zu der Governance-Verordnung. Es ist jedoch derzeit unklar in welcher Art und Weise eine solche eingerichtet werden sollte. Die Beauftragung einer Expertenkommission nach dem deutschen, französischen oder britischen Vorbild ist einer der denkbaren Ansätze (vgl. Kapitel 2.4). Auch bei den zu untersuchenden wissenschaftlichen Fragestellungen gibt es ein breites Spektrum. Zu den wichtigen Forschungsfragen gehört sicherlich, wie damit umgegangen werden soll, wenn einzelne Mitgliedsstaaten sehr viel oder nur relativ wenig zu Gemeinschaftszielen beitragen.

39. Mit der vorgeschlagenen neuen Finanzierungsplattform für Erneuerbare-Energien-Projekte liegt ein diskussionsfähiger Vorschlag zur Europäisierung der Erneuerbaren-Förderung vor. Grundsätzlich begrüßt die Expertenkommission eine stärkere europäische Zusammenarbeit auf diesem Gebiet. Denn europaweite (statt lediglich nationale) Ausschreibungen für erneuerbare Kapazitäten würden die Kosteneffizienz des Stromerzeugungssystems erhöhen. Vorbehaltlich noch zu diskutierender Verteilungswirkungen hätte dies den weiteren Vorteil, dass damit mögliche Finanzierungsprobleme in Ländern mit ansonsten (kosten-)günstigen Voraussetzungen für die Erneuerbaren-Erzeugung überwunden werden könnten (insbesondere Südeuropa). In diesem Fall sollten erneuerbare Strommengen im Rahmen von deutschen Projekten im Ausland auf die deutschen Ziele anrechenbar sein. Es bleibt allerdings zu konstatieren, dass abseits dieser generellen Überlegungen derzeit zentrale Fragen der konkreten Ausgestaltung offenbleiben. Dies betrifft etwa das Verhältnis zwischen nationalen und europäischen

Fördersystemen. Die Bundesregierung bzw. die Europäische Kommission sollten hierzu einen konkreten Vorschlag erarbeiten. In diesem Zusammenhang plant die Expertenkommission in der Stellungnahme zum anstehenden Fortschrittsbericht der Bundesregierung einen Weg von einer nationalen EEG-Förderung zu einer europäischen EEG-Förderung aufzuzeigen.

40. Der vorgeschlagene Mechanismus zum Gegensteuern bei möglichen Zielverfehlungen auf EU-Ebene sieht folgenden Prozess vor:

- Kommt die Europäische Kommission im Rahmen der Überprüfung der integrierten NEKPs zu dem Schluss, dass die Ziele der Energieunion gemeinsam nicht erreicht werden („Ambitionslücke"), so ergreift sie zusätzliche Maßnahmen auf Unionsebene (Artikel 27 Absatz 1 des Verordnungsentwurfs).
- Kommt die Europäische Kommission im Rahmen der Überprüfung der Fortschrittsberichte zu dem Schluss, dass ein Mitgliedstaat unzureichende Fortschritte erzielt („Umsetzungslücke"), spricht sie diesem „Empfehlungen" aus. Die Mitgliedsstaten tragen den Empfehlungen Rechnung (Artikel 27 Absatz 2 i.V.m. Artikel 28 Absatz 2a).
- Droht die EU 2023 trotzdem den EU-weiten „linearen Zielpfad" für die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien von 20 % auf mindestens 27 % zwischen 2020 und 2030 nicht einzuhalten, müssen die Mitgliedstaaten zusätzliche Maßnahmen ergreifen, z. B. die Leistung eines finanziellen Beitrags zu einer auf Unionsebene eingerichteten Finanzierungsplattform zur Förderung erneuerbarer Energien (Artikel 27 Absatz 4).
- Droht die EU nach Prognosen im Jahr 2023 das Energieeffizienzziel für 2030 zu verfehlen, trifft die Kommission bis 2024 zusätzliche Maßnahmen auf EU-Ebene zur Effizienzsteigerung bei Produkten und Gebäuden sowie im Verkehrssektor (Artikel 27 Absatz 5).

Aus Sicht der Expertenkommission sollte kritisch hinterfragt werden, inwieweit der beschriebene Prozess sich tatsächlich realpolitisch umsetzen lässt und ob bei drohenden Zielverfehlungen tatsächlich Abhilfe schaffende Maßnahmen ergriffen werden können. Es besteht die Gefahr, dass die (Sanktions-)Mechanismen in der Realität nicht greifen werden. Der Hinweis beruht auf der Tatsache, dass im Umweltkontext in der Vergangenheit verschiedene europäische Länder anhaltend gegen EU-Bestimmungen verstoßen haben, wie dies z. B. bei der EU-Richtlinie zur Luftqualität bzw. bei Feinstaubgrenzwerten der Fall ist. Allein gegen Deutschland sind mehrere Dutzend EU-Vertragsverletzungsverfahren anhängig. Zudem könnte der gewählte Maßnahmenkatalog, wie etwa die „Effizienzsteigerung bei Produkten", zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung führen.

2.4 Internationales Monitoring und Zusammenarbeit

41. Die Expertenkommission begrüßt, dass der sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung einen Hinweis auf einen von wissenschaftlicher Seite begleiteten internationalen Monitoring-Prozess gibt (vgl. unten in dieser Ziffer). Damit würde die nötige Transparenz geschaffen, um zu erkennen, welche Länder tatsächlich die europäische bzw. globale Energiewende anführen, und welche hinterherhinken – und könnten so namentlich benannt werden (entsprechend der Idee des „name and shame"). Dies erhöht den Anreiz, dass Länder ähnliche Anstrengungen hinsichtlich ihrer nationalen Energiewende vollziehen. Gleichzeitig darf nicht vergessen werden, dass deutsche Handelspartner – je nach herangezogenen Metriken – teilweise auch besser bei der Umsetzung der Energiewende als Deutschland abschneiden. So rangiert Deutschland nach dem vom Weltwirtschaftsforum veröffentlichten internationalen Energiewendeindex nur an 16. Stelle von 114 untersuchten Ländern (World Economic Forum, 2018). Es erscheint also durchaus angebracht, die Energie- und Klimapolitik des Auslands systematischer als bisher zu beobachten und wo angebracht erfolgreiche Elemente zu übernehmen. Tatsächlich werden die Vorzüge eines solchen Prozesses zunehmend von dritter Seite wahrgenommen und betont:

- Die G20 (2017) – mit der Ausnahme der Vereinigten Staaten von Amerika – haben mit ihrem Aktionsplan von Hamburg zu Klima und Energie für Wachstum deutliche Maßnahmen für die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens und zur Einleitung einer globalen Energiewende im Einklang mit den Zielen der 2030-Agenda für eine nachhaltige Entwicklung beschlossen. In dem Aktionsplan wird auch unterstrichen, dass die Wissenschaft sowie ein internationaler Monitoring-Prozess für die globale Energiewende eine „signifikante Unterstützung“[1] darstellen könnten (Seite 5). Im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung findet sich der eben angesprochene Hinweis dazu: „Unter deutschem Vorsitz haben die Staats- und Regierungschefs der G20-Staaten einen G20-Aktionsplan zu Klima und Energie für Wachstum beschlossen, bei dem auch die Vorteile eines internationalen Monitoring-Prozesses anerkannt wurden.“ (vgl. Kapitel 3 in BMWi, 2018a).
- Auf nationaler Ebene hatte zudem jüngst der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI, 2018) auf Basis der in dessen Auftrag erstellten Studie „Klimapfade für Deutschland“ der Politik empfohlen, im Monitoring stärker als bisher den Blick auf internationale Themen zu richten. Konkret heißt es, dass das Monitoring „um globale Rahmenbedingungen des Klimaschutzes […] ergänzt werden [sollte]“ und dass ein „solches erweitertes Monitoring […] soziale und internationale Entwicklungen mit abdecken [muss]“ (Seite 9). Dabei spielt für den Bundesverband natürlich auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie eine zentrale Rolle, denn die Bundesregierung „muss auf international gleichgerichtete Ambitionen bei der Implementierung der Klimaziele hinwirken, um im Sinne eines Level Playing Field die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu erhalten […]“ (Seite 5).

42. Eine der bedeutsamsten internationalen Monitoring-Fragestellungen ergibt sich aus dem Klimaabkommen von Paris (United Nations, 2015), das bis dato von Deutschland und 174 weiteren Parteien unterschrieben und ratifiziert wurde. Dabei geht es um die Entwicklung einer robusten Methode zur Vergleichbarkeit der nationalen Anstrengungen, wodurch erst eine regelmäßige Überprüfung und Bewertung der Klimaschutzambitionen etwa im Fünfjahresrhythmus ermöglicht wird, ebenso wie eine Einschätzung zu Effizienzpotentialen und möglichen Transferzahlungen zwischen Ländern. Dafür kann prinzipiell auf dem bisherigen Berichtssystem nationaler Treibhausgasinventare, sowie auf weiteren Größen wie Preisen (CO_2-Preise, Energiepreise und -steuern) oder Minderungskosten aufgebaut werden (Aldy und Pizer, 2015).

Vereinbarkeit national unterschiedlicher Ansätze

43. Wie in den Empfehlungen zu dem neuen europäischen Energiewende-Rahmen beschrieben, passt ein unabhängiges, wissenschaftlich begleitetes Monitoring sehr gut zum Verordnungsentwurf zur europäischen Governance. Um darüber hinaus die Fortschritte bei der Verwirklichung des Ziels[2] des Übereinkommens von Paris zu bewerten, sollen im Jahr 2023 und danach alle fünf Jahre „weltweite Bestandsaufnahmen“ durchgeführt werden. Das Ergebnis dient der Unterrichtung der Vertragsparteien für die auf nationaler Ebene zu entscheidende Aktualisierung und Verstärkung ihrer Maßnahmen, sowie zur Förderung der internationalen Zusammenarbeit.

44. Die einzelnen Länder haben nicht nur stark unterschiedliche Vorstellungen (und Rahmenbedingungen) darüber, wie sie ihre Volkswirtschaft Richtung Klimaneutralität transformieren. Sie kommen auch zu unterschiedlichen Schlüssen, ob und inwiefern sie diesen Prozess institutionell von wissenschaftlicher Seite begleiten lassen.

---

[1] *“Scientific analysis, optional regular monitoring and policy adjustment, as well as voluntary collaboration and best practice exchange within the G20, among international and national research institutes, and the private sector, can provide significant support to energy transition processes.”*

[2] Der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur soll deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau gehalten werden bzw. es werden Anstrengungen unternommen, um den Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen (Artikel 2 des Abkommens).

Tatsächlich haben in der EU nur drei Mitgliedstaaten Expertenkommissionen zu diesem Zweck berufen. Die wichtigsten Aspekte (Gemeinsamkeiten und Unterschiede) der Kommissionsarbeit in Deutschland, Großbritannien und Frankreich sollen nachfolgend skizziert werden. Die Ausführungen beruhen im Wesentlichen auf Informationen, die im Rahmen eines gemeinsamen Workshops im Frühjahr 2017 in Paris ausgetauscht wurden. Eine Gegenüberstellung findet sich in Tabelle 4.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der Monitoring-Kommissionen in Deutschland, Großbritannien und Frankreich

	Deutschland	Großbritannien	Frankreich
Name	Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (EMEdZ)	Committee on Climate Change (CCC)	Comité d'experts pour la transition énergétique (CETE)
Homepage	Keine	www.theccc.org.uk	Keine
Mitglieder	4 unabhängige Experten	9 (Mitigation Committee) plus 6 (Adaption Committee) unabhängige Experten	7 unabhängige Experten
Berufungsdauer	4 Jahre (Wiederberufung möglich)	5 Jahre (Wiederberufung möglich)	2 Jahre (Wiederberufung möglich)
Grundlage	Kabinettsbeschluss vom 19. Oktober 2011 (BT-Drucksache 17/7545 vom 21. Oktober 2011)	Climate Change Act 2008 (Section 32)	LOI no 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (Article 177)
Aufgabe	Bewertet den Fortschritt der Energiewende in Bezug auf die Ziele im Energiekonzept und berät die Regierung bei Nachsteuerungsbedarf	Berät Regierung bei Emissionsreduktionszielen, überwacht die Reduktion und berät hinsichtlich Anpassungen an den Klimawandel	Berät die Regierung bei der Erstellung strategischer Energie- und Klimapläne
Berichterstattung	Jährliche Stellungnahme an BMWi (weitergeleitet an Deutschen Bundestag und Bundesrat)	Jährlicher Bericht („Report“) an das Parlament (mehrere Bände)	Fallbezogene Berichte („Avis“)
Indikatoren	Entwicklung der Energiewende-Ampel mit Leit- und ergänzenden Indikatoren zur Operationalisierung der ca. 60 Indikatoren der Bundesregierung und eigener Indikatoren	Indikatoren nach Sektoren, teilweise basierend auf modellierten CO_2-Grenzvermeidungskosten	Untergeordnete Rolle
Modellierung	Keine eigene Modellierung	Modellierung als zentrales Instrument	Keine eigene Modellierung

Quelle: Eigene Darstellung

45. Während die Ziele der Energiewende in Deutschland in Strategiepapieren bzw. Kabinettsbeschlüssen der Bundesregierung (Energiekonzept vom September 2010 und Kernenergieausstieg vom Juni 2011) festgelegt wurden, besitzen die Energiewenden in Frankreich und Großbritannien Gesetzesrang (Law for Energy Transition and Green Growth 2015 bzw. Climate Change Act 2008). Eine Abkehr von den Klimaschutzzielen würde eine formale Gesetzesänderung voraussetzen, denn diese wurden im jeweiligen Artikel 1 der Gesetze verankert: In Frankreich wurde eine Emissionsreduktion bis 2050 „um den Faktor 4“ gegenüber 1990 festgelegt, in Großbritannien soll eine Reduktion um 80 % erreicht werden. Das deutsche Ziel ist zwar mit einer 80 bis 95 %igen Reduktion gegen-

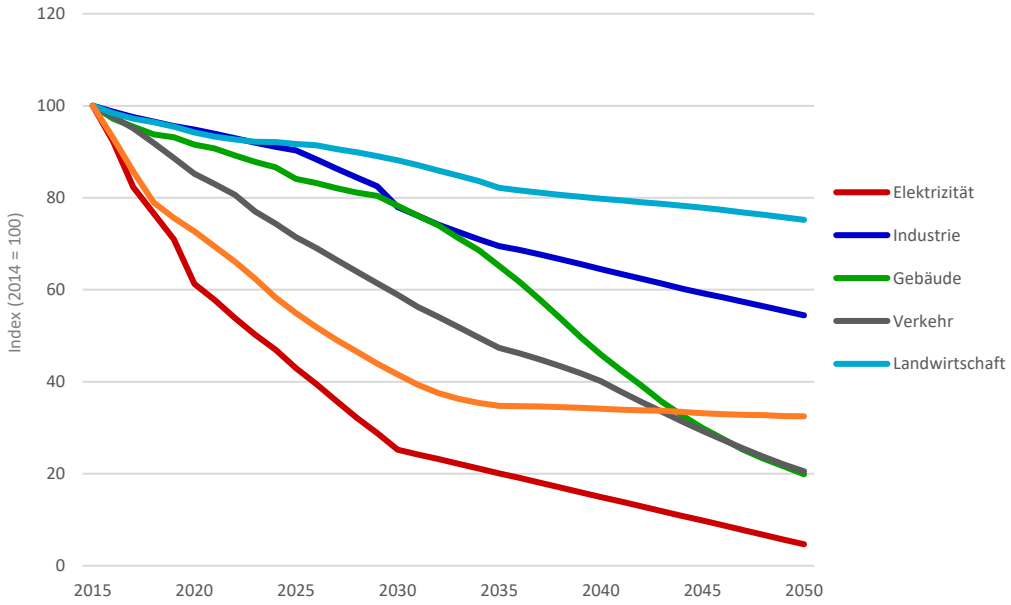
über 1990 ggf. etwas ambitionierter, aber nur sofern die „bis 95 %“-Reduktion letztendlich tatsächlich als Maßstab herangezogen wird. Es ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung laut aktuellem Koalitionsvertrag mit dem geplanten Klimaschutzgesetz ein entsprechendes Konzept verwirklichen möchte (vgl. Kapitel 3).

46. Anders als in Deutschland sind sowohl in Frankreich als auch in Großbritannien „Carbon Budgets“ handlungsleitend. Diese werden sowohl in Frankreich als auch in Großbritannien in 5-Jahres-Zeiträumen ausgestaltet (in Frankreich: 2015-2018, 2019-2023, 2024-2028; in Großbritannien: 2008-2012, 2013-2017, 2018-2022, 2023-2027, 2028-2032). An dieser Stelle sei daran erinnert, dass die Expertenkommission in ihrer Stellungnahme zum 5. Monitoring-Bericht der Bundesregierung die Emissionsbudgets als alternativen Ansatz zur Erreichung der Klimaziele anregte (vgl. Kapitel 2.5 in EWK, 2016; dort finden sich auch Hinweise zur Ausgestaltung). Der Vorteil eines solchen Ansatzes liegt zunächst an der stärkeren Ausrichtung auf die für den Klimawandel ursächlichen Treibhausgasemissionen. Konkrete Sektor-Beiträge oder -ziele müssen nicht im Vorfeld definiert werden, was die Flexibilität erhöht. Wie nachfolgend beschrieben, ist dies aus Kosteneffizienzgründen positiv zu bewerten. Zudem ist aus naturwissenschaftlicher Perspektive nicht nur das Zielniveau des Emissionsausstoßes (im Jahr 2050) entscheidend, sondern auch die über die Zeit insgesamt in die Atmosphäre abgegebene Menge an Treibhausgasemissionen (kumulierter Gesamtausstoß über den Zielpfad). Mit anderen Worten: Selbst wenn Deutschland sein 2050-Ziel erreicht, ist es aus Klimasicht eben nicht egal, dass Deutschland nun sein 2020-Ziel verfehlt.

47. Allerdings ist nur das englische Modell so konsequent und verzichtet (weitestgehend) auf starr festgeschriebene Sektor-Ziele. Das französische Energiewendegesetz definiert hingegen eine Vielzahl von sektoralen Vorgaben, ähnlich wie das deutsche Energiekonzept, z. B. bei der energetischen Sanierung oder beim Anteil erneuerbarer Energien. Im englischen System wird streng „vom Klima-Ziel her gedacht“, so dass aus den Emissionsbudgets sektorale Pfade abgeleitet werden, die mit möglichst geringen Kosten das 2050-Ziel erreichen sollen. Es ist anzunehmen, dass dadurch bedeutsame Kosteneffizienzpotentiale gehoben werden können. Zu diesem Zweck nutzt das Committee on Climate Change modellierte sektorale CO_2-Grenzvermeidungskosten. Die sektoralen Pfade sind in Abbildung 2 ersichtlich, auf deren Basis konkrete Politikempfehlungen abgeleitet werden. Zunächst wird eine Transformation des Stromsektors priorisiert (ca. eine Dekade), dann im Gebäudebereich (erneut eine Dekade), abschließend im Verkehr (weitere Dekade). Möglicherweise können bei so einem zielgerichteten Vorgehen auch Widerstände von Interessengruppen leichter überwunden werden. Mit dem anstehenden Kohleausstieg und dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren in der Stromerzeugung geht Deutschland – wenn auch nicht von Anfang an so geplant –in der kurzen Frist also (teilweise) ähnlich vor.

48. Einschränkend ist jedoch zu erwähnen, dass es – abweichend von der eben skizzierten Sequenzierung entsprechend aufsteigender CO_2-Grenzvermeidungskosten – sinnvoll sein kann, mit „teureren“ Optionen zu starten. Vogt-Schilb et al. (2018) begründen dies damit, dass es zwei Arten von Emissionsreduktionsmaßnahmen gibt: Zum einen gibt es Maßnahmen, die unmittelbar und kurzfristig wirken, wie sparsames Autofahren oder die Erhöhung des Nutzungsgrades von existierenden Gaskraftwerken. Zum anderen gibt es aber auch Maßnahmen, die signifikante Investitionen erfordern und dann kontinuierlich zur Reduktion von Emissionen beitragen, wie es bei Gebäudesanierungen oder dem Ersatz eines Benzinfahrzeuges durch ein Elektrofahrzeug der Fall ist. Für die erstgenannten Maßnahmen ist eine statische Perspektive ausreichend. Dann ist es zweckmäßig, die Optionen nach CO_2-Grenzvermeidungskosten zu ordnen und zu priorisieren. In einem dynamischen Kalkül hingegen, etwa im Falle von kontinuierlich emissionsreduzierenden Investitionsentscheidungen, sollten – neben den dauerhaften Emissionsreduktionen – auch Opportunitätskosten knapper Ressourcen (Arbeitskräfte und Kapital) und unterschiedliche Reduktionspotentiale in verschiedenen Sektoren berücksichtigt werden. Bei solchen langfristigen Emissionsreduktions-Strategien kann es optimal sein, Optionen „nach vorne zu ziehen“, die entsprechend den CO_2-Grenzvermeidungskosten weiter hinten zu finden wären. Das ist bei Sektoren mit hohen Investitionen, z. B. bei der Verkehrsinfrastruktur, der Fall.

Abbildung 2: Sektorale Emissionsreduktionspfade in Großbritannien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Committee on Climate Change (2015)

49. Nicht nur die langfristigen Klimaschutzziele, sondern auch die Arbeit der Expertenkommissionen in Frankreich und Großbritannien werden auf Basis der genannten Gesetze legitimiert. Wesentliche Eckpunkte zu Berufung, Funktionen und Rechte des „Comité d'experts pour la transition énergétique" bzw. des „Committee on Climate Change" finden sind dort kodifiziert (Artikel 177 bzw. Artikel 32ff). Das Mandat der hiesigen Kommissionen ist also deutlich stärker als in Deutschland, wo nur ein Kabinettsbeschluss existiert.

50. Die unterschiedlichen Ausrichtungen in den Transformationsprozessen spiegeln sich auch in der Indikatoren-Arbeit der Kommissionen wider. Während die Expertenkommission in Deutschland bekanntermaßen den Fortschritt der Energiewende mit Hilfe ihrer Energiewende-Ampel überwacht und in ihren Stellungnahmen mitführt (vgl. Kapitel 1), nutzt das Committee on Climate Change in Großbritannien neben den in Abbildung 2 gezeigten Pfaden ein Set von Indikatoren für die Sektoren (im Stromsektor beispielhaft die Indikatoren „Erneuerbare Stromerzeugung in TWh" und „Kapazität Wind onshore in GW").

51. Die französischen Kollegen schreiben ihre Berichte eher fallbezogen und mehrfach unterjährig, da sie vor allem bei der Erstellung neuer Energie- und Klimapläne nach ihrer detaillierten Expertise gefragt werden. Die Berichterstattung in Deutschland und Großbritannien folgt dagegen einem jährlichen Zyklus, mit großen zusammenfassenden Berichten. Das Committee on Climate Change (2017) veröffentlichte z. B. in ihrem „2017 Report to Parliament" (Juni 2017) drei Bände mit insgesamt über 450 Seiten.

52. Angesichts der Heterogenität der Monitoring-Ansätze stellt sich natürlich die Frage, wie ein internationaler Monitoring- und Evaluationsprozess aussehen kann, von dem am Ende alle Länder profitieren. Folgende Aufgaben sind – unabhängig von nationalen Gemeinsamkeiten und Unterschieden – für ein wissenschaftlich fundiertes Monitoring nötig und würden allen Partnern nützen:

(1) *Informieren*: Es sollte eine umfassende und harmonisierte internationale Datenbasis aufgebaut werden, die technische, ökonomische, umweltbezogene und soziale Daten zur Energiewende umfasst.

Um sektorale, technologische oder soziale Entwicklungen untersuchen zu können, bedarf es disaggregierter und harmonisierter Daten, beispielsweise zu Energiepreisen und -kosten, um die wettbewerbliche Situation von Unternehmen beurteilen zu können. Aber nicht nur ökonomische Daten sind erforderlich, die Energiewende hat Implikationen für Gesellschaft, Umwelt und technologische Entwicklung – und berührt letztlich alle Aspekte der UN Sustainable Development Agenda. Die Wichtigkeit von themenbezogenen Datenbasen wurde von den Vereinten Nationen ebenfalls erkannt und mündete in der Bildung der „Independent Expert Advisory Group on the Data Revolution for Sustainable Development“ und der „High-level Group for Partnership, Coordination and Capacity-Building for statistics for the 2030 Agenda for Sustainable Development“ (HLG-PCCB).

(2) *Monitoren*: Es sollten Indikatoren entwickelt werden, die politische Entscheider als Entscheidungsgrundlage und zur Fortschrittskontrolle heranziehen können.

Belastbare Indikatoren erweitern die Evidenzbasis für Entscheidungsträger ohne ihre Entscheidungsfreiheit einzuschränken. Aufgrund der Komplexität des Energiesystems sollten die Indikatoren möglichst alle Aspekte desselben berücksichtigen (Erneuerbare, Effizienz, Infrastruktur, Versorgungssicherheit, Forschung und Entwicklung, Wettbewerbsfähigkeit usw.). Zukunftsgerichtete Indikatoren helfen Risiken zu identifizieren und die Resilienz des Gesamtsystems zu steigern. Da die Daten und Indikatoren gemeinsamen Standards folgen, sind Interpretationen und Schlussfolgerungen leicht international übertragbar.

(3) *Evaluieren*: Auf Basis einer umfassenden Bestandsaufnahme sollten alle Politikmaßnahmen ex-ante und ex-post hinsichtlich ihrer Wirkungen evaluiert werden.

Auf nationaler wie auf europäischer und globaler Ebene existiert eine große Notwendigkeit für eine umfassende Bestandsaufnahme von (effektiven) Politikmaßnahmen. Der darauf aufbauende Evaluationsprozess sollte die spezifischen Bedingungen der Maßnahmen berücksichtigen, d. h. insbesondere den technischen, ökonomischen, rechtlichen und institutionellen Rahmen. Nur auf diese Weise können kausale Effekte identifiziert und letztendlich gute Praktiken (effektive Maßnahmen) abgeleitet und im geeigneten Kontext diskutiert werden. Am Ende sollte ein harmonisierter Rahmen entstehen, mit dem ex-ante und ex-post Evaluationen (vgl. auch Kapitel 3 in EWK, 2014b) auf verschiedene Kontexte leicht übertragbar sind.

(4) *Austauschen und voneinander lernen*: Daten, Erfahrungen und Erfolgsfaktoren der wirksamsten nationalen Maßnahmen sollten identifiziert und geteilt werden.

Die Vielfalt der unterschiedlichen datenhaltenden Institutionen und Transformationsprozesse bringt unzählige Möglichkeiten des Austausches bzw. Lernens hinsichtlich von Daten, Erfahrungen, Informationen und Best Practices mit sich. Besonders im Fokus steht der Austausch mit datenliefernden Institutionen (auf der Input-Seite) und mit politischen Entscheidungsträgern (auf der Output-Seite). Der Austausch sollte aber grundsätzlich für alle Stakeholder der Energiewenden offen sein. Für politische Entscheidungsträger würden Guidelines einen Mehrwert schaffen, in denen niedergelegt wird, wie die Ergebnisse interpretiert und in nationale Politiken (entsprechend unterschiedlichen nationalen Umständen) umgesetzt werden können. Der Austausch ist auch deswegen so wichtig, weil die globale (und in gewissen Grenzen auch die nationalen) Energiewende(n) nur gelingen kann (können), wenn jedes Land seinen Beitrag leistet und eben dazu bestmöglich befähigt wird.

53. Mit dieser generellen Ausrichtung sollte die Bundesregierung einen unabhängigen, von wissenschaftlicher Seite begleiteten Monitoring-Prozess aktiv unterstützen. Ähnlich wie bei der Diskussion um effiziente Klimaschutzinstrumente ist die globale (z. B. G20), oder zumindest gesamteuropäische Ebene als Anknüpfungspunkt zu bevorzugen. Alternativ könnte („bottom-up“) eine deutsch-französische Energiewende- und Monitoring-Allianz im Herzen Europas vielversprechend sein.

Mögliche deutsch-französische Partnerschaft

54. Bereits Ende des letzten Jahres hatte eine Initiative von fünfzehn führenden Energie- und Klimaschutzexperten angeregt, den ökonomischen Rahmen der deutschen Energiewende neu – mit Fokus auf CO_2 – auszurichten (vgl. Kapitel 10) und eine „deutsch-französische Initiative" als eine der „Leitplanken" formuliert, an der sich die künftige deutsche Energie- und Klimapolitik orientieren sollte (Bals et al., 2017). Die Zeit für eine alle Sektoren beider Volkswirtschaften umfassende CO_2-Initiative scheint günstig: Im Laufe des Jahres 2016 brachte die französische Regierung unterschiedliche Vorschläge für einen französischen und europäischen CO_2-Mindestpreis im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) ins Gespräch. Für die Energieträger außerhalb des Emissionshandels wurde 2014 den internen Energieverbrauchssteuern eine CO_2-Komponente hinzugefügt (DFBEW, 2018). Weitere Prioritäten, neben einer gemeinsamen CO_2-Preis-Initiative, können der koordinierte Ausbau von Erneuerbaren, die Kooperation bei der Verkehrswende, sowie Zusammenarbeit bei den oben angesprochenen NEKPs sowie bei Investitionen und Finanzierung der Energiewende sein (Pescia et al., 2017).

55. Zusätzliches Momentum für eine bilaterale Partnerschaft kommt aus dem Anfang des Jahres zwischen Deutschland und Frankreich verabschiedeten Resolutions-Entwurf „Für einen neuen Élysée-Vertrag". Nummer 16 der Resolution fordert explizit die Regierungen beider Länder auf, ihre „enge Zusammenarbeit bei der Umsetzung des Pariser Klimaschutzabkommens […] fortzusetzen" und „gemeinsame Initiativen, insbesondere zum CO_2-Preis vorzuschlagen". Zudem sollte die „Zusammenarbeit im Bereich der Forschung und Entwicklung" vertieft werden (Assemblée nationale und Deutscher Bundestag, 2018). Neben der politischen Symbolkraft aufgrund der gemeinsamen Geschichte könnte eine solche Initiative, verbunden mit wirksamen Maßnahmen, den nach Aufgabe des nationalen 2020-Treibhausgas-Ziels verlorenen Anschluss beim Klimaschutz mit Blick auf 2030 wiederherstellen.

2.5 Reform des europäischen Emissionshandels

56. Die Bundesregierung widmet dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS) zu Recht ein eigenes Unterkapitel, denn immerhin stammen 45 % der gesamten Treibhausgasemissionen in der EU aus Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen. In Deutschland liegt dieser Anteil sogar bei fast 50 % (vgl. Tabelle 5). Insoweit bekommt der europäische Emissionshandel eine zentrale Bedeutung für eine erfolgreiche Umsetzung der deutschen Energiewende.

57. Die Bundesregierung stellt zwar fest, dass „das Minderungsziel der vom ETS erfassten Bereiche ... bereits vorzeitig erfüllt (wurde)", beklagt aber zugleich, dass ein adäquater Preis als „Voraussetzung für ein gut funktionierendes Emissionshandels-System" nicht gegeben sei, weil „im Zuge der gefallenen Zertifikatspreise ... zuletzt immer weniger Anreize zur Investition in emissionsarme Technologien [bestanden]". Aus Sicht der Expertenkommission verkennt die Bundesregierung offenbar die Tatsache, dass es sich beim Emissionshandel um ein System der Mengensteuerung handelt, bei dem sich der Preis als Resultat herausbildet. Das aber hängt wesentlich von Knappheiten ab, die mit den politisch vorgegebenen maximal zulässigen Emissionen (der sogenannte „Cap") gesetzt werden. Das Ziel einer 21 %igen Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 2005 lieferte offenkundig diese Knappheitssignale auch deshalb nicht, weil sich durch die in der Vergangenheit großen Zukäufe von CDM-Zertifikaten sowie als Folge der Wirtschaftskrise 2008/2009 hohe Überschussmengen an Zertifikaten herausgebildet hatten. Hierdurch wurde allenfalls der ETS-Mechanismus gestört, weil es noch keine Regeln für eine adäquate Reaktion auf solche Effekte gab.

Tabelle 5: Entwicklung der Treibhausgasemissionen sowie der Emissionen der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland von 2005 bis 2016

	Einheit	2005	2010	2015	2016	2005-2016 in %
Summe der CO_2-Emissionen	Mio. t CO_2-Äquivalente	867,2	833,7	797,1	801,8	-7,5
Summe aller Treibhausgasemissionen		993,1	942,8	906,8	909,4	8,4
Emissionshandelspflichtige Anlagen		473,7	454,9	455,0	453,0	-4,4
Summe der Nicht-ETS-Sektoren		519,4	487,9	451,8	456,4	-12,1
Anteil der emissionshandelspflichtigen Anlagen an den gesamten Treibhausgasemissionen in %	%	47,7	48,2	50,2	49,8	

1) Bis 2015 geprüfte Berichte; 2016 Erstmeldung bis 31.03. des Folgejahres.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von DEHSt (2017)

58. Aber auch dies soll im Zuge einer Reform des europäischen Emissionshandels geschehen. Inzwischen sind die Eckpunkte der Reform im Einvernehmen von EU-Kommission, Europäischem Rat und Europäischem Parlament beschlossen worden. Ein Eckpunkt hierfür ist die Festlegung des Emissionsminderungsziels der EU für 2030, das mit einem Minus von 40 % beschlossen wurde. Zu diesem Gesamtziel soll der europaweite Emissionshandel mit einer Emissionsreduzierung um 43 % im Vergleich zu 2005 beitragen. Zu diesem Zweck wird die Gesamtzahl der Emissionsberechtigungen ab 2021 jährlich um 2,2 % sinken, verglichen mit derzeit 1,74 %. Dies entspricht einer zusätzlichen Emissionsminderung in den vom ETS erfassten Sektoren von etwa 556 Millionen Tonnen in diesem Jahrzehnt.

59. Mit der Marktstabilisierungsreserve, die als langfristige Lösung im Januar 2019 in Betrieb genommen wird, ist ein weiteres wichtiges Element für die Reform des ETS in der vierten Handelsperiode 2021 bis 2030 eingeführt worden. Deren Aufgabe wird es sein, den gegenwärtigen Überschuss an Zertifikaten zu reduzieren und die Resilienz des Systems gegenüber Schocks durch die Anpassung des Angebots an zu versteigernden Zertifikaten zu verbessern. Die 900 Millionen Zertifikate, die von 2014 bis 2016 zurückbehalten wurden, sollen in den Jahren 2019/2020 nicht – wie ursprünglich vorgesehen – versteigert, sondern in die Reserve übertragen werden. In die Reserve sollen ebenfalls die nicht zugeteilten Zertifikate eingestellt werden. Nach vorliegenden Schätzungen handelt es sich dabei um rund 550 bis 700 Millionen Zertifikate. Die Reserve wird vollständig nach vordefinierten Regeln funktionieren, die der Kommission oder den Mitgliedstaaten bei der Durchführung keinen Ermessensspielraum lassen sollen. Jedes Jahr veröffentlicht die Kommission bis zum 15. Mai die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Zertifikate. Dies dient als ausschließlicher Indikator für die Entscheidung, ob Zertifikate in die Reserve eingestellt werden, und wenn ja, wie viele, oder ob Zertifikate aus der Reserve freigegeben werden. Wenn am Ende eines Jahres die Anzahl nicht genutzter Zertifikate die Grenze von 833 Millionen übersteigt, dann werden im darauffolgenden Jahr 24 % (12 % ab 2024) der gesamten freien Zertifikate nicht auktioniert, sondern in die MSR überführt. Dies geschieht bis die Anzahl nicht genutzter Zertifikate im Markt unter den Grenzwert von 833 Millionen sinkt. Sollten die nicht genutzten Zertifikate im Markt unter die Zahl von 400 Millionen fallen, werden im darauffolgenden Jahr 100 Millionen Emissionsberechtigungen aus der MSR in den Markt freigegeben. Zudem werden ab dem Jahr 2023 alle Emissionsberechtigungen in der MSR, die über die jährliche Auktionsmenge

des Vorjahres hinausgehen, gelöscht (Perino, 2018). Bemühungen, das Marktungleichgewicht zu beseitigen, würden auch durch eine schnellere Senkung der jährlichen Emissionsobergrenze unterstützt. Dies ist im Übrigen auch Teil eines Kommissionsvorschlags für die Überarbeitung des EU ETS. In diesem Zusammenhang wird derzeit im Europäischen Rat und im Europäischen Parlament darüber diskutiert, die Rate, mit der Zertifikate in die Reserve eingestellt werden, vorübergehend zu verdoppeln.

60. Eine bedeutsame Neuerung bei der Reform des ETS hat die Bundesregierung leider nicht erwähnt, obwohl sie auch im Zusammenhang mit der Diskussion um die Stilllegung von Kohlenkraftwerken bedeutsam ist. So werden in Artikel 12 Absatz 4 der EG Richtlinie 2003/87/EG[3] folgende Sätze angefügt: „Im Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten in ihrem Hoheitsgebiet aufgrund zusätzlicher nationaler Maßnahmen können die Mitgliedstaaten Zertifikate aus der Gesamtmenge der Zertifikate, die von ihnen gemäß Artikel 10 Absatz 2 zu versteigern sind, maximal in Höhe der Durchschnittsmenge der geprüften Emissionen der betreffenden Anlage während eines Zeitraums von fünf Jahren vor der Stilllegung löschen. Der betreffende Mitgliedstaat unterrichtet die Kommission über eine derartige beabsichtigte Löschung gemäß den nach Artikel 10 Absatz 4 erlassenen delegierten Rechtsakten." Es besteht jetzt also die Möglichkeit, dass der Mitgliedstaat selbst die Zertifikate in Höhe der geprüften Durchschnittsmenge der betreffenden Anlage aus der Versteigerungsmenge nehmen und löschen kann. Dies entspricht von der Wirkung her einer Empfehlung, die die Expertenkommission schon mehrfach in ihren früheren Stellungnahmen zu den Monitoring-Berichten ausgesprochen hatte.

61. Es gibt somit nunmehr zwei Mechanismen, die einen Überschuss an Zertifikaten im EU ETS reduzieren helfen: Zum einen die Marktstabilisierungsreserve und zum anderen die Möglichkeit der Zertifikatslöschung durch Mitgliedstaaten bei nationalen Erzeugungsstilllegungen. Diese Ergänzungen machen deutlich, dass die frühere Befürchtung, Emissionsminderungen als Folge nationaler Klimapolitikmaßnahmen in den ETS-Sektoren würden zwangsläufig durch Mehremissionen in anderen Mitgliedstaaten aufgehoben, unbegründet ist.

62. Die zentrale Zuteilungsmethode wird mit der Reform des ETS die Auktionierung der Zertifikate sein. Die kostenlose Zuteilung soll sich auf die Sektoren konzentrieren, die das höchste Risiko der Produktionsverlagerung in Regionen außerhalb der EU tragen. Kostenlose Zertifikate sind ebenso für neue und wachsende Anlagen vorgesehen wie flexiblere Regeln zur besseren Anpassung der Menge an kostenlosen Zertifikaten an die Produktionsentwicklung. Schließlich sollen die Benchmarks für kostenlose Zuteilungen aktualisiert werden, um dem technologischen Fortschritt seit 2008 Rechnung zu tragen. Im Ergebnis werden den Unternehmen im Zeitraum von 2021 bis 2030 rund 6,3 Milliarden Zertifikate kostenlos zugeteilt werden.

63. Daneben sollen Unterstützungsmechanismen eingerichtet werden, um die Industrie und die Energiewirtschaft bei der Bewältigung der Innovations- und Investitionsherausforderungen des Übergangs zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft zu unterstützen. Dazu gehören zwei neue Fonds, nämlich Innovationsfonds zur Erweiterung der bestehenden Unterstützung für die Demonstration innovativer Technologien zu bahnbrechenden Innovationen in der Industrie sowie Modernisierungsfonds, mit denen Investitionen in die Modernisierung des Energiesektors und in die Steigerung der Energieeffizienz in zehn einkommensschwächeren Mitgliedstaaten erleichtert werden.

[3] EG Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

64. Die Bundesregierung macht weiterhin auf einen anderen Tatbestand aufmerksam, der sich auf die verbindlichen Emissionsminderungsziele bezieht, die im Rahmen der sog. „Effort Sharing Decision“[4] für die Sektoren außerhalb des Emissionshandels festgelegt wurden. Danach ist Deutschland zu einer Reduktion um 14 % bis 2020 im Vergleich zu 2005 verpflichtet. Um dieses Ziel noch erreichen zu können, sind nach eigenen Aussagen der Bundesregierung im Monitoring-Bericht „ambitionierte nationale Maßnahmen dringend erforderlich“. Als Ausgleich könnten allerdings nicht genutzte Zertifikate eingesetzt oder Emissionsrechte von anderen Mitgliedstaaten gekauft werden.

65. Für das Jahr 2030 wurden bei einem EU-weiten Minderungsziel von 40 % gegenüber 1990 für die Emissionshandelssektoren eine Reduktion von 43 % europaweit und für die Nicht-ETS-Sektoren von 30 % jeweils im Vergleich zu 2005 beschlossen. Dabei gab es für die Nicht-ETS-Sektoren wiederum differenzierte Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten, die sich zwischen 0 % in Bulgarien bis -40 % in Luxemburg und Schweden bewegen. Für Deutschland wurde eine Reduktion um 38 % festgelegt. Dies bedeutet für die Dekade 2020 bis 2030 mit 3,2 % eine im Jahresdurchschnitt mehr als dreimal stärkere Minderung als in der Zeit von 2005 bis 2020 mit einem Minus von lediglich 1 %.

66. Absolut folgt für Deutschland aus diesen Zielen eine Minderung der Treibhausgasemissionen in den ETS-Sektoren von 453 Mio. t CO_2-Äquivalente im Jahr 2016 auf 270 Mio. t CO_2-Äquivalente im Jahr 2030; also eine Minderung um 183 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. um 40 %. In den nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren sind die Emissionen zugleich von etwa 456 Mio. t CO_2-Äquivalenten (2016) auf 322 Mio. t CO_2-Äquivalente (2030) zu reduzieren, d. h. eine Minderung um rund 134 Mio. t CO_2-Äquivalente oder um knapp 30 %. Insgesamt würden unter dieser Maßgabe die gesamten Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 gegenüber 2005 um rund 40 % und im Vergleich zu 1990 um 53 % niedriger sein. Im Vergleich hierzu fällt das Reduktionsziel, das sich die Bundesregierung für Deutschland mit 55 % bis 2030 gegeben hat, um fast 30 Mio. t CO_2-Äquivalente deutlich ambitionierter aus. Ein Festhalten an diesem Ziel bei gleichzeitiger Erfüllung der für die ETS-Sektoren Reduktion um 43 % müssten die Nicht-ETS-Sektoren ihre Emissionen bis 2030 gegenüber 2005 nicht um 38 %, sondern ebenfalls um 43 % vermindern. Die Expertenkommission gibt zu bedenken, ob dies angesichts der offenkundigen Schwierigkeiten, die Emissionen im Verkehrssektor, aber auch im Gebäudebereich noch stärker als geplant zu senken, in diesem Zeitraum geleistet werden kann.

[4] Vgl. Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.

3 Treibhausgasemissionen

Das Wichtigste in Kürze

Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen befindet sich schon seit einiger Zeit nicht mehr auf dem Zielpfad. Während die Treibhausgasemissionen im Jahresdurchschnitt von 1990 bis 2000 noch um 1,7 % und von 2000 bis 2010 um rund 1,0 % sanken, gingen sie von 2010 bis 2016 nur noch um 0,6 % pro Jahr zurück; in den Jahren 2015 und 2016 stiegen sie sogar wieder. Nach vorläufigen Schätzungen fiel der Rückgang im Jahr 2017 mit 0,6 % erneut viel zu niedrig aus.

Die Expertenkommission weist schon seit Jahren auf die Gefahr einer beträchtlichen Zielverfehlung für das Jahr 2020 hin. Die Ursachen für die absehbare Zielverfehlung sind vielfältig: Offenkundig blieben die Wirkungen der von der Bundesregierung beschlossenen zahlreichen Maßnahmen begrenzt und manche vielversprechenden Instrumente ließen sich nicht durchsetzen. Auch fehlt bis heute ein umfassendes Konzept zur Kompensation der mit dem Kernenergieausstieg verbundenen zusätzlichen CO_2-Emissionen. Außerdem erschweren exogene Gründe die notwendige Emissionsminderung, die teilweise auch im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung angesprochen werden: Die niedrigen Energie- und Zertifikatspreise für CO_2 bieten kaum Anreize für emissionssenkende Maßnahmen. Die expansivere wirtschaftliche und demographische Entwicklung wirken sich, anders als noch im Energiekonzept aus dem Jahr 2010 erwartet, erhöhend auf den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen aus. Auch belastet der im Jahr 2016 auf mehr als 50 Mrd. kWh gestiegene Stromexportsaldo die deutsche Klimabilanz.

Im Rahmen der jetzt anstehenden Entwicklung einer konkreten Strategie für den Zielhorizont 2030 sollte die Bundesregierung auch eine Vorstellung darüber entwickeln, wie sich die verschiedenen Ursachen für Zielverfehlungen künftig eliminieren oder kompensieren lassen. Schon wegen der Zielverfehlungen 2020 sind die Herausforderungen erheblich, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % auf ein dann zulässiges Emissionsniveau von nur noch 563 Mio. t CO_2-Äquivalente zu senken. Von 2017 bis 2030 müssten die jährlichen Treibhausgasemissionen mit rund 26 Mio. t CO2-Äquivalente dreimal stärker reduziert werden als in den Jahren von 2000 bis 2017 (rund 8 Mio. t CO2-Äquivalente pro Jahr). Das erfordert Reduktionszahlen, die in der Vergangenheit lediglich Anfang der 1990er-Jahre mit dem Zusammenbruch der DDR-Wirtschaft und im Zusammenhang mit der Finanzmarktkrise 2008/2009 erreicht wurden.

Angesichts der bisher nur begrenzten Effekte auf die Emissionsminderung hält die Expertenkommission eine Überprüfung des derzeitigen Maßnahmendesigns für notwendig, insbesondere mit Blick auf die Vielzahl kleinteiliger Maßnahmen. In diesem Zusammenhang steht der Vorschlag einer generellen Emissionsbepreisung, auch im Hinblick auf die Finanzierungsaspekte bestehender oder neuer Förderprogramme (vgl. Kapitel 10).

Insbesondere zwei von der Bundesregierung angestoßene Aktivitäten sind aus Sicht der Expertenkommission aber positiv hervorzuheben: Im Koalitionsvertrag wird ein Klimaschutzgesetz angekündigt. Das Gesetz sollte sich an den langfristigen Zielen des Pariser Klimaabkommens orientieren, wonach der Temperaturanstieg dauerhaft auf unter 2 Grad begrenzt und die weltweiten Treibhausgasemissionen in der zweiten Jahrhunderthälfte netto auf null sinken müssen. Bisher mangelt es an einer Präzisierung der konkreten Inhalte eines Klimaschutzgesetzes. Aus Sicht der Expertenkommission ist die gesetzliche Fixierung der Klimaziele gegenüber der bisher nur regierungsinternen Festlegung schon deshalb wichtig, weil es eine größere Bindungswirkung auch für andere Politikbereiche und Planungsprozesse entfaltet. Eine umfassende gesetzliche Regelung mit der Einrichtung wirkungsvoller Institutionen und der Etablierung von Sanktionsmechanismen könnte die Voraussetzungen dafür verbessern, die mittelfristigen Ziele für 2030 tatsächlich zu erreichen.

Zum Zweiten beschäftigt sich die Bundesregierung jetzt konkret mit den Perspektiven zur Beendigung der Kohleverstromung und hat zu diesem Zweck die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ berufen. Der Kommission ist Erfolg zu wünschen, auch um die Akzeptanz der notwendigen Maßnahmen zu gewährleisten. Dies gilt ebenso für die vorgesehenen Kommissionen für den Verkehrs- und Gebäudebereich.

3.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

67. Die beiden zentralen Strategien des Energiekonzepts der Bundesregierung adressieren den Ausbau der (emissionsfreien) erneuerbaren Energieträger sowie die Senkung des Energieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieproduktivität. Für beide Strategien sind ebenfalls eindeutig quantifizierte Ziele vorgegeben. Ob und wie weit sich die bisherige Entwicklung dieser beiden Strategien den jeweiligen Zielen genähert hat, wird für den Bereich der Energieeffizienz in Kapitel 4 und für die erneuerbaren Energien in Kapitel 5 diskutiert. Im Folgenden soll zunächst ein Überblick über die Veränderungen der Treibhausgasemissionen gegeben werden.

68. In diesem Kontext möchte die Expertenkommission darauf hinweisen, dass diese beiden Strategien nur indirekt auf die Minderung der Treibhausgasemissionen wirken, statt direkt auf die Substitution der emissionsintensiven Quellen, d. h. die direkte Substitution der fossilen Energien abzustellen. Festzustellen ist, dass die fossilen Energien nach wie vor am gesamten Primärenergieverbrauch mit rund 80 % beteiligt und gegenüber 2008 absolut lediglich um 6,2 % und damit sogar schwächer als der Primärenergieverbrauch insgesamt gesunken sind. Hier erscheint ein Paradigmenwechsel notwendig, gerade wenn es auch um die möglichst schnell wirksame Emissionsreduktion gehen muss. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die Struktur der energiebedingten CO_2-Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Deutschland nach Sektoren und Energieträgern.

69. Gegenwärtig verkürzt sich diese Diskussion primär auf die Substitution des Einsatzes von Braun- und Steinkohle im Kraftwerksbereich. Unter zeitlichen Aspekten ist dies aus Sicht der Expertenkommission durchaus ein wirksamer Ansatz, zumal im Energiesektor insgesamt fast 80 % der CO_2-Emissionen von festen Brennstoffen verursacht werden. Maßnahmen zur direkten Substitution sollten aber parallel dazu auf die übrigen fossilen Energiequellen ausgeweitet werden. Dabei geht es auch um die direkte Substitution des Öleinsatzes durch erneuerbare Energien, wozu insbesondere der Verkehrssektor mit einem mineralölbedingten Emissionsanteil von fast 100 %, aber auch der Gebäudebereich mit einem Anteil von knapp 37 % beitragen können. Langfristig betrifft dies aber auch – trotz der vergleichsweise niedrigen spezifischen CO_2-Emissionen – den Erdgaseinsatz, auf den reichlich ein Fünftel aller verbrennungsbedingten Emissionen entfallen. Hier stehen vor allem die privaten Haushalte und der Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sowie die Industrie im Mittelpunkt. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, Strategien zur direkten Substitution fossiler Energien in Zukunft mehr Aufmerksamkeit zu widmen.

Tabelle 6: Energiebedingte CO_2-Emissionen aus Verbrennungsprozessen nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland 2016 (ohne Biomasse)

	Verbrennungsprozesse insgesamt	Energiesektor	Industrie	Verkehr	Haushalte und GHD
	Mio. t CO_2				
Flüssige Brennstoffe	252,1	18,4	17,3	163,37	47,1
Feste Brennstoffe	310,4	258,4	48,8	0,03	3,1
Gasförmige Brennstoffe	168,2	34,8	53,2	1,65	77,5
Andere fossile Brennstoffe	21,0	15,0	6,1	0,00	0,0
Insgesamt	**751,7**	**326,5**	**125,3**	**165,0**	**127,7**
	Anteile in %				
Flüssige Brennstoffe	33,5	5,6	13,8	99,0	36,9
Feste Brennstoffe	41,3	79,1	38,9	0,0	2,4
Gasförmige Brennstoffe	22,4	10,6	42,4	1,0	60,7
Andere fossile Brennstoffe	2,8	4,6	4,8	0,0	0,0
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2018b)

70. In der Darstellung der bisherigen Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland folgt die Expertenkommission den im Monitoring-Bericht der Bundesregierung getroffenen Aussagen. Danach waren die Emissionen im Jahr 2016 zwar gegenüber dem Basisjahr 1990 um 27,3 % niedriger, doch sind sie in den 2010er Jahren nur noch schwach gesunken und in den Jahren 2015 wie 2016 sogar wieder gestiegen (vgl. dazu auch Tabelle 7; in rot = steigende Emissionen).

71. Tatsächlich hat sich in den vergangenen Jahren die Abwärtsentwicklung spürbar abgeschwächt. Im Vergleich zu 2010 sanken bis 2016 die Treibhausgasemissionen insgesamt nur um 3,5 % bzw. im Mittel um 0,6 % pro Jahr. Demgegenüber betrug die jahresdurchschnittliche Minderung von 1990 bis 2000 noch 1,7 % und von 2000 bis 2010 rund 1,0 %. Diese Abschwächung gilt nicht nur für die energiebedingten Emissionen (-3,8 %), sondern ebenso für die Prozessemissionen (-2,5 %). Die Emissionen waren 2016 im Verkehr (+8,2 %; speziell im Straßenverkehr +8.6 %) und in der Industrie (+1,0 %) sogar höher als 2010. Hervorzuheben ist, dass der Energiesektor als der bedeutendste Emittent im Unterschied zu fast allen anderen Sektoren seine Emissionen seit 2013 Jahr für Jahr deutlich senken konnte, und zwar bis 2016 um knapp 10 %. Für 2017 ist mit einem weiteren Rückgang zu rechnen. Hier spielt die Elektrizitätswirtschaft die entscheidende Rolle, die sie auch im Hinblick auf die künftigen Emissionsminderungsnotwendigkeiten spielen muss.

Tabelle 7: Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Quellgruppen

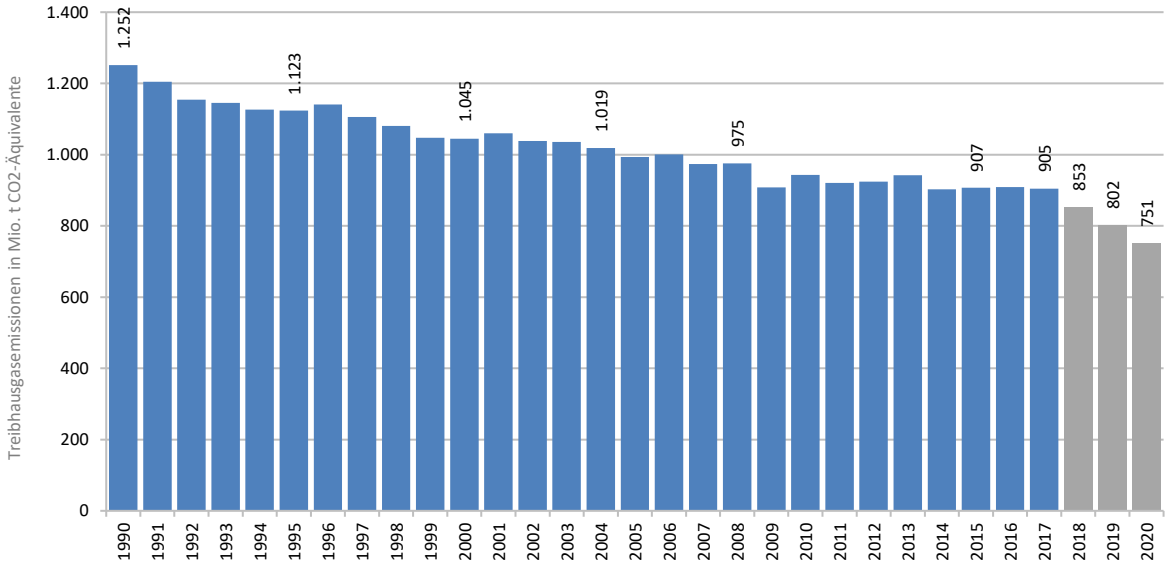
	1990	2000	2010	2015	2016	1990/ 2016	2010/ 2016	2015/ 2016
	Angaben in Mio.t CO_2-Äquivalente					Veränderungen in %		
Energiebedingte Emissionen	**1036,7**	**870,5**	**802,1**	**768,1**	**771,9**	**-25,5**	**-3,8**	**0,5**
Energiesektor	427,4	358,0	356,9	336,8	332,2	-22,3	-6,9	-1,4
Industrie	186,7	130,1	125,1	126,8	126,4	-32,3	1,0	-0,3
Verkehr	164,4	182,8	154,2	162,8	166,8	1,5	8,2	2,5
dar.: Straßenverkehr	154,3	174,5	147,6	156,5	160,3	3,9	8,6	2,4
GHD	65,7	45,7	40,2	35,7	37,5	-43,0	-6,8	5,1
Haushalte	131,9	118,9	107,0	87,9	91,5	-30,6	-14,5	4,1
Land-/Forstwirtschaft/Fischerei	10,6	6,4	6,1	6,4	6,6	-37,6	8,9	2,4
Militär	12,1	2,4	1,3	1,0	1,0	-91,6	-22,3	3,9
Flüchtige Emissionen	38,0	26,3	11,3	10,7	10,0	-73,8	-11,7	-6,7
Prozessbedingte Emissionen	**97,2**	**78,4**	**63,4**	**60,9**	**61,8**	**-36,4**	**-2,5**	**1,4**
Landwirtschaft	**79,4**	**67,4**	**62,6**	**66,7**	**65,2**	**-17,8**	**4,1**	**-2,2**
Abfall	**38,4**	**28,7**	**14,6**	**11,1**	**10,5**	**-72,7**	**-28,3**	**-5,3**
Treibhausgasemissionen insgesamt*	**1251,7**	**1045,0**	**942,8**	**906,8**	**909,4**	**-27,3**	**-3,5**	**0,3**
*) Ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.								

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2018b)

72. Bisher wenig beachtet – und erst im Klimaschutzplan 2050 für 2030 (BMUB, 2016a) mit einer Zielvorgabe verbunden - ist die Emissionsentwicklung im Bereich der Landwirtschaft, in dem die Emissionen im Jahr 2016 um 4,1 % höher waren als 2008. Zusammengenommen sind die energiebedingten Emissionen im Sektor Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei in diesem Zeitraum sogar um 8,9 % gestiegen. Klimaschutzpolitisch ist dieser Bereich schon deshalb von Bedeutung, weil er im Jahr 2016 immerhin mit rund 72 Mio. t CO_2-Äquivalenten bzw. knapp 8 % an den gesamten Treibhausgasemissionen beteiligt war. Die Expertenkommission sieht sich zwar nicht in der Lage, zur Landwirtschaft kompetent Stellung zu beziehen, sie empfiehlt aber der Bundesregierung, sich mit dem Landwirtschaftsministerium über langfristig wirksame Maßnahmen zur Emissionsminderung im Landwirtschaftsbereich abzustimmen.

73. Trotz der geschätzten Zunahme des Primärenergieverbrauchs für 2017 um knapp 1 % rechnet das Umweltbundesamt wohl auch wegen der Verschiebungen in der Energieträgerstruktur zugunsten der emissionsfreien bzw. emissionsärmeren Energieträger mit einem leichten Rückgang der Treibhausgasemissionen um 0,5 % (UBA, 2018a). Der Zielerreichungspfad wird damit aber erneut verfehlt. Ausgehend von dem für 2017 geschätzten Niveau der Treibhausgasemissionen von knapp 905 Mio. t CO_2-Äquivalente müssten die Emissionen zum Erreichen des Ziels einer Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 auf etwa 751 Mio. t CO_2-Äquivalente – nämlich in den verbleibenden 3 Jahren (2018, 2019 und 2020) jedes Jahr um rund 51 Mio. t CO_2--Äquivalente – reduziert werden. Gemessen an der jahresdurchschnittlichen Reduktion von 1990 bis 2016 von 13,4 Mio. t wäre das viermal so hoch (vgl. Abbildung 3).

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen in Deutschland vom Basisjahr 1990 bis zum Zieljahr 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2018b) und BMWi/BMU (2010)

74. Die Expertenkommission stimmt insoweit der Aussage der Bundesregierung zu, dass ein erheblicher Handlungsbedarf im Hinblick auf die Erreichung des Ziels für 2020 besteht. Es ist aber nicht zu erkennen, welche Maßnahmen dazu in Betracht gezogen werden sollen. Dies trifft ebenfalls auf die im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD vom 07. Februar 2018 nur sehr allgemein formulierte Verabredung zu, wonach „die Handlungslücke zur Erreichung des Klimaziels 2020 so schnell wie möglich zu schließen" ist (Rz. 6718 f. in CDU/CSU und SPD, 2013). Konkrete Ziele, bis wann und – vor allem - mit welchen dazu geeigneten Maßnahmen dies geschehen soll, werden nicht genannt. Zugleich wurde aber vereinbart, dass das Minderungsziel für 2030 „auf jeden Fall" erreicht wird. Allerdings soll dies unter Beachtung des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Sauberkeit und Wirtschaftlichkeit sowie „ohne Strukturbrüche" realisiert werden. Hier ist es aus Sicht der Expertenkommission nicht auszuschließen, dass diese „Beachtung" mit dem Ziel einer „auf jeden Fall" zu erreichenden Minderung für 2030 in Konflikt kommt. Wenig konkret sind im Übrigen auch die Maßnahmen, die dazu führen sollen, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu erhöhen. Schon kurzfristig sind Sonderausschreibungen vorgesehen, die mit „acht bis zehn Millionen Tonnen CO_2 zum Klimaschutzziel 2020 beitragen sollen. Hier sollen je vier Gigawatt Onshore-Windenergie und Photovoltaik sowie ein Offshore-Windenergiebeitrag zugebaut werden, je zur Hälfte wirksam in 2019 und 2020." Auch dieses Ziel wird davon abhängig gemacht, dass die Aufnahmefähigkeit der entsprechenden Netze gegeben ist (vgl. dazu auch Kapitel 5.2 und Kapitel 7.2).

75. Ein Weg, schon kurzfristig mit der Stilllegung von Kohlekraftwerken einen signifikanten Beitrag zur Emissionsminderung zu leisten, scheitert offenkundig an der mangelnden politischen Akzeptanz der dazu notwendigen Entscheidungen. Es bleibt abzuwarten, ob die vorgesehene Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" auf der Basis des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 und des Klimaschutzplans 2050 tatsächlich schon bis Ende 2018 ein wirksames und umsetzungsfähiges Aktionsprogramm vorlegen kann, das die Lücke zur Erreichung des 40 %-Reduktionsziels bis 2020 so weit wie möglich reduziert und das Ziel für 2030 für den Energiesektor zuverlässig erreichen lässt. Die Expertenkommission hat insbesondere Zweifel daran, ob es noch in diesem Jahr zu einer Einigung über die Lösung der zentralen Frage kommen wird, wie der Strukturwandel in den vom Kohleausstieg betroffenen Regionen gestaltet werden soll und wie er politisch umgesetzt werden kann.

76. In diesem Zusammenhang möchte die Expertenkommission auch auf Probleme im Hinblick auf die Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 hinweisen (sogenannte Effort Sharing Decision). Hier wurden nach Mitgliedstaaten differenzierte Obergrenzen für die Treibhausgasemissionen 2020 bezogen auf die Emissionen im Jahr 2005 für die Sektoren festgelegt, die nicht dem europäischen Emissionshandel unterliegen (EU-KOM, 2009). Deutschland wurde danach verpflichtet, die Emissionen in diesen Sektoren in diesem Zeitraum um 14 % zu senken; jahresdurchschnittlich bedeutet dies eine Reduktion um rund 1 %. Betrachtet man die tatsächliche Entwicklung über die drei Sektoren Verkehr, Haushalte und GHD hinweg von 2005 bis 2016, so sind die Emissionen im Jahresmittel aber lediglich um rund 0,5 % gesunken; eine Zielerreichung für 2020 würde eine Steigerung auf 2,3 % pro Jahr, also um mehr als das Vierfache erfordern. Vor allem vor dem Hintergrund der nach wie vor expansiven Entwicklung im Verkehr dürfte dieses Ziel nicht erreicht werden, so dass Deutschland von der Möglichkeit der Verwendung von Gutschriften aus Projektmaßnahmen nach Art. 5 Gebrauch machen muss oder sich nach Art. 3, Abs. 4 Emissionszuweisungen von einem anderen Mitgliedstaat übertragen lässt, der die Anforderungen der Effort Sharing Decision übererfüllt. Erwähnt sei in diesem Kontext aber auch, dass das (allerdings ohnehin wenig ehrgeizige) Ziel für den europäischen Emissionshandel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 21 % gegenüber 2005 zu reduzieren, mit hoher Sicherheit erreicht werden wird.

77. Während der Primärenergieverbrauch im Jahr 2016 um 6,4 % niedriger war als im Zielbasisjahr 2008[5], konnten die Treibhausgasemissionen in diesem Zeitraum um 6,8 % reduziert werden. Gleichzeitig veränderte sich die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern nur wenig: Der Anteil der im wesentlichen emissionsfreien Energieträger – Kernenergie auf der einen sowie erneuerbare Energien auf der anderen Seite – nahm von 2008 bis 2016 nur leicht von 19,3 % auf 19,5 % zu. Dabei konnte der Rückgang von 2008 bis 2016 bei der Kernenergie von 700 PJ durch den Anstieg der erneuerbaren Energien in Höhe von 550 PJ nicht ausgeglichen werden.[6] Dagegen erhöhte sich der Anteil des vergleichsweise emissionsarmen Erdgases am Primärenergieverbrauch marginal von 22,4 % auf 22,5 %, und der Anteil der Kohlen stieg von 23,3 % auf 23,6 %. Aus diesem Blickwinkel betrachtet trugen die Veränderungen der Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern bisher kaum zur Emissionsminderung bei. Die fossilen Energieträger insgesamt (also einschließlich Erdgas) waren im Übrigen auch 2017 noch mit reichlich 80 % an der Deckung des Primärenergieverbrauchs beteiligt.

78. Vor diesem Hintergrund hatte in der Vergangenheit das Niveau des Primärenergieverbrauchs eine größere Auswirkung auf die Treibhausgasemissionen als die Veränderungen der Energieträgerstruktur. Insoweit ist auch das Ziel der Bundesregierung bedeutsam, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 zu mindern. Angesichts der bisherigen Verminderung von 2008 bis 2016 um lediglich rund 6,5 % und dem für 2017 geschätzten Anstieg um 0,9 % ist nicht zu erwarten, dass in den verbleibenden nur noch drei Jahren bis 2020 ein weiterer Rückgang um fast 15 % möglich sein sollte. Im Vergleich der jahresdurchschnittlichen Minderungsraten würde dies eine Steigerung von 0,7 %/a (2008/2017) auf 5,2 %/a (2017/2020) erfordern.

[5] Der Primärenergieverbrauch soll nach dem Energiekonzept im Jahr 2020 um 20 % gegenüber 2008 gesenkt werden.

[6] Anders bei der Stromerzeugung: Hier übertraf in diesem Zeitraum der Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (knapp 96 Mrd. kWh) die Mindererzeugung bei der Kernenergie (rund 64 Mrd. kWh) deutlich. Die Divergenzen zwischen den Veränderungen bei der Primärenergie und der Stromerzeugung sind wesentlich auf einen statistischen Effekt zurückzuführen, der sich aus einer unterschiedlichen primärenergetischen Bewertung dieser Energieträger beim Einsatz zur Stromerzeugung ergibt. So wird die Kernenergie mit einem impliziten Nutzungsgrad von 33 %, Wind, Wasser und Photovoltaik dagegen aber mit 100 % bewertet. Würden diese Energieträger primärenergetisch mit einem einheitlichen Umrechnungsfaktor belegt, wie dies früher nach der Substitutionsmethode praktiziert wurde, würde das Ergebnis erheblich anders aussehen. Würden beispielsweise für Kernenergie und die erneuerbaren Energien einheitlich von einem mittleren Nutzungsgrad von 40 % ausgegangen werden, so wäre nicht nur der Anstieg der erneuerbaren Energieträger höher als die Minderung bei der Kernenergie, vielmehr würde sich auch der gesamte Primärenergieverbrauch für 2016 um etwa 590 PJ und für 2017 um 755 PJ erhöhen. Das würde für 2017 einen Anstieg des gesamten Primärenergieverbrauchs um 2.1 % statt „nur“ um 0,9 % bedeuten. Hier sei nur darauf hingewiesen, dass dies auch erhebliche Konsequenzen für die Energieproduktivität hätte (vgl. dazu Kapitel 4).

Exogene und endogene Ursachen für die Zielverfehlung bis 2020

79. Im Zusammenhang mit der für 2020 zu erwartenden Zielverfehlung der gesamten Treibhausgasemissionen möchte die Expertenkommission an ihre in der Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht geäußerte Empfehlung erinnern, wonach im Rahmen des Monitoring-Prozesses auch die Gründe für die unterschiedlichen Zielerreichungsgrade beim Klimaschutz analysiert werden sollten. Dazu zählen sowohl exogene (also von der nationalen Politik nicht beeinflussbare) als auch endogene Gründe. Hier ist zunächst zu berücksichtigen, dass – anders als zum Zeitpunkt der Energiekonzepterstellung antizipiert - zahlreiche Treiber in Richtung stärker steigender Energieverbrauchsmengen wirksam waren. Dazu gehören in erster Linie

- die wirtschaftliche Expansion (das gesamtwirtschaftliche Wachstum betrug von 1990 bis 2016 rund 46 % und von 2008 bis 2016 knapp 9 % bzw. 1,0 % pro Jahr (2017/2016 plus 2,2 %);
- die Zunahme der realen Bruttowertschöpfung im produzierenden Gewerbe von 2008 bis 2016 um 12,6 % bzw. um 1,5 % pro Jahr (2017 plus 2,5 %) und das Wachstum des Produktionsindex für das produzierende Gewerbe um knapp 6 % bzw. pro Jahr um 0,64 % (2017 plus 2,8 %);
- die demographische Entwicklung mit einem Anstieg der Bevölkerung in Deutschland von 2008 bis 2016 um knapp 1,6 Mio. Einwohner (2017: + plus 327.000);
- die Zunahme des Wohnungsbestandes von 2008 bis 2016 um 1,65 Mio. bzw. rund 4 % Wohnungen und der Wohnflächen um 360 Mio. m^2 bzw. um reichlich 10 % (mit einem Zuwachs der durchschnittlichen Wohnfläche von 86,4 m^2 auf 91,7 m^2);
- die Steigerung des Fahrzeugbestandes in Deutschland von 49,3 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2008 auf 54,6 Mio. im Jahr 2016 (plus 5,3 Mio. Fahrzeugen bzw. 10,7 %);
- die Zunahme der Personenverkehrsleistung von 2008 bis 2016 um 8,7 %, während die binnenländische Güterverkehrsleistung praktisch konstant blieb (nur von 654,3 auf 654,8 Mrd. tkm).

80. Insgesamt übertrafen somit in sämtlichen Endenergieverbrauchssektoren die wesentlichen Treiber die noch für das Energiekonzept unterstellten Entwicklungen in mehr oder weniger starkem Umfang. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs verlief im Verhältnis dazu uneinheitlich. Bezogen auf die Zielbasisperiode 2008 bis 2016 lässt sich bei den Haushalten ein spürbarer Rückgang (minus 6,4 %) feststellen, während der Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen im Jahr 2016 um 2,6 % höher war als 2008 und im Verkehr die Verbrauchswerte von 2005 sogar um 4,2 % überschritten wurden. In der Industrie, die weitgehend dem Emissionshandel unterliegt und für die es deshalb auch kein spezifisches Minderungsziel im Energiekonzept der Bundesregierung gibt, blieb der Endenergieverbrauch in den Jahren von 2008 bis 2016 praktisch konstant. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass im Jahr 2016 in allen Endenergiesektoren der Energieverbrauch höher als im Vorjahr war. Dies dürfte teilweise auch davon beeinflusst worden sein, dass die Energiepreise im Jahr 2016 insbesondere für Mineralölprodukte und Erdgas ein sehr niedriges Niveau erreicht hatten und damit kaum ökonomische Anreize für Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen und für ein energiesparendes Verhalten gegeben waren (vgl. dazu Tabelle 8). Hinzu kommt, dass offenkundig von den durchaus vielfältigen, zumeist aber kleinteiligen energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen keine allzu großen Wirkungen auf die Verbesserung der Effizienz ausgingen (vgl. Kapitel 4).

Tabelle 8: Verbraucher- und Importpreise für Energieträger in Deutschland 2012 bis 2017

	Mineralölprodukte			Erdgas			Elektrischer Strom			Rohöl	Erdgas
	Super	Diesel	HEL	Haushalte	Gewerbe	Industrie	Haushalte	Gewerbe	Industrie	Importpreise	
	Euro/Liter			Erzeugerpreisindex 2010 = 100						Euro/t	Euro/TJ
2012	164,4	148,9	88,1	110,4	111,2	130,5	110,8	111,6	108,7	642,70	8.061
2013	159,2	142,8	82,9	111,9	114,7	130,3	123,7	124,7	110,8	611,45	7.656
2014	152,8	135,0	76,4	112,0	114,7	124,7	125,3	125,9	112,5	554,85	6.538
2015	139,4	117,1	58,8	110,9	112,6	115,4	124,2	124,8	108,1	355,93	5.718
2016	129,6	107,2	48,9	107,8	106,7	97,9	125,5	125,6	107,9	286,37	4.275
2017	136,8	115,6	58,6	104,3	102,7	99,1	127,4	127,6	118,3	357,69	4.729

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Destatis (2018f), BAFA (2018d, 2018e) und MVV (2018)

81. In diesem Zusammenhang sei daran erinnert, dass die Basis für die Zielformulierung im Energiekonzept der Bundesregierung für 2020 und später zu großen Teilen mit den Ergebnissen einer Studie von Prognos et al aus dem Jahr 2010 mit dem Titel „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ gelegt wurde (Prognos et al., 2010). Damals ging es darum, Szenarien zu beschreiben, bei denen eine Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um mindestens 80 % bei unterschiedlicher Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke vorausgesetzt werden sollte. Die darin beschriebenen Ergebnisse fanden dann weitgehend Eingang in die im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010 formulierten quantitativen Ziele. Daran wurden mit Ausnahme des 2011 beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 auch keine Änderungen vorgenommen. Insoweit ist ein Vergleich der in der Prognos-Studie getroffenen grundlegenden Annahmen und Ergebnisse für die Periode 2008 (als Basisjahr der Szenarien) bis zum ersten „Zukunfts“-Wert für 2020 mit der inzwischen eingetretenen Ist-Entwicklung von 2008 bis 2016/2017 von Interesse. Der dazu in Tabelle 9 vorgenommene Vergleich mit dem Szenario IIa aus der Prognos-Studie lässt einige Schlussfolgerung zur Bewertung der Ziele zu.

82. So ist erkennbar, dass die Annahmen zur gesamtwirtschaftlichen und demographischen Entwicklung deutlich von den tatsächlichen Veränderungen von 2008 bis 2016/2017 abweichen. Während Prognos für die Periode 2008 bis 2020 von einem jahresdurchschnittlichen gesamtwirtschaftlichen Wachstum von knapp 0,6 % und einem Rückgang der Bevölkerung um 1,6 Millionen Einwohnern ausging, hat sich das Bruttoinlandsprodukt von 2008 bis 2016/2017 pro Jahr im Mittel um 1,1 %/1,2 % erhöht und die Bevölkerung hat um 1,6/1,9 Mio. Einwohner zugenommen. Auch die Annahmen zur weiteren Entwicklung der Industrieproduktion erweisen sich gegenüber den tatsächlichen Veränderungen seit 2008 als spürbar pessimistischer. Ähnliches gilt für die Annahmen zum Pkw-Bestand und zur Personenverkehrsleistung. Lediglich die Annahme zur Steigerung der Güterverkehrsleistung weicht signifikant von der tatsächlichen Entwicklung nach oben ab. Alles in allem ist es nicht verwunderlich, dass die Ergebnisse von Prognos zum Primär- wie zum Endenergieverbrauch durchweg stärker nach unten von den Ist-Werten abweichen.

Tabelle 9: Vergleich der Szenario-Ergebnisse von Prognos/GWS/EWI (2010) für ein Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 für 2020 mit der Ist-Entwicklung von 2008 bis 2016/2017

	Einheit	Prognos, 2010 (Szenario IIa)			Einheit	Ist-Entwicklung 2008 bis 2016/2017				
		2008	2020	2008/2020 in %/a		2008	2016	2017*	2008/2016 in %/a	2008/2017 in %/a
Bruttoinlandsprodukt	Mrd. € (2000)	2.270	2.437	0,59	Mrd. € 2010	2.627	2.855	2.919	1,05	**1,18**
Bevölkerung	Mio.	82	81	-0,16	Mio	81	82	83	0,24	**0,26**
Industrieproduktion	Mrd. € (2000)	491	505	0,23	Index 2010	102	115	118	1,50	**1,60**
BWS produz. Gewerbe	-	-	-	-	Index 2010	107	110	113	0,37	**0,64**
Pkw-Bestand	Mio.	46	49	0,42	Mio.	41	45	46	1,08	**1,13**
Personenverkehrs-leistung	Mrd. Pkm	1.102	1.112	0,08	Mrd. Pkm	1.111	1.208	-	1,05	-
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	654	781	1,49	Mrd. tkm	654	655	-	0,01	-
Endenergieverbrauch	PJ	9.127	8.052	-1,04	PJ	9.159	9.152	-	-0,01	-
Haushalte	PJ	2.502	2.209	-1,03	PJ	2.558	2.394	-	-0,83	-
GHD	PJ	1.404	1.144	-1,69	PJ	1.443	1.480	-	0,32	-
Industrie	PJ	2.645	2.289	-1,20	PJ	2.587	2.581	-	-0,03	-
Verkehr	PJ	2.575	2.410	-0,55	PJ	2.571	2.696	-	0,60	-
Primärenergie-verbrauch	PJ	14.192	12.107	-1,32	PJ	14.380	13.428	13.550	-0,85	**-0,66**
Kernenergie	PJ	1.623	1.621	-0,01	PJ	1.623	923	828	-6,81	**-7,21**
Kernkraftwerksleistung	GW	20	20	0,00	GW	20	11	10	-7,64	**-8,14**
Stromerzeugung KKW	TWh	149	149	-0,01	TWh	149	85	76	-6,82	**-7,15**
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	TWh	92	204	6,81	TWh	94	190	218	9,17	**9,80**
Bruttostromverbrauch	TWh	614	550	-0,91	TWh	619	597	600	-0,45	**-0,35**

*) z.T. noch vorläufige Schätzungen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Prognos/GWS/EWI (2010), AGEB (2018b, 2018c), Destatis (2018e) und BMVI (2017b)

83. Aufgrund der zwischenzeitlich eingetretenen Neubewertung der Kernenergie nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima 2011 ist evident, dass sich die Annahmen zur Kernenergie für das Jahr 2020 erheblich von der tatsächlich eingetretenen und für 2020 gesetzlich vorgegebenen Entwicklung unterscheiden werden. Während im Szenario von Prognos für 2020 mit einer Kernkraftwerkskapazität von rund 20 GW gerechnet wurde, sind es schon 2017 lediglich 9,5 GW und für 2020 werden es nur noch etwa 4,3 GW sein. Damit entfällt aber auch eine (im Betrieb) emissionsfreie Stromerzeugung von schätzungsweise 120 Mrd. kWh. Auffällig sind auch die Divergenzen bei der Einschätzung des Stromaussenhandelssaldos. So bewegt sich der Stromausfuhrüberschuss seit 2015 deutlich über 50 Mrd. kWh. Dagegen werden in den Szenarien von Prognos für 2020 erheblich niedrigere Nettostromexporte unterstellt.

84. Die im Jahr 2010 getroffenen exogenen Annahmen weichen demnach teilweise erheblich von der realen Entwicklung ab. Dies mag auch einen Teil der Zielabweichung für 2020 erklären. Hinzu kommt aber auch die Tatsache, dass zwar im Bereich der erneuerbaren Energieträger speziell im Strombereich die Ziele für 2020 wohl deutlich übertroffen werden dürften, aber die notwendige Steigerung der Energieeffizienz nach wie vor aus-

bleibt. Deutliches Indiz für die mangelnden Anreize für energieeffiziente Maßnahmen ist die erwartbare Zielverfehlung der angestrebten Entwicklung der Endenergieproduktivität um jährlich 2,1 % auf Basis der Werte für 2008 (vgl. hierzu im Detail Kapitel 4). Daher lässt sich eine verfehlte bzw. unzureichende Energieeffizienzpolitik letztlich als eine wesentliche Ursache für die erwartete Zielverfehlung beim Primärenergieverbrauch wie bei den Treibhausgasemissionen identifizieren. Emissionsseitig kommt hinzu, dass die erneuerbaren Energien nach wie vor nur einen begrenzten Beitrag zur Deckung der Endenergienachfrage im Wärmebereich und im Verkehr leisten. Bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch waren es zuletzt (2016) nur knapp 15 %, beim Wärmeverbrauch rund 13 % und im Verkehrsbereich sogar lediglich etwa 5 %.

85. Eine wichtige Rolle bei der Frage nach den Ursachen für die absehbare Verfehlung des Klimaschutzziels 2020 spielt der Elektrizitätssektor. Hier ist zunächst positiv festzustellen, dass sich die Struktur der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern anders als beim Primär- und Endenergieverbrauch deutlich zugunsten der emissionsfreien Energien erhöht hat. Betrug deren Anteil im Jahr 2008 noch 37,7 %, so waren es 2016 schon 42,0 % und nach ersten Schätzungen 2017 sogar 44,7 %. Dagegen ist der Anteil der fossilen Stromerzeugung im selben Zeitraum von 58,4 % auf 53,7 % im Jahr 2016 bzw. auf 51,0 % im Jahr 2017 gesunken. Daneben steht ein Rückgang der Stromerzeugung in Kernkraftwerken von etwa 149 Mrd. kWh auf knapp 85 Mrd. kWh im Jahr 2016 bzw. auf 76 Mrd. kWh in 2017, also um rund 64 bzw. 73 Mrd. kWh. Dieser Rückgang konnte durch die Steigerung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien um 95 Mrd. kWh von 2008 bis 2016 bzw. um 124 Mrd. kWh von 2008 bis 2017 weit mehr als ausgeglichen werden. Insgesamt ist die Stromerzeugung tendenziell emissionsärmer geworden.

86. Perspektivisch ist allerdings nicht zu übersehen, dass mit der Stilllegung der Kernkraftwerke bis Ende 2022 zum Ausgleich spätestens bis dahin alternativ eine weitere emissionsfreie Stromerzeugung in einer Größenordnung der aktuellen Erzeugung von 76 Mrd. kWh geschaffen werden muss. In diesem Zusammenhang sei auch erwähnt, dass für die Festlegung der Ziele im Energiekonzept 2010 für den gesamten Bruttostromverbrauch noch ein Rückgang um rund 10 % unterstellt worden war, während der Verbrauch von 2008 bis 2016 lediglich um 3,7 % gesunken ist und eine Reduktion um 10 % bis 2020 in den verbleibenden drei Jahren kaum mehr zu erwarten ist.

87. Hier ist auf eine andere Tatsache aufmerksam zu machen, auf die die Expertenkommission schon in ihren früheren Stellungnahmen hingewiesen hatte: Während der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2016 mit rund 597 Mrd. kWh um 3,6 % niedriger war als 2008, stieg im gleichen Zeitraum die Bruttostromerzeugung von rund 642 Mrd. kWh auf knapp 651 Mrd. kWh um rund 1 %. Dieses Auseinanderdriften schlug sich im Ergebnis in einem kräftigen Anstieg des Stromausfuhrüberschusses nieder: Betrug dieser im Jahr 2008 noch 22,5 Mrd. kWh (rund 3,5 % der Bruttostromerzeugung), so stieg er bis 2016 auf etwa 54 TWh bzw. reichlich 8,3 %. Emissionsseitig hat dies zur Folge, dass Deutschland nach dem Territorialprinzip die Emissionen zugerechnet werden, die hier bei der Stromerzeugung entstehen, während die entsprechende Strommenge in den Empfängerländern als emissionsfrei verbucht wird. Unterstellt man für den Kraftwerksmix in Deutschland spezifische CO_2-Emissionen von 527 g CO_2/kWh, so entspricht dies für 2016 einem Kohlendioxidausstoß von rund 28 Mio. t. Theoretisch wäre dieser Effekt nur zu vermeiden, wenn entweder der ansonsten exportierte Strom im Inland zur Substitution emissionsverursachender Energien in den Endenergiesektoren umgeleitet werden könnte oder die inländische Stromerzeugung etwa in Kohlekraftwerken spürbar heruntergefahren werden würde. Allerdings besteht nach Auffassung der Expertenkommission politisch wie praktisch keine Möglichkeit, im Rahmen des europäischen Binnenmarkts direkt in die Außenhandelsströme einzugreifen.

88. Im Ergebnis der vorstehenden Überlegungen wird erklärbar, warum sich die Treibhausgasemissionen zunehmend vom Zielpfad entfernt haben. Die Expertenkommission hatte schon in ihrer Stellungnahme zum zwei-

ten Monitoring-Bericht im Jahr 2014 auf die Gefahr einer Zielverfehlung hingewiesen. Sie teilte dabei ausdrücklich die damals von der Bundesregierung geäußerte Auffassung, dass ohne zusätzlich gegensteuernde Maßnahmen wohl nur eine Minderung der Treibhausgasemissionen um bis zu 35 % erreicht werden kann. In der Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht begrüßte die Expertenkommission, dass die Bundesregierung eine Vielzahl von Maßnahmen eingeleitet und teilweise umgesetzt hat. Zugleich betonte sie aber auch, dass sie es für notwendig hält zu evaluieren, ob und in welchem Umfang die umgesetzten und geplanten Maßnahmen einen Beitrag für eine erfolgreiche Energiewende zu leisten in der Lage seien. Der empirische Befund ließe daran jedenfalls insbesondere im Hinblick auf die absolute Minderung der Treibhausgasemissionen erhebliche Zweifel zu.

89. Dabei anerkannte die Kommission, dass vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung große Erfolge erzielt worden sind. Auch begrüßte es die Expertenkommission, dass die Bundesregierung bei vielen Zielgrößen auf den erheblichen Handlungsbedarf hinweist. Sie hätte sich aber gewünscht, dass daraus auch die entsprechenden umsetzungsorientierten Schlussfolgerungen gezogen würden. In diesem Kontext riet die Expertenkommission der Bundesregierung, offensiv mit der Frage der absehbaren Zielverfehlung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen umzugehen. Sie sollte nicht den Eindruck erwecken, dass sie das Ziel mit den aktuellen Programmen in der verbleibenden Zeit bis 2020 noch für erreichbar hält. Dagegen sprach schon die Tatsache, dass aus Sicht der Expertenkommission die einzige auf kurze Frist geeignete Option einer signifikanten Minderung der Kohleverstromung von der Bundesregierung ausgeschlossen wurde. Dieser Eindruck wird nun mit dem Koalitionsvertrag nicht mehr erweckt, in dem es in Bezug auf 2020 nur heißt, dass bis dahin die Handlungslücke so weit wie möglich geschlossen werden soll, dann aber rechtlich verbindlich das Reduktionsziel für 2030 mit 55 % festgelegt wird (Rz. 6718 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Dies richtet den Blick auf 2030, was aber bedeutet, dass die für 2020 absehbare Lücke in der folgenden Dekade zusätzlich geschlossen werden muss.

3.2 Langfristige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und Überlegungen zum geplanten Klimaschutzgesetz

90. Deutschland gehört zu den Ländern, die sich schon frühzeitig langfristige Klimaschutzziele gesetzt haben. Im Zielsystem der Energiewende spielt der quantifizierte Zielpfad eine herausragende Rolle, der allerdings im Jahr 2050 einen breiten Korridor aufweist. Die Treibhausgasemissionen sollen bis dahin um mindestens 80 % bis 95 % gegenüber 1990 reduziert werden. Weil die Festlegung auf den unteren oder oberen Wert für das Energie- bzw. Wirtschaftssystem fundamentale Unterschiede mit sich bringt, wird der Bundesregierung empfohlen, das Ziel im Rahmen des geplanten Klimaschutzgesetzes zu konkretisieren, zumal sich nur mit einem verlässlichen und hinreichend konkreten Zielniveau langfristige, gute Klimaschutzstrategien entwickeln lassen. Anzufangen ist damit heute, damit auch die Forschung genug Zeit hat, die notwendigen Technologien zu entwickeln. Die Governance-Verordnung verlangt im Übrigen auch bereits 2020 eine langfristige Perspektive bis 2070 (bzw. von 50 Jahren).

91. Mit dem Klimaschutzplan 2050 wird auf das Pariser Übereinkommen[7] Bezug genommen und erklärt, dass sich die deutsche Klimaschutzpolitik am Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 orientiert (BMUB, 2016a). Auch nach dem Koalitionsvertrag will sich die Bundesregierung dafür einsetzen, bis spätestens in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts weltweit eine weitgehende Treibhausgasneutralität zu erreichen (Rz. 6713 f. in CDU/CSU und SPD, 2013). In der Konsequenz sollte das globale Ziel von Paris über die EU-Ebene auf

[7] Der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur soll deutlich unter 2°C über dem vorindustriellen Niveau gehalten werden und es sollen Anstrengungen unternommen werden, den Temperaturanstieg auf 1,5°C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.

Deutschland heruntergebrochen und konkrete Zielmarken festgeschrieben werden. Das kann nur bedeuten, dass eine Zielpräzisierung eher an der oberen Grenze der Bandbreite von 80% bis 95 % Treibhausgasminderung zu verorten ist.

92. Die langfristigen Klimaziele finden zwar eine breite gesellschaftliche Befürwortung, doch handelt es sich dabei bisher in Deutschland anders als beispielsweise in Frankreich und im Vereinigten Königreich nur um eine politische Selbstverpflichtung ohne rechtliche Verbindlichkeit einer Umsetzung. Untersuchungen zeigen aber, dass ein rechtlicher Rahmen mit der Schaffung klarer institutioneller Verfahren und Mandate zusammen mit eindeutigen Zuständigkeiten bessere Voraussetzungen für die Zielerreichung bietet als ein rechtlich unverbindliches politisches Bekenntnis (Ecologic Institut, 2017a). Das lediglich politische Bekenntnis mag eine wesentliche Ursache dafür gewesen sein, dass seinerzeit die Verfehlung des Klimaschutzziels in Deutschland für 2005 (minus 25 % gegenüber 1990) um neun Prozentpunkte ohne große Resonanz hingenommen wurde. Wenngleich inzwischen der politische Umgang im Hinblick auf die Verfehlung des Zieles für 2020 deutlich aktiver gestaltet wird, ist doch nicht zu übersehen, dass es die fehlende rechtliche Verbindlichkeit einfacher gemacht hat, auf die schon seit einigen Jahren erkennbar drohende Verfehlung nicht mit den notwendigen Gegenmaßnahmen zu reagieren.

93. Die Expertenkommission begrüßt daher den Entschluss der Koalition, ein Gesetz zu schaffen, „das die Einhaltung der Klimaschutzziele 2030 gewährleistet“ (Rz. 6743 f. in CDU/CSU und SPD, 2013), denn ein gesetzlicher Rahmen gibt dem Klimaschutz im Vergleich zu politischen Absichtserklärungen nicht nur ein sehr viel höheres Maß an Verbindlichkeit, sondern bietet zugleich den Akteuren, die Klimaschutzmaßnahmen in der Praxis umsetzen, eine Planungsverlässlichkeit, die über Legislaturperioden hinausgeht. Dies betrifft nicht zuletzt langfristig wirkende planungs- und genehmigungsrechtliche Entscheidungen der Gebietskörperschaften. Allerdings fehlt es im Koalitionsvertrag noch an Präzisierungen der konkreten Inhalte eines solchen Klimaschutzgesetzes. Klar ist bisher nur, dass ein Ziel des Gesetzes die rechtlich verbindliche Festlegung des Reduktionszieles für 2030 ist (Rz. 6744 f. in CDU/CSU und SPD, 2013). Die Expertenkommission empfiehlt gleichzeitig, auch für das Jahr 2050 ein rechtlich bindendes Ziel in das Gesetz aufzunehmen. Dazu wird der Bundesregierung empfohlen, den breiten Zielkorridor für 2050 von 15 Prozentpunkten zu konkretisieren, da dies für das Energie- bzw. Wirtschaftssystem fundamentale Unterschiede mit sich bringt. Solche gesetzlichen Vorgaben können helfen, die Risiken fluktuierender Entscheidungen verbunden mit einer hohen Planungsunsicherheit und langfristige Instabilität der politischen Rahmenbedingungen zu reduzieren.

94. Im Ergebnis dürfte die rechtliche Fixierung den Stellenwert der Klimaschutzpolitik insgesamt erhöhen und eine größere Verbindlichkeit für die Erarbeitung und den Vollzug klimaschutzrelevanter Gesetze bei den jeweils zuständigen Stellen schaffen, indem diese ihr Handeln stärker an den Klimaschutzzielen ausrichten (Universität Greifswald und Ecologic Institut, 2011). Von Bedeutung wird auch der konkrete Inhalt eines Klimaschutzgesetzes sein: Wird es nur einen allgemeinen Rahmen mit generellen Zielen geben oder sollen auch quantifizierte Ziele für die Minderung der Treibhausgasemissionen insgesamt sowie für einzelne Sektoren in das Gesetz aufgenommen werden; etwa in Anlehnung an die im Klimaschutzplan 2050 für 2030 verkündeten Sektor-Ziele oder auch als Meilensteine für die Zwischenjahre? Weiterhin stellt sich die Frage, ob aus den Reduktionszielen nicht gleichzeitig auch die entsprechenden Budgets für die Treibhausgasemissionen abgeleitet und diese den verschiedenen Sektoren (Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Energie etc.) und den jeweils dafür verantwortlichen Ministerien zur Umsetzung zugewiesen werden (Öko-Institut, 2010).

95. Zur Ausgestaltung eines solchen Gesetzes wurden bereits umfangreiche Untersuchungen durchgeführt, die hier nicht noch einmal zusammengefasst werden sollen. Es erscheint aber sinnvoll, die Erfahrungen der Bundesländer aus der Umsetzung entsprechender Landesregelungen zu nutzen. So traten bereits im Jahr 2013 in

Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg die ersten Klimaschutzgesetze in Kraft, die inzwischen auch in anderen Bundesländern bestehen.

96. Als wichtig hat sich herausgestellt, dass ein Klimaschutzgesetz Dekaden-Ziele (ggf. auch kürzere Zeiträume) beinhalten sollte, die durch Sektorziele – wie im Klimaschutzplan vorgesehen – sowie Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Verbesserung der Energieeffizienz usw. ergänzt werden. Je kürzer der Zeithorizont, desto konkreter sind die Ziele mit Maßnahmen zu unterlegen, damit Klarheit bei den betroffenen Akteuren geschaffen wird. Ein „Impact Assessment" im Vorfeld ist dafür hilfreich, damit im Rahmen eines regelmäßigen (z. B. jährlichen) und unabhängigen Monitorings die Eignung und der Erfolg der Maßnahmen in der Praxis beurteilt und ggf. rechtzeitig Anpassungen vorgenommen werden können.

97. Die Erfahrungen in den Bundesländern zeigen, dass durch ein Klimaschutzgesetz die Belange des Klimaschutzes in anderen Rechtsbereichen adäquat berücksichtigt werden müssen. Dies betrifft insbesondere Genehmigungsverfahren (Immissionsschutzrecht) und das Planungsrecht (z. B. Verkehrsplanung, Netzausbau, Bauleitplanung). Um diesen Prozess zu unterstützen, wurden im Bereich des Genehmigungsrechts beispielsweise positive Erfahrungen mit der Einrichtung so genannter „Kompetenzzentren Energie" bei Regierungspräsidien gesammelt, die eine wichtige Scharnierfunktion zwischen den verschiedenen Fachbereichen im Regierungspräsidium, den beteiligten Ministerien, Regionalverbänden, Kommunen sowie sonstigen Behörden übernehmen und auch Anlaufstelle für potentielle Investoren, Vorhabensträger oder Bürgerinitiativen sind. Denn die Abwägung des Klimaschutzes mit anderen Belangen (z. B. des Naturschutzes) ist zwar im Grundsatz vielfach gegeben, aber in der Regel nicht ausreichend konkretisiert. Dies könnte auch durch ein sog. Optimierungsgebot erfolgen, mit dem der Klimaschutz in Zweifelsfragen höher bewertet wird als andere Faktoren. Speziell bezüglich der Problematik Klimaschutz versus Wirtschaftlichkeit sind möglichst konkrete Orientierungen wichtig. So dürfte das Ziel eines klimaneutralen Gebäudebestandes bei der energetischen Sanierung öffentlicher Gebäude heute eher von untergeordneter Bedeutung sein. Bei Entscheidungen scheint im Vordergrund zu stehen, ob eine Maßnahme aus heutiger Sicht betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. Die Betrachtung ließe sich aber auch umkehren, in dem die Frage beantwortet wird, wie ein bestimmter/gegebener Emissions-/Energiestandard möglichst wirtschaftlich erreicht werden kann. Ein Kompromiss zwischen beiden Blickwinkeln kann darin bestehen, dass ein Orientierungswert in Euro je vermiedener Tonne CO_2 oder je Kilowattstunde Energie vorgegeben wird, der bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einem finanziellen Mehraufwand für den Klimaschutz angerechnet wird – zumindest so lange die allgemeinen Preissignale für Energie dies nicht ausreichend abbilden.

98. Entsprechende Festlegungen sind gerade in Bezug auf die Vorbildfunktion der öffentlichen Hand von Bedeutung, der eine wichtige Funktion für die Glaubwürdigkeit von Klimaschutzgesetzen und -maßnahmen zukommt. Analog zu den Regelungen in den Ländern sollte deshalb auch der Bund die Vorbildfunktion für die Gebäude des Bundes übernehmen. Im Sinne von vorbildlich sollten dabei über das Übliche hinausgehende Standards festgelegt werden. Dies ist beispielsweise im Rahmen der EU-Gebäuderichtlinie vorgesehen, wonach für öffentliche Gebäude der „Niedrigstenergiegebäude"-Standard bereits zwei Jahre früher greift als für nicht-öffentliche Gebäude. Dies wird im Koalitionsvertrag entsprechend aufgegriffen (Rz. 5346 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Die Regelung gilt allerdings nur für den Neubaubereich und nicht für die energetische Sanierung von Gebäuden. Mit Blick auf den angestrebten klimaneutralen Gebäudebestand wird deshalb empfohlen, entsprechende Anforderungen im geplanten Gebäudeenergiegesetz vorzusehen.

99. Eine wichtige Frage ist die Pönalisierung von Verfehlungen selbstgesetzter Ziele in Klimaschutzgesetzen. Denn anders als bei Verstößen gegen EU-Recht, bei denen über Vertragsverletzungsverfahren Sanktionsmechanismen greifen, erhalten die bestehenden Klimaschutzgesetze in Deutschland bisher keine expliziten Regelun-

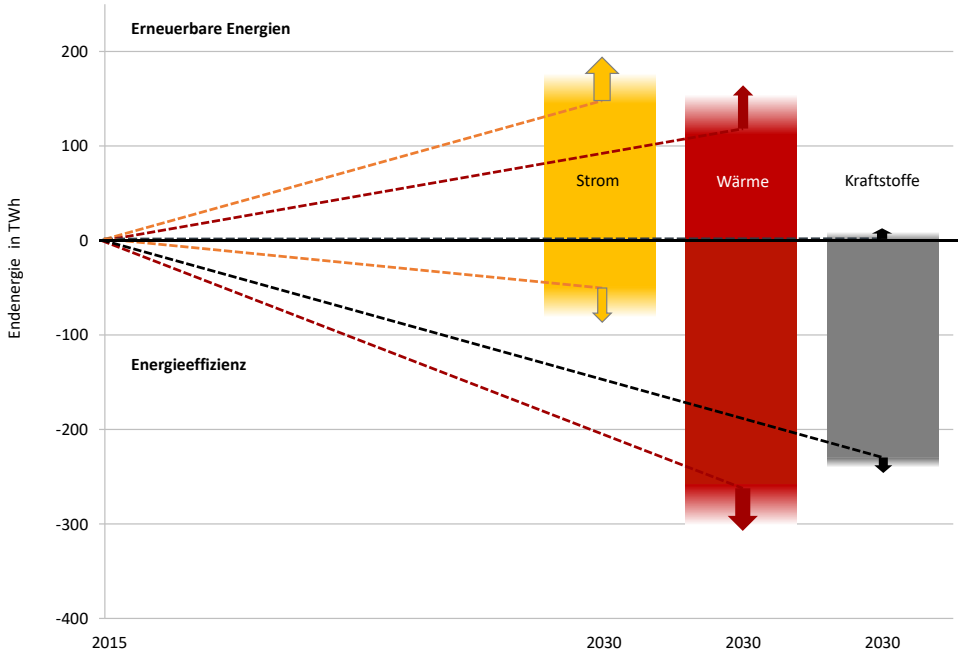
gen. Im Grunde bestehen hier die negativen Folgen bei Zielverfehlungen darin, dass diese der Öffentlichkeit gegenüber erklärt werden müssen. Dies kann durchaus erheblichen politischen Handlungsdruck erzeugen. Auf Länderebene wird in diesen Fällen jedoch in der Regel darauf verwiesen, dass die wesentlichen Ursachen außerhalb des direkten Einflussbereichs der Länder liegen (z. B. Zuständigkeiten auf nationaler/europäischer Ebene, Weltmarktpreisentwicklung für Energieträger, allgemeiner Anstieg der Verkehrsleistung und Ähnliches). Es ist deshalb wichtig, dass in das von der Bundesregierung geplante Gesetz möglichst konkrete Verpflichtungen eingebaut werden, bei Zielverfehlungen wirksame Maßnahmen vorzulegen, wie diese beseitigt werden sollen. Dabei könnte es sich als nützlich erweisen, wenn statt oder in Ergänzung jahresbezogener Ziele periodenbezogene Emissionsbudgets den verbindlichen Rahmen bilden. Hier könnten die Erfahrungen in Großbritannien berücksichtigt werden.

100. Geprüft werden sollte auch, ob andere Konsequenzen in ein nationales Klimaschutzgesetz aufgenommen werden können. Dabei kann es sich um sich selbst steuernde Prozesse handeln, wie dies mit der bereits im Jahr 2008 eingeführten CO_2-Abgabe auf Brennstoffe in der Schweiz umgesetzt wurde. Führungsgröße ist hier die Höhe der CO_2-Emissionen aus Brennstoffen, Steuerungsgröße der Preis, d. h. die CO_2-Abgabe. Im Kern geht es darum, dass sich die CO_2-Abgabe automatisch erhöht, sofern die tatsächlichen Emissionen langsamer sinken als es der Zielpfad vorsieht [Art. 94, CO_2-Verordnung]. Dieser automatische Korrekturmechanismus soll einen Anreiz für den sparsamen Umgang mit fossilen Energien und für den Umstieg auf erneuerbare Energiequellen schaffen. Für das Jahr 2018 beträgt die Abgabe 96 SFr je Tonne CO_2. Ein solcher Mechanismus hat den Vorteil, dass zum gegebenen Zeitpunkt keine politischen Beschlüsse über die Höhe der Steuergröße getroffen werden müssen. Dadurch entsteht für die Adressaten auf mittlere Sicht ein höheres Maß an Verlässlichkeit.

101. Ergänzend sollte geprüft werden, im Klimaschutzgesetz des Bundes eine Öffnungsklausel für die Gesetzgebung vorzusehen, damit einzelne Bundesländer weitergehende Regelungen erlassen können bzw. bisherige nicht eingeschränkt werden. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz ist hierfür ein Beispiel. Die intensive Abstimmung mit den Ländern scheint aber sehr sinnvoll.

102. Die Expertenkommission ist zusammenfassend der Meinung, dass mit der Verabschiedung eines Klimaschutzgesetzes gleichzeitig ein verbindlicher Plan für die Umsetzung der einzelnen Gesetze/Verordnungen und konkreter Maßnahmen zum Klimaschutz beschlossen und mit einem entsprechenden Finanzierungsrahmen ausgestattet werden muss. Dazu gehören neben der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien, nicht nur im Strombereich, die verbindliche stufenweise Abkehr von der Kohleverstromung sowie wirksamere Anreize für die verstärkte Steigerung der Energieeffizienz. Die Expertenkommission hat dazu in ihrer letzten Stellungnahme auf der Grundlage des Klimaschutzplans 2050 eine Möglichkeit aufgezeigt, wie das Zieltableau des Energiekonzepts für 2030 – unter der Maßgabe, dass die Verstromung von Kohle um mindestens 50 % reduziert wird – vervollständigt werden kann (vgl. Abbildung 4 in EWK, 2016). Die Analyse zeigt, dass die Ziele zur Energieeffizienz und den erneuerbaren Energien weitgehend parallel erfüllt werden müssen, um neben dem Erreichen des Klimaschutzziels für 2030 einerseits die Voraussetzungen für die Erreichbarkeit längerfristiger Ziele zu schaffen und andererseits, weil Zielverfehlungen in einzelnen Bereichen nur sehr eingeschränkt durch eine Übererfüllung in anderen Bereichen kompensiert werden können. Vor dem Hintergrund der bisherigen Entwicklung gilt dies insbesondere für die Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr. Dabei sollte es auch darum gehen, die in der Vergangenheit umgesetzten zahlreichen kleinteiligen Maßnahmen durch umfassendere Ansätze zu ersetzen, zu denen vorrangig auch eine wirksame Bepreisung der Treibhausgasemissionen gehört.

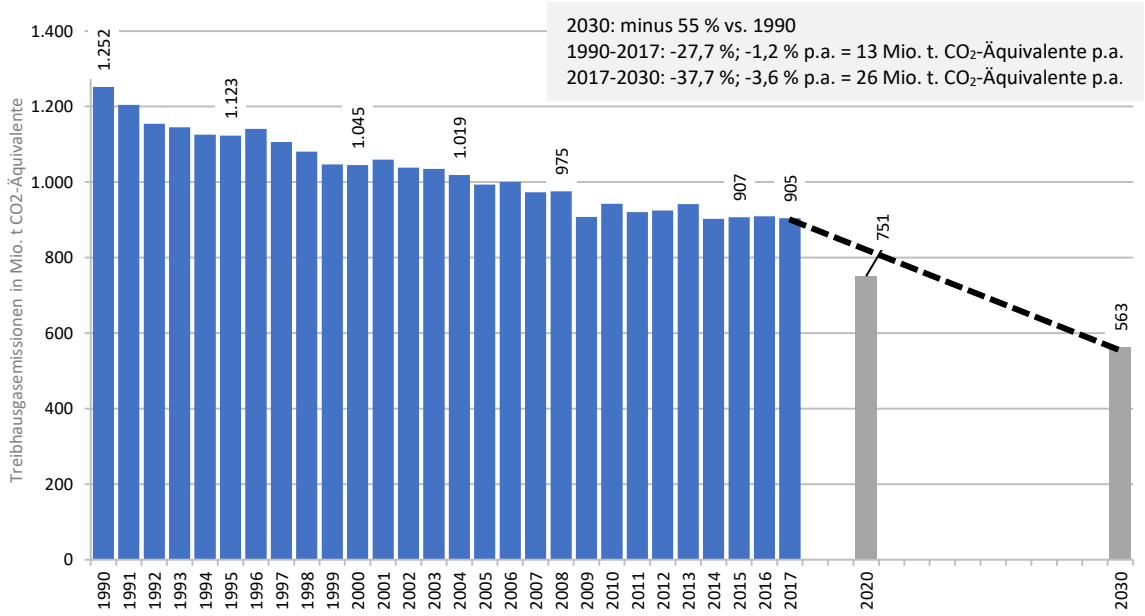
Abbildung 4: Veränderung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 gegenüber 2015 mit einer Einschätzung der Flexibilitäten



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015) und BMUB (2016b)

103. Eine umfassende gesetzliche Regelung mit der Einrichtung wirkungsvoller Institutionen und der Etablierung von Sanktionsmechanismen könnte die Voraussetzungen dafür schaffen, die mittelfristigen Ziele für 2030 auch zu erreichen, denn angesichts der drohenden Zielverfehlung für das Jahr 2020 sind die Herausforderungen dafür eher noch größer geworden. Die Reduktion um 55 % bedeutet für 2030 ein noch zulässiges Emissionsniveau von 563 Mio. t CO_2-Äquivalente. Im Jahresdurchschnitt müssen demnach die Treibhausgasemissionen um fast 26 Mio. t oder um 3,6 % gesenkt werden. Das sind Reduktionszahlen, die in der Vergangenheit lediglich in den 1990er-Jahren mit dem Zusammenbruch der DDR-Wirtschaft erreicht wurden. Seither waren derart hohe Minderungen nur 2009 als Ausfluss der gravierenden Wirtschaftskrise und im Jahr 2014 aufgrund von ungewöhnlich hohen Temperaturen zu verzeichnen. Im Mittel der Jahre von 2000 bis 2017 betrug die jahresdurchschnittliche Minderung lediglich 8 Mio. t CO_2-Äquivalente oder 0,8 % p.a. (vgl. dazu auch Abbildung 5). Diese Zahlen können einen Eindruck davon vermitteln, welche hohen Anforderungen an die künftig zu treffenden energie- und klimaschutzpolitischen Entscheidungen über wirksame Maßnahmen gestellt sind. Die Expertenkommission weist mit Nachdruck darauf hin, dass das Erreichen der Reduktionsziele alles andere als ein Selbstläufer ist. Angesichts der oft sehr langen Umsetzungszeiten (einschließlich der nicht auszuschließenden Widerstände betroffener Gruppen) bis zum In-Kraftsetzen, insbesondere wenn es sich um eingriffsintensivere Maßnahmen handelt, kommt es nach Auffassung der Expertenkommission darauf an, dass dazu sehr zeitnah die entsprechenden Entscheidungen getroffen und die damit verbundenen Maßnahmen beschlossen werden.

Abbildung 5: Treibhausgasemissionen in Deutschland von 1990 bis zum Reduktionsziel für 2030



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von UBA (2018b) und BMWi/BMU (2010)

4 Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

In den bisherigen fünf Monitoring-Berichten der Bundesregierung sowie in den Kommentierungen der Expertenkommission wurden die zu geringen Fortschritte bei der Entwicklung der Energieeffizienz regelmäßig beklagt und Anreize für mehr Energieeffizienz gefordert. Der nunmehr vorliegende sechste Monitoring-Bericht ändert erneut nichts an diesen Aussagen. Das Ziel einer Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % auf Basis des Jahres 2008 ist seither deutlich verfehlt worden. So nahm sie im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2016 lediglich um rund 1 % zu, im Jahr 2016 ist sie sogar im Vergleich zum Vorjahr um 0,9 % gesunken.

Um noch bis 2020 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Endenergieproduktivität um den Faktor 4 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung ist aus Sicht der Expertenkommission kaum denkbar, zumal bisher nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen ist, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnten. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz drastisch erhöht werden, um wirklich einen sinkenden Energieverbrauch und niedrigere Treibhausgasemissionen im Verkehr zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird man auch politisch zu entscheiden haben, ob man weiterhin im Wesentlichen auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsvermindernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will.

Obwohl im Gebäudebereich schon einige Fortschritte erzielt worden sind, besteht hier nach wie vor ein großes unausgeschöpftes Effizienzpotential. Aus Sicht der Expertenkommission besteht insbesondere für die Nichtwohngebäude ein erheblicher energetischer Sanierungsbedarf. Wenn die generellen Ziele einer höheren Gebäudeeffizienz verwirklicht werden sollen, müsste die Bundesregierung die in diesem Bereich existierenden Fördermaßnahmen, beispielsweise das „CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude“, deutlich ausweiten. Positiver bewertet die Expertenkommission die Entwicklung des Raumwärmebedarfs der privaten Haushalte. Allerdings hat sich der temperaturbereinigte Energieeinsatz zur Raumheizung seit 2009 praktisch kaum noch vermindert. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, diese Abschwächungstendenzen näher zu analysieren und auf dieser Basis Gegenmaßnahmen einzuleiten. Um signifikante Ergebnisse zu erzielen, hält es die Expertenkommission für notwendig, die Mittel für die Energieeffizienz und für die Gebäudesanierung auf eine Größenordnung aufzustocken, die geeignet ist, die große Aufgabe eines klimaneutralen Gebäudebestands in den kommenden 30 Jahren wirklich zu erfüllen. Der Blick sollte aber auch auf den nicht der Raumheizung dienenden Energieverbrauch der Haushalte gerichtet werden, weil sich hier bisher keinerlei Rückgang abzeichnet.

In der Umsetzungsstrategie der Bundesregierung zur Energiewende spielt der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) nach wie vor eine zentrale Rolle. Festzustellen ist aber, dass die Maßnahmen bisher nur einen geringen Einfluss hatten. Das bisherige Monitoring der verschiedenen Maßnahmen hat gezeigt, dass die Wirkungen auf den Energieverbrauch und die Emissionen in den meisten Fällen begrenzt sind.

104. In den bisherigen fünf Monitoring-Berichten wurden durchgängig sowohl in den Berichten der Bundesregierung als auch in den Stellungnahmen der Expertenkommission die zu geringen Fortschritte bei der Entwicklung der Energieeffizienz beklagt und stärkere Anreize gefordert. Neben den effizienzrelevanten Hinweisen in

Kapitel 2 soll im Folgenden ein faktenbasierter Überblick über die Entwicklung diverser Energieeffizienzindikatoren gegeben werden, wobei auch Aussagen dazu getroffen werden, wie sich die Indikatoren weiter entwickeln müssten, um die für 2020 angestrebten Ziele zu erreichen.

105. Markant stellt sich die wenig zieladäquate Entwicklung bei dem Indikator Endenergieproduktivität dar. Das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung von einer Steigerung um jahresdurchschnittlich 2,1 % auf Basis des Jahres 2008 ist seither deutlich verfehlt worden. Auf der Basis der in Tabelle 10 skizzierten Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den einzelnen Endenergiesektoren nahm die Endenergieproduktivität im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2016 lediglich um rund 1 % zu. Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Endenergieproduktivität und lässt deutlich die Lücke zwischen dem linearen Zielpfad und den seit 2008 tatsächlich erreichten Werten erkennen. Um bis 2020 auf den Zielwert zu gelangen, müsste bis dahin die Endenergieproduktivität jedes Jahr um 4,2 %, also um den Faktor 4 gesteigert werden (vgl. Tabelle 10). Unterstellt man von 2016 bis 2020 ein gesamtwirtschaftliches Wachstum von 1,9 % p.a. (DIW, 2018a) und ein Erreichen des Zielpfades für die Endenergieproduktivität, würde der Endenergieverbrauch im Jahr 2020 um rund 9 % niedriger sein als 2016. Eine derartige Entwicklung ist kaum denkbar, zumal bisher eine leicht rückläufige Entwicklung nur bei den privaten Haushalten festzustellen ist, während der Endenergieverbrauch in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie vor allem im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist.

106. Im Verkehr sind dafür vor allem die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand (Anteilszunahme der verbrauchsintensiven SUV) verantwortlich, die durch die Verbesserungen der Energieeffizienz nicht ausgeglichen werden konnte. Bei auch künftig zunehmenden Verkehrsleistungen, wie sie der Bundesverkehrswegeplan unterstellt, müsste die Energieeffizienz schon drastisch erhöht werden, will man wirklich einen sinkenden Energieverbrauch im Verkehr erreichen. Hier wird man auch politisch zu entscheiden haben, ob man weiterhin im Wesentlichen auf Effizienz setzen will, anstatt auch verkehrsleistungsmindernde Maßnahmen in den Fokus zu nehmen (zum Verkehr vgl. das entsprechende Kapitel 8).

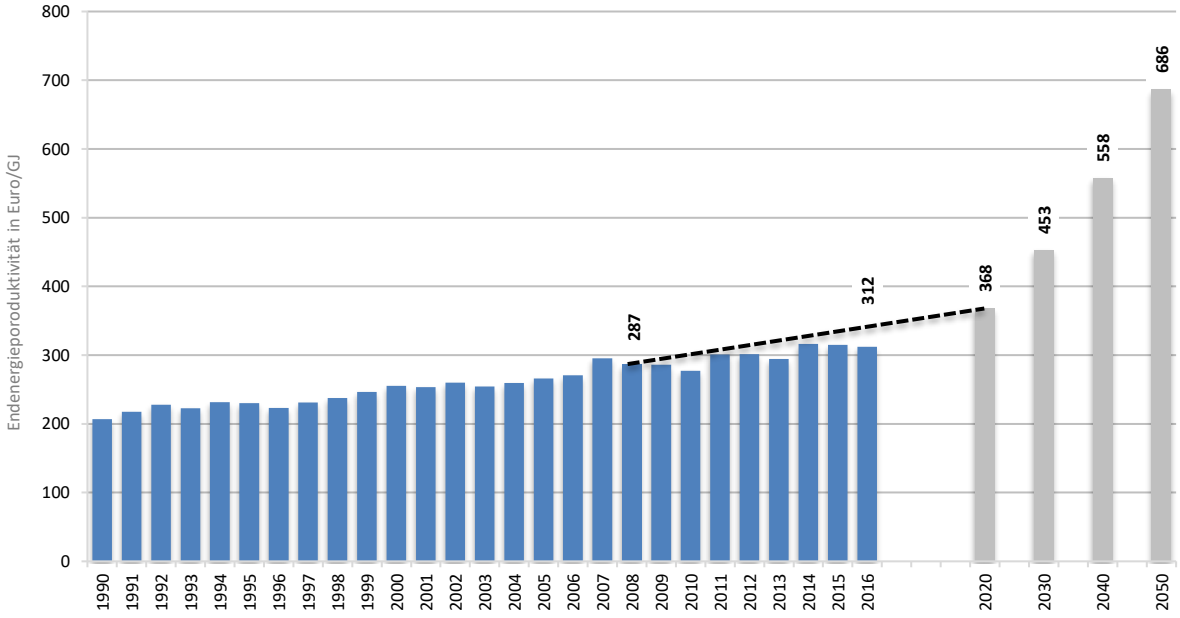
Tabelle 10: Endenergieverbrauch in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Sektoren

	1990	1995	2000	2005	2008	2010	2015	2016	1990-2008[1)]	2008[1)]-2016
	Endenergieverbrauch in Petajoule								% pro Jahr	
Haushalte	2.383	2.655	2.584	2.591	2.558	2.676	2.302	2.394	0,39	-0,8
GHD	1.733	1.579	1.478	1.437	1.443	1.483	1.428	1.480	-1,01	0,3
Industrie	2.977	2.474	2.421	2.514	2.587	2.592	2.548	2.581	-0,78	0,0
Verkehr	2.379	2.614	2.751	2.586	2.571	2.559	2.621	2.696	0,56	0,4
Summe	9.472	9.322	9.234	9.127	9.159	9.310	8.898	9.152	-0,19	0,0

1) Verkehr: 2005

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2017b)

Abbildung 6: Entwicklung der Endenergieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2016 und Ziele bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi/BMU (2010), Destatis (2018e) und AGEB (2017b)

107. Es ist nicht überraschend, dass mit der skizzierten Stagnation des gesamten Endenergieverbrauchs der Primärenergieverbrauch nur moderat gesunken ist und dessen Ziel für 2020 – und damit letztlich auch das Ziel für die Treibhausgasemissionen – mit großer Wahrscheinlichkeit verfehlt wird. Zur Erreichung des Ziels einer Minderung des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % gegenüber 2008 wäre bezogen auf 2016 noch eine Reduktion um 14,5 % erforderlich, nachdem von 2008 bis 2016 lediglich ein Rückgang um 6,5 % realisiert wurde. Auch die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität bewegt sich mit einer Zunahme von jahresdurchschnittlich weniger als 2 % nicht auf dem Zielpfad.[8] Die Situation erweist sich als noch weit ungünstiger, wenn

[8] In diesem Zusammenhang und aus gegebenem Anlass sei nur an eine spezifische Problematik des Indikators Primärenergieproduktivität erinnert, auf die die Expertenkommission bereits in der Vergangenheit hingewiesen hatte, nämlich auf die Folgen der primärenergetischen Bewertung von erneuerbaren Energien auf der einen und der Kernenergie auf der anderen Seite. Aufgrund internationaler Konventionen wird bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren. Da Kernenergie keinen „natürlichen" Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Anders als bei den festen, flüssigen oder gasförmigen biogenen erneuerbaren Energien, bei denen die Einsatzstoffe unmittelbar mit ihrem Heizwert bewertet werden, wird für die erneuerbaren Energien Wasser, Wind und Photovoltaik sowie für den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland der jeweilige Energieeinsatz dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt, was einem Wirkungsgrad von 100 % gleichkommt. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode, bei der die Kernenergie wie die genannten erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung und der Stromaustauschsaldo mit dem durchschnittlichen spezifischen Brennstoffverbrauch in konventionellen Wärmekraftwerken bewertet wurden, hat der Übergang auf die Wirkungsgradmethode zur Folge, dass sich bei der Kernenergie ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den erneuerbaren Energien und dem Stromaustausch aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet. Mit dem sukzessiven Ausstieg aus der Kernenergie und dem starken Vordringen der „betroffenen" erneuerbaren Energien würde die Wiedereinführung der Substitutionsmethode statistisch zu einer drastischen Minderung der Primärenergieproduktivität führen. Angewendet auf die Darstellung der Veränderungen des Primärenergieverbrauchs von 2016 auf 2017 würde die Substitutionsmethode bei dem Rückgang der Kernenergiestromerzeugung (-8,3 Mrd. kWh) bei der gleichzeitig deutlich gestiegenen Stromerzeugung der hier betrachteten erneuerbaren Energien (+28,0 Mrd. kWh) dazu führen, dass sich die Primärenergieproduktivität nicht um 1,3 % wie bei der Wirkungsgradmethode, sondern lediglich um 0,3 % verbessern würde. Konkrete Produktivitätsaussagen sind daher sehr stark abhängig von der gewählten Bewertungsmethode (AGEB, 2018b).

man den erneuten Anstieg des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2017 um nahezu 1 % gegenüber 2016 (AGEB, 2018b) bedenkt. Damit rückt das Ziel für den Primärenergieverbrauch in noch weitere Ferne (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Basisdaten zur Bewertung der Ziele zur Energieeffizienz

Energieverbrauchssektoren/ Indikatoren	Einheit	Ziel-basis 2005	Ziel-basis 2008	2013	2015	2016[1)]	Ziel 2020	IST 2016/ Zielba-sisjahr	Soll 2020	Soll 2020/ 2016
Endenergieverbrauch										
Ursprungswerte			9.159	9.179	8.898	9.152	-[4)]	-0,1 %	8.352	-8,7 %
Bereinigte Werte			9.263	9.064	9.041	9.301	-[4)]	0,4 %	8.447	-9,2 %
Endenergieproduktivität										
Ursprungswerte	Euro/GJ	-	286,8	294,3	314,8	312,0	2,1 %/a	1,1 %/a	368,0	4,2 %/a
Bereinigte Werte	Euro/GJ	-	283,6	298,0	309,8	307,0	2,1 %/a	1,0 %/a	363,9	4,3 %/a
Wärmebedarf Gebäude[2)]										
Ursprungswerte	PJ	-	3.451	3.418	3.102	3.235	-20 %	-6,3 %	2.761	-14,6 %
Bereinigte Werte	PJ	-	3.555	3.305	3.244	3.345	-20 %	-5,9 %	2.844	-15,0 %
Raumheizung Haushalte										
Ursprungswerte	PJ	-	1.833	1.817	1.584	1.664	-20 %	-9,2 %	1.467	-11,9 %
Bereinigte Werte	PJ	-	1.902	1.741	1.677	1.762	-20 %	-7,4 %	1.522	-13,6 %
Wohnfläche[3)]	Mio. m^2	-	3.462	3.744	3.795	3.823	-[5)]	1,2 %/a	3.931	0,7 %/a
Spez. Verbrauch: Ursprung	kWh/m^2	-	147,1	134,8	116,0	120,9	-2,9 %/a	-2,4 %/a	103,7	-3,8 %/a
Spez. Verbrauch: bereinigt	kWh/m^2	-	152,6	129,2	122,8	128,0	-2,9 %/a	-2,2 %/a	107,5	-4,3 %/a
Endenergieverbrauch Verkehr	PJ	2.586	2.571	2.612	2.621	2.696	-10 %	4,2 %	2.328	-13,7 %
Personenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	1.088	1.111	1.145	1.181	1.208	-[5)]	11,1 %		
Güterverkehrsleistung	Mrd. tkm	580	654	636	651	655	-[5)]	12,9 %		
Gewichtete Verkehrsleistung	Mrd. Ptkm	6.888	7.655	7.505	7.694	7.756	-[5)]	12,6 %	+1,1 %/a	8.098
Spezifischer Verbrauch	MJ/Mrd. (Pkm+10*tkm)	375	336	348	341	348	-[5)]	-0,7 %/a	-4,6 %/a	287
Endenergieverbrauch Straßenverkehr										
Energieverbrauch Personenverkehr	PJ	1.474	1.459	1.485	1.525	1.553	-[5)]	5,3 %		
Endenergieverbrauch Güterverkehr	PJ	675	651	683	681	689	-[5)]	2,0 %		
Straßenpersonenverkehrsleistung	Mrd. Pkm	876	889	921	946	966	-[5)]	10,3 %		
Straßengüterverkehrsleistung	Mrd. tkm	403	458	444	460	464	-[5)]	15,2 %		
Spez. Verbrauch Personenverkehr	MJ/Pkm	1,68	1,64	1,61	1,61	1,61	-[5)]	-0,4 %		
Spez. Verbrauch Güterverkehr	MJ/tkm	1,68	1,42	1,54	1,48	1,48	-[5)]	-1,1 %		
Primärenergieverbrauch										
Ursprungswerte	PJ	-	14.380	13.822	13.262	13.451	-20 %	-6,5 %	11.504	-14,5 %
Bereinigte Werte	PJ	-	14.577	13.800	13.624	13.782	-20 %	-5,5 %	11.662	-15,4 %
Primärenergieproduktivität										
Ursprungswerte	Euro/GJ	-	183	195	211	213	3,2 %/a	1,9 %/a	267,2	5,9 %/a
Bereinigte Werte	Euro/GJ	-	180	196	206	207	3,2 %/a	1,8 %/a	263,5	6,2 %/a
Bruttostromverbrauch[4)]	TWh	-	619	605	596	597	-10 %	-3,6 %	557	-6,7 %
Stromproduktivität	Euro/kWh	-	4,2	4,5	4,7	4,8	2,2 %/a	1,5 %/a	5,52	3,6 %/a

1) Teilweise vorläufige Angaben auf Basis der Auswertungstabellen der AGEB zu den Energiebilanzen vom September 2017 - 2) Hier gebäudebezogener Endenergieverbrauch aller Endenergiesektoren - 3) Wohngebäude und Nichtwohngebäude - 4) Stand: 02. Februar 2018 - 5) Keine expliziten Ziele

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Destatis (2018c), AGEB (2017b), BMVI (2017b), Fraunhofer ISI (2017), IfE (2017) und RWI (2017)

108. Leider hat die Bundesregierung noch keine der Empfehlungen der Expertenkommission zur Komponentenzerlegung bezüglich der Veränderung beim Primärenergieverbrauch aufgegriffen (vgl. zu den Empfehlungen

Kapitel 3.1 in EWK, 2016 und zur Vorgehensweise bei der Berechnung Kapitel 5.1 in BMWi, 2018a). Der Primärenergieverbrauch als (Energieeffizienz-)Indikator sollte danach genauer hinsichtlich der darunterliegenden Treiber untersucht werden. Gegenwärtig wird der Rückgang des temperaturbereinigten Primärenergieverbrauchs zwischen 2008 und 2016 (-795 TJ) lediglich mit den drei Faktoren „Wirtschaftswachstum" (+911 TJ), „Bevölkerungswachstum" (+276 TJ) und Fortschritt bei der „Energieeffizienz" (-1.982 TJ) erklärt. Dies zeigt nur ein verkürztes Bild und die Berücksichtigung weiterer Faktoren wäre wünschenswert. Löschel et al. (2015) zeigen etwa, dass auch Struktureffekte eine wichtige Rolle spielen und in Deutschland (über den Zeitraum 1990 bis 2009) den Primärenergieverbrauch haben steigen lassen (ceteris paribus). Grund ist die Verschiebung hin zu energieintensiveren Sektoren. In einer der Dekomposition nachgelagerten Regressionsanalyse identifizierten die Autoren zudem Kanäle, durch welche die Komponenten der Dekompositionsanalyse beeinflusst werden. Die Bundesregierung sollte außerdem im Rahmen ihrer Dekompositionsanalyse erwägen, diejenigen Komponenten stärker zu differenzieren, welche durch die Energiewende selbst getrieben werden (insbesondere Anwendungen und Technologien). Die Expertenkommission wird dieses Thema ggf. in einer ihrer zukünftigen Stellungnahmen mit einer eigenen Berechnung erneut aufgreifen.

109. Ein Hinweis erscheint noch im Hinblick auf die Entwicklung des Stromverbrauchs notwendig. Im Energiekonzept der Bundesregierung ist eine Minderung bis 2020 gegenüber 2008 um 10 % vorgesehen. Von 2008 bis 2016 ist es demgegenüber lediglich zu einem Rückgang um 3,7 % bzw. um 0,5 % pro Jahr gekommen und nach den vorläufigen Werten für 2017 war der Bruttostromverbrauch nur um rund 3 % bzw. jahresdurchschnittlich um 0,3 % niedriger. Das Stromverbrauchsziel für 2020 würde eine um den Faktor 2 bis 3 schnellere Produktivitätssteigerung voraussetzen, was unter den gegebenen Rahmenbedingungen kaum realistisch erscheint. Wegen des langfristig eher steigenden Stromverbrauchs aufgrund der zunehmenden Bedeutung des Stroms für die Sektorkopplung erneuert die Expertenkommission ihre Empfehlung, das Stromverbrauchsziel auf den „traditionellen" Stromverbrauch zu beziehen und insoweit die „neuen" Anwendungen etwa im Rahmen der Sektorkopplung gesondert zu betrachten.

4.1 Zur Entwicklung im Gebäudebereich

110. Im Gebäudebereich konnte in den vergangenen Jahren (von 2008 bis 2016) ein spürbarer – wenn auch nicht zielentsprechender – Energieverbrauchsrückgang von 6,3 % erreicht werden. Daran sind die einzelnen Endverbrauchssektoren in unterschiedlicher Weise beteiligt. Im Haushaltsbereich, der den weitaus größten Anteil am gebäudebezogenen Energieverbrauch hält, war er 2016 um 7,3 % niedriger als 2008, während er in der Industrie in dieser Zeit sogar um gut 19 % gesunken ist. Allerdings spielt der gebäudebezogene Energieverbrauch in der Industrie mit einem Anteil von weniger als 7 % nur eine geringe Rolle für den Gebäudesektor insgesamt. Dagegen ist der gebäudebezogene Energieverbrauch beim Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) mit nahezu einem Drittel von wesentlicher Bedeutung. Im Unterschied zur Industrie hat sich im GHD-Sektor der gebäudebezogene Endenergieverbrauch in der Vergangenheit praktisch nicht verändert (vgl. Tabelle 11).

111. Aus Sicht der Expertenkommission besteht insbesondere für die dem GHD-Sektor zuzurechnenden Nichtwohngebäude offenkundig ein erheblicher energetischer Sanierungsbedarf. Wenn die generellen Ziele einer höheren Gebäudeeffizienz verwirklicht werden sollen, müsste die Bundesregierung die in diesem Bereich existierenden Fördermaßnahmen, beispielsweise das „CO_2-Gebäudesanierungsprogramm: Nichtwohngebäude" deutlich ausweiten.

112. Positiver bewertet die Expertenkommission die Entwicklung des Energieverbrauchs der Haushalte für die Raumheizung (vgl. Tabelle 12). Hier war er immerhin im Jahr 2016 um reichlich 9 % niedriger als 2008 (temperaturbereinigt waren es 7,4 %). Einschränkend ist allerdings gleichzeitig darauf hinzuweisen, dass es 2016 gegenüber dem Vorjahr bei den Ursprungswerten wie bei den temperaturbereinigten Werten zu einem Anstieg um knapp 5 % gekommen ist. Außerdem ist nicht zu übersehen, dass sich der temperaturbereinigte Energieeinsatz zur Raumheizung seit 2009 praktisch kaum noch verändert hat. Allerdings ist von 2008 bis 2016 bei einem Zuwachs der gesamten Wohnfläche (Wohn- und Nicht-Wohngebäude) um rund 10 % gleichzeitig der Durchschnittsverbrauch je Quadratmeter Wohnfläche von 147 kWh um fast 18 % auf knapp 121 kWh (temperaturbereinigt von 153 kWh/m^2 um 16 % auf 128 kWh/m^2) zurückgegangen. Dabei gilt auch hier, dass das Jahr 2016 wieder durch einen Anstieg der spezifischen Werte jeweils um reichlich 4 % gekennzeichnet war und die Minderungstendenzen sich seit 2010 zumindest bei den temperaturbereinigten Werten spürbar abgeschwächt haben. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, diese Abschwächungstendenzen näher zu analysieren und auf dieser Basis Gegenmaßnahmen einzuleiten. Der Blick sollte aber auch auf den nicht der Raumheizung dienenden Energieverbrauch der Haushalte gerichtet werden, weil sich hier keinerlei Rückgang abzeichnet. Dabei handelt es sich insbesondere um den Energieverbrauch zur Warmwasserbereitung und zur sonstigen Prozesswärme und -kälte.[9]

113. In der Analyse der vergangenen Entwicklung im Gebäudebereich stimmt die Expertenkommission weitgehend den im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung enthaltenen Aussagen zu. Dies gilt vor allem für die Aussage, dass es „unwahrscheinlich ist“, die Zielvorgabe einer Reduktion des Wärmebedarfs bis 2020 um 20 % zu schaffen und insofern noch „erhebliche weitere Anstrengungen erforderlich (sind), um das Einsparziel so schnell wie möglich zu erreichen“ (vgl. Kapitel 6 in BMWi, 2018a). Richtig ist sicherlich auch, dass „mit der Verabschiedung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz und der Entwicklung der Energieeffizienzstrategie Gebäude ... bereits wichtige Maßnahmen zur Verringerung des Energieverbrauchs auf den Weg gebracht [wurden]“. Dass diese Maßnahmen aber nicht ausreichend sind, die Ziele für 2030 und 2050 zu erreichen, ist evident. Auf den ersten Blick ermutigend erscheinen insofern die zentralen Aussagen des Koalitionsvertrages zur Energiewende im Gebäudebereich (Rz. 5346 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die beabsichtigten Änderungen beim Ordnungsrecht und die steuerliche oder Zuschuss-Förderung der energetischen Gebäudesanierung. Es bleibt abzuwarten, wie die vorgesehenen Maßnahmen tatsächlich ausgestaltet und umgesetzt werden. Die bisher geplanten Mittel in Höhe von 1 Mrd. Euro über 4 Jahre sind aus Sicht der Expertenkommission dazu bei weitem nicht ausreichend; es müssten wohl eher mindestens 4 Mrd. Euro pro Jahr, also insgesamt 16 Mrd. Euro bereitgestellt werden.

[9] Mit nicht völlig übereinstimmenden Daten, aber mit ähnlichen Tendenzaussagen nahm im Übrigen auch das Statistische Bundesamt zur Entwicklung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte Anfang März 2018 Stellung (Destatis, 2018b).

Tabelle 12: Gebäudebezogener Endenergieverbrauch

Angaben in PJ	2008	2010	2012	2014	2016*	2016/2008	2016/2015
Industrie	280	296	301	232	226	-19,4%	-3,4%
Raumwärme	199	218	221	164	159	-20,0%	-4,1%
Warmwasser	23	24	23	16	16	-28,7%	0,7%
Raumkälte	18	17	17	17	17	-2,0%	0,8%
Beleuchtung	40	38	40	35	32	-18,8%	-4,0%
GHD	999	1.021	887	895	995	-0,4%	5,0%
Raumwärme	725	713	622	634	721	-0,6%	6,7%
Warmwasser	65	74	61	63	68	4,6%	4,3%
Raumkälte	8	14	13	13	14	64,6%	1,5%
Beleuchtung	201	220	191	185	192	-4,1%	-0,2%
Haushalte	2.172	2.302	2.031	1.809	2.014	-7,3%	4,8%
Raumwärme	1.833	1.978	1.656	1.473	1.664	-9,2%	5,0%
Warmwasser	340	324	375	332	345	1,6%	3,8%
Raumkälte	-	-	-	4	5	-	9,8%
SUMME GEBÄUDEBEZOGEN	3.451	3.619	3.219	2.937	3.235	-6,3%	4,3%
Andere Anwendg. (einschl. Verkehr)	5.707	5.691	5.699	5.762	5.917	3,7%	2,1%
SUMME ENDENERGIEVERBRAUCH	**9.159**	**9.310**	**8.919**	**8.699**	**9.152**	**-0,1%**	**2,8%**
	Temperaturbereinigter Endenergieverbrauch zur Raumheizung						
Industrie	207	189	221	188	166	-19,5%	-5,5%
GHD	752	619	623	730	752	0,0%	5,2%
Haushalt	1.902	1.719	1.658	1.696	1.762	-7,4%	5,0%
SUMME	2.862	2.527	2.502	2.614	2.680	-6,3%	4,4%

*Abweichungen in den Summen durch Rundungen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2017a, 2017b), Fraunhofer ISI (2017), IfE (2017) und RWI (2017)

4.2 Zum Monitoring des Nationalen Energieeffizienzplanes (NAPE)

114. In der Umsetzungsstrategie der Bundesregierung zur Energiewende spielt der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) nach wie vor eine zentrale Rolle (BMWi, 2014). Festzustellen ist aber, dass die Maßnahmen bisher nur einen geringen Einfluss hatten. Ein Beleg dafür ist die von der Bundesregierung selbst vorgelegte Sachdarstellung zu den NAPE-Maßnahmen vom Juli 2017. Die Expertenkommission hat in der Vergangenheit Empfehlungen zum Monitoring des NAPE unterbreitet, die zum größeren Teil auch umgesetzt worden sind. So geben die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung enthaltenen Maßnahmenblätter durchaus eine gute Übersicht über Details der jeweiligen Maßnahmen und Hinweise auf die Art der Evaluierung und deren Ergebnisse. Während die Ex-post-Schätzungen der Energieeinspar- und Emissionsminderungswirkungen für das Jahr 2016 nahezu vollständig sind, fehlt es an entsprechenden Ex-ante-Schätzungen für das Jahr 2020. Dies wäre aber für eine Bewertung des Zielerfüllungsbeitrages aus Sicht der Expertenkommission notwendig. Auch gibt es kaum Aussagen zu den von den Monitoren bzw. Evaluatoren verwendeten Methoden und getroffenen wesentlichen Annahmen zur Wirkungsschätzung. Entsprechende Quellenhinweise könnten hier hilfreich sein.

115. Dies gilt auch für die tabellarische Übersicht der Energiespar- und Emissionsminderungswirkungen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung, wonach im Jahr 2016 mit den Maßnahmen, für die bislang Daten verfügbar

sind, rund 17 Mio. t CO_2-Minderung bzw. rund 140 PJ Primärenergieeinsparung erzielt wurden. Dabei ist zu beachten, dass die im Jahr 2016 erzielten Einsparungen sowohl neue Einsparungen aus Effizienzmaßnahmen berücksichtigen, die im Jahr 2016 durchgeführt wurden, als auch Einsparungen im Jahr 2016, die sich aus durchgeführten Effizienzmaßnahmen in den Vorjahren ergeben (sog. NAPE-Logik). Bemerkenswert ist die Tatsache, dass von 17 genannten Maßnahmen allein eine Maßnahme, nämlich das „CO_2-Gebäudesanierungprogramm: Wohngebäude“, mit rund 70 % zu der insgesamt geschätzten Emissionsminderung sowie mit etwa 72 % zur gesamten Primärenergieeinsparung beitragen soll. Von den übrigen 16 Maßnahmen erreichen nur fünf weitere Maßnahmen Emissionsminderungen zwischen 0,3 bis 0,8 Mio. t CO_2 (gemeinsamer Anteil an den Gesamtwirkungen: rund 21 %). Die Wertung nur begrenzter Wirkungen des NAPE hält die Expertenkommission auch vor diesem Hintergrund aufrecht. Sie teilt insofern auch nicht die in diesem Bericht geäußerte Auffassung, wonach der NAPE einen „signifikanten Beitrag zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ leistet.

116. Fraglich erscheinen auch manche Erwartungen hinsichtlich der Zielerreichung einzelner Maßnahmen für 2020. Dies geschieht beispielsweise bei den Energieeffizienznetzwerken, wo in dem 1. Quantifizierungsbericht zur Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 (Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2017) eine Fortschreibung unmittelbar anhand der Annahmen im NAPE unterstellt wurde mit dem Ergebnis, dass die angestrebte Zahl von 500 Netzwerken bis 2020 tatsächlich realisiert wird. Berücksichtigt man, dass dabei für 2017 immerhin 200 und für 2018 sogar 350 Netzwerke angenommen wurden, tatsächlich Anfang 2018 aber erst 167 Netzwerke[10] bestanden und 2017 nur 40 neue Netzwerke hinzu kamen, sind erhebliche Zweifel an der Zielerreichung in den folgenden zweieinhalb Jahren anzumelden. Unabhängig davon werden von den Gutachtern trotz unterstellter Zielerfüllung von 500 Netzwerken im Jahr 2020 nur Minderungen der Treibhausgasemissionen von 1,5 bis 2,5 Mio. t CO_2 ausgewiesen, während die Übersicht im vorliegenden sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für 2020 eine Emissionsreduktion von 5 Mio. t CO_2 sowie eine Primärenergieverbrauchsreduktion um 75 PJ ausweist (für 2016 nennt der Bericht allerdings lediglich eine Emissionsminderung der existierenden Netzwerke in Höhe von 36 kt CO_2 und eine Energieeinsparung von 1 PJ).

117. Es wird auch nicht ersichtlich, durch welche konkreten Maßnahmen der von der letzten Großen Koalition am 1. Juli 2015 ergänzte NAPE Emissionsminderungen im Effizienzbereich in Höhe von zusätzlich 5,5 Mill. t CO_2 erreichen und wie dies zu der Emissionsminderung von 22 Mio. t CO_2 im Stromsektor beitragen kann. Positiv nimmt die Expertenkommission aber die Aussage der Bundesregierung zur Kenntnis, dass inzwischen alle Maßnahmen des NAPE und der Beschlüsse vom 1. Juli 2015 angelaufen sind und beginnen ihre Wirkung zu entfalten. Die Expertenkommission begrüßt auch die Tatsache, dass die Bundesregierung anhand maßnahmenbezogener Datenblätter einen detaillierten Überblick über die NAPE-Maßnahmen gibt. Sie empfiehlt der Bundesregierung aber zugleich eine kritische Betrachtung der bisher vorliegenden Evaluierungsergebnisse.

118. Aus Sicht der Expertenkommission verstärken die Ergebnisse des zuvor zitierten 1. Quantifizierungsberichts zur Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020, das auch den NAPE umfasst, den Eindruck von vergleichsweise geringen Emissionsminderungswirkungen der bisherigen Maßnahmen der Bundesregierung. Von den untersuchten 115 Maßnahmen werden alleine 65 Maßnahmen als vollständig wirkungslos klassifiziert, und für weitere 37 Maßnahmen werden Emissionsminderungswirkungen in allen Jahren von 2015 bis 2020 mit jeweils weniger als 1 Mio. t CO_2-Äquivalente ausgewiesen. Insoweit können allenfalls 13 Maßnahmen als wirkungsvoll bezeichnet werden. Dazu zählen mit einem jeweiligen Maximum im Jahr 2020:

[10] Zur Zahl für Anfang 2018 (Initiative Energieeffizienz-Netzwerke, 2018).

- Kapazitätsreserve mit einer Minderung von maximal 11,0 Mio.t
- Fortführung bestehender Programme zur energieeffizienten Produktion 4,61 Mio. t (NAPE)
- Weiterentwicklung der Energieberatung Mittelstand 4,40 Mio. t (NAPE)
- Energieauditpflicht für Nicht-KMU 2,86 Mio. t (NAPE)
- Weiterentwicklung der KfW Energieeffizienzprogramme 2,76 Mio. t (NAPE)
- Wettbewerbliches Ausschreibungmodell für Energieeffizienz 2,66 Mio. t (NAPE)
- Initiative Energienetzwerke 2,50 Mio. t (NAPE)
- EU-Labelling und Ökodesign/NTRI 2,20 Mio. t (NAPE)
- Novelle der Düngeverordnung 2,04 Mio. t
- Umweltinnovationsprogramm 1,69 Mio. t
- Verbesserung der Heizkosten-VO (Prüfauftrag) 1,58 Mio. t
- Erhaltung von Dauergrünland 1,00 Mio. t
- Nationales Effizienzlabel für Heizungsaltanlagen 1,06 Mio. t

Diese hier explizit genannten Maßnahmen umfassen selbst für 2020 nur ein geschätztes Minderungspotential in Höhe von 37 Mio. t CO_2, die darin enthaltenen NAPE-Maßnahmen sind daran mit knapp 19 Mio. t CO_2 oder rund zur Hälfte beteiligt. Für 2016 werden die Minderungswirkungen der Maßnahmen auf insgesamt 7,4 Mio. t CO_2 geschätzt; für den NAPE allein sind es 5,4 Mio. t CO_2, wovon allein 3,2 Mio. t auf zwei Maßnahmen (Weiterentwicklung der Energieberatung Mittelstand sowie die Fortführung bestehender Programme zur energieeffizienten Produktion) entfallen sollen.

119. Zu beachten ist, dass es bei dieser (als dynamisch bezeichneten) Abschätzung des 1. Quantifizierungsberichts auch um Maßnahmen handeln kann, die Aktivitäten einbeziehen, deren Beschluss zumindest zum Zeitpunkt der Untersuchung noch nicht feststand, eine Absicht jedoch bereits formuliert wurde. Damit sollte der Planungsstand der Bundesregierung berücksichtigt werden. Insoweit handelt es sich hier um eine obere Abschätzung, deren Treibhausgasminderungseffekt zusammen genommen auf maximal 55,1 Mio. t CO_2-Äquivalente veranschlagt wurde, an denen die oben genannten 13 Maßnahmen schon mit beinahe 70 % beteiligt sind. Für eine niedrige Variante wird das Maximum für 2020 mit 45,5 Mio. t CO_2-Äquivalenten angegeben. Dies alles reicht aber zur Schließung der Emissionsminderungslücke 2020 nicht aus. Auch dies bringt die Expertenkommission zu dem Schluss, dass es umfassenderer energie- und klimaschutzpolitischer Ansätze zur Emissionsminderung bedarf, und zwar unabhängig davon, ob nun das Ziel für 2020 aufgegeben wird oder nicht. Denn anders wäre auch das Ziel für 2030 unerreichbar. Je weiter das Ziel für 2020 verfehlt wird, umso mehr müsste die Intensität der Maßnahmen für die zwanziger Jahre gesteigert werden, um noch auf den Zielpfad für 2030 gelangen zu können.

120. Die Expertenkommission fühlt sich in ihrer skeptischen Haltung hinsichtlich der Erreichung künftiger Emissionsminderungsziele im Übrigen auch durch den Klimaschutzbericht 2017 der Bundesregierung bestätigt (BMU, 2018), wonach die Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 wohl nur 32 % niedriger sein werden als 1990. Unabhängig von der im aktuellen Monitoring-Bericht der Bundesregierung vorliegenden Bewertung der im NAPE und für den Gebäudebereich aufgeführten Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Emissionsminderung möchte die Expertenkommission zu bedenken geben, dass es gemessen an den großen Herausforderungen der Energiewende und der bisher und absehbar eher begrenzten Wirkungen der energie- und klimaschutzpolitischen Maßnahmen zu einem grundsätzlichen Überdenken des Maßnahmendesigns kommen sollte. Es könnte sich dabei erweisen, dass gerade die Vielzahl von mehr als 150 kleinteiligen Maßnahmen keine geeignete Grundlage für ein zieladäquates Handeln sind, zumal das NAPE-Paket zu komplex und zudem mit hohen Transaktionskosten verbunden ist. Die Expertenkommission erneuert ihre Empfehlung, stattdessen umfassendere Instrumente zu nutzen, für die sie vor allem auch eine für alle Sektoren wirksame CO_2-Bepreisung als zentrales Steuerungsinstrument vorschlägt (vgl. dazu auch Kapitel 10). Auch hält sie es für notwendig, die Mittel für die Energieeffizienz und

für die Gebäudesanierung um eine Größenordnung aufzustocken, die geeignet ist, die große Aufgabe eines klimaneutralen Gebäudebestands in den kommenden 30 Jahren wirklich zu schaffen.

5 Erneuerbare Energien

Das Wichtigste in Kürze

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist insgesamt weiterhin auf einem guten Weg. Dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr nur leicht auf 14,8 % stieg, war vor allem witterungsbedingt: Wenig Wind und wenig Sonne ließen den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nur geringfügig steigen. Da aber die installierte Stromerzeugungsleistung in den Jahren 2016 und 2017 deutlich zunahm, wurde bereits im Jahr 2017 ein erneuerbarer Anteil von 36,2 % am Bruttostromverbrauch erreicht (2016: 31,6 %) und das Mindestziel der Bundesregierung von 35 % für 2020 bereits drei Jahre im Voraus übertroffen. Dies lässt für 2017 auch einen weiteren Anstieg des Anteils der Erneuerbaren am Bruttoendenergieverbrauch erwarten. Das für 2020 seitens der EU vorgegebene Ziel von 18 % für Deutschland erscheint somit weiterhin erreichbar, auch wenn sich die Anteile der erneuerbaren Energien in den verschiedenen Sektoren sehr unterschiedlich entwickelten.

Die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Stromerzeugung wird weiterhin maßgeblich durch die Regelungen des EEG bestimmt. Die Expertenkommission betrachtet die im EEG 2017 vorgenommene Einführung von Ausschreibungen und die hierdurch ausgelösten Entwicklungen differenziert: Nicht in allen Sparten konnte die angestrebte Wettbewerbsintensität erzielt werden. Dies gilt namentlich für die im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen in Höhe von jeweils 4 GW für Photovoltaikanlagen und Windenergie an Land. In den kommenden Ausschreibungsrunden könnte mangels genehmigter Standorte kein ausreichender Wettbewerb zustande kommen, denn nach derzeitigem Stand der Meldungen im Anlagenregister für Windenergie an Land ist nur ein Volumen an erteilten Genehmigungen von 1,2 GW vorhanden.

Auch hinsichtlich der Ausweisung der realisierten Kostensenkungen empfiehlt die Expertenkommission eine tiefergehende Analyse, denn die erzielten Gebotshöhen waren teilweise stark durch Sonderfälle wie die Privilegierung der Bürgerwindanlagen beeinflusst. Im Bereich der Windenergie an Land und auf See müssen daher die Ausschreibungsergebnisse eher als prognostizierte Kostensenkungspotenziale für die nahe Zukunft bewertet werden und nicht als durch das Ausschreibungssystem generierte Kostensenkungen. Dies zeigt auch die erste technologieneutrale Ausschreibung für Photovoltaik und Windenergie an Land, bei der keine vergleichbar niedrigen Kosten für die Windenergie erzielt wurden. Bei den Offshore-Ausschreibungen, die mit Gebotspreisen von 0 ct/kWh überraschten, sind strategische Abwägungen zur Sicherung der Standorte und Netzanschlusskapazitäten zu vermuten. Eine ebenso wichtige Rolle dürfte die Erwartung technischer Fortschritte bei den nächsten Anlagengenerationen und steigender Börsenstrompreise infolge des Kernenergieausstiegs gespielt haben.

Die Expertenkommission sieht im EEG 2017 nur einen ersten Schritt für die Schaffung von Wettbewerbsanreizen und die Integration der Erneuerbaren in die Strommärkte, um mit der Zeit vollständig auf eine finanzielle Förderung verzichten zu können. Aus Sicht der Expertenkommission reicht die Umstellung von einer Preis- auf eine Mengensteuerung und der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen für ein zukunftsfähiges Strommarktregime unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien nicht aus. Um den avisierten Verzicht auf ein Fördersystem innerhalb der kommenden fünf Jahre Realität werden zu lassen, bedarf es weiterer Änderungen im Strommarktdesign und entsprechender flankierender Regelungen wie etwa eine CO_2-Bepreisung von fossilen Brennstoffen. Für die Gestaltung des Übergangs kommt zunächst z. B. auch ein Umstieg von einer EEG-Vergütungsdauer in Jahren auf eine geförderte Anzahl an Volllaststunden in Frage, die mehrere deutliche Vereinfachungen im EEG mit sich bringen und das wettbewerbliche Agieren der Anlagenbetreiber unterstützen würde.

5.1 Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch

121. Der sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung weist für das Jahr 2016 eine positive Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch aus, wenngleich die Steigerung im Vergleich zum Vorjahr nur 0,1 %-Punkte betrug. Dies war vor allem auf den geringen Zuwachs im Bereich der Stromerzeugung bei ebenfalls nur geringem Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung und rückläufigem Anteil am Endenergieverbrauch Verkehr zurückzuführen. Im Jahr 2016 wurde ein Anteil von 14,8 % erreicht. Somit bewegt sich Deutschland weiter auf das Erreichen der von der EU vorgegebenen Zielmarke von 18 % im Jahr 2020 zu. Für die Zielerreichung ist jedoch ein weiterer dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Bereichen erforderlich. Aktuell wird das Wachstum – wie im sechsten Monitoring-Bericht korrekt dargestellt – vor allem durch die Dynamik in der erneuerbaren Stromerzeugung getragen. Diese hat sich auch im Jahr 2017 fortgesetzt (vgl. Abschnitt „Erneuerbare Energien im Stromsektor“ in BMWi, 2018a), so dass das im Energiekonzept formulierte Mindestziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 35 % mit 36,2 % bereits im Jahr 2017 übertroffen werden konnte (AGEE-Stat, 2018). Nach aktuellem Stand wird sich der Zubau im Bereich der Windenergie jedoch in Folge der Ausschreibungsergebnisse in den Jahren 2018 und 2019 spürbar reduzieren, was erhebliche Folgen für die Zuwachsraten der erneuerbaren Stromerzeugung und damit auch für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch haben wird.

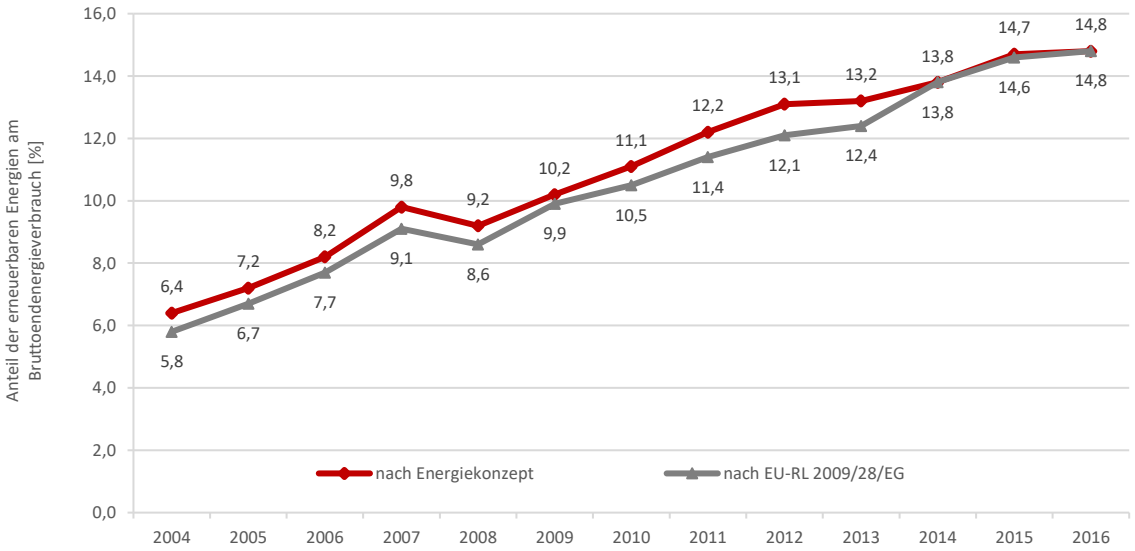
122. Mit Blick auf die Zielformulierung im Jahr 2020 möchte die Expertenkommission auf einige methodische Besonderheiten zur Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs gemäß der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen hinweisen. Für die Berechnung der Beiträge von Wind- und Wasserkraft zur Stromerzeugung sollen gemäß der EU-Richtlinie die Auswirkungen witterungsbedingter/klimatischer Schwankungen auf den Stromertrag berücksichtigt und somit bereinigte Werte erzeugt werden. Hierzu schreibt die EU-Richtlinie in Anhang II die Anwendung von spezifischen Normalisierungsansätzen für die Wasserkraft und die Windenergie vor. Im Fall der Wasserkraft erfolgt die Bildung eines auf die Erzeugung der letzten 15 Jahre bezogenen Durchschnittswerts. Für die Windenergie wird ein Durchschnittswert über die letzten 4 Jahre gebildet. Durch diese „Normalisierung“ entsprechen die ausgewiesenen Werte für die Windenergie und die Wasserkraft nicht der tatsächlichen Erzeugung des jeweiligen Jahres. Ihre Aussagekraft hinsichtlich des Ausbaufortschritts steigt jedoch durch die Bereinigung von Witterungseinflüssen. Für die Stromerzeugung aus Windenergie fließen dabei die erzeugten Strommengen und die installierten Leistungen der vorausgegangenen 4 Jahre in die Ermittlung des Zahlenwertes ein.

123. Am Beispiel von 2017 werden die Unterschiede deutlich: Während die tatsächliche Windstromerzeugung im Jahr 2017 bei 104,9 TWh lag, ergibt sich nach der Normalisierung für 2017 nur eine Windstromerzeugung von 88,5 TWh. Das extrem windschwache Jahr 2016 hat auf das Ergebnis der Berechnung nach der EU-Richtlinie somit einen erheblich dämpfenden Einfluss. Da das Jahr 2016 auch für die Berechnung des Jahres 2020 berücksichtigt wird, könnte diese Rechenregel für die Gesamtzielerreichung nach der EU-Richtlinie im Jahr 2020 relevant werden. Diese wird maßgeblich von den Anteilen der erneuerbaren Energien im Stromsektor beeinflusst, hängt aber auch von der Entwicklung der Anteile am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte und am Verkehr ab. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, die möglichen Konsequenzen aus der Anwendung der Rechenregel der EU-Richtlinie 2009/28/EG zu beachten.

124. Der sechste Monitoring-Bericht bezieht sich auf den im Energiekonzept der Bundesregierung als Zielgröße für das Jahr 2020 verankerten Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 18 % und gibt den Anteil am Bruttoendenergieverbrauch mit den realen Erzeugungswerten von Wind- und Wasserkraft und

dem tatsächlichen Verbrauch von Biokraftstoffen im Verkehrssektor an. Wie Abbildung 7 ausweist, zeigen sich im Vergleich der Zeitreihen durchaus Abweichungen zwischen den normalisierten und den beobachteten Werten. Im Jahr 2016 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch jedoch nach beiden Methoden gleichermaßen 14,8 %. Für 2017 liegen noch keine Werte vor.

Abbildung 7: Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach unterschiedlichen Berechnungsmethoden



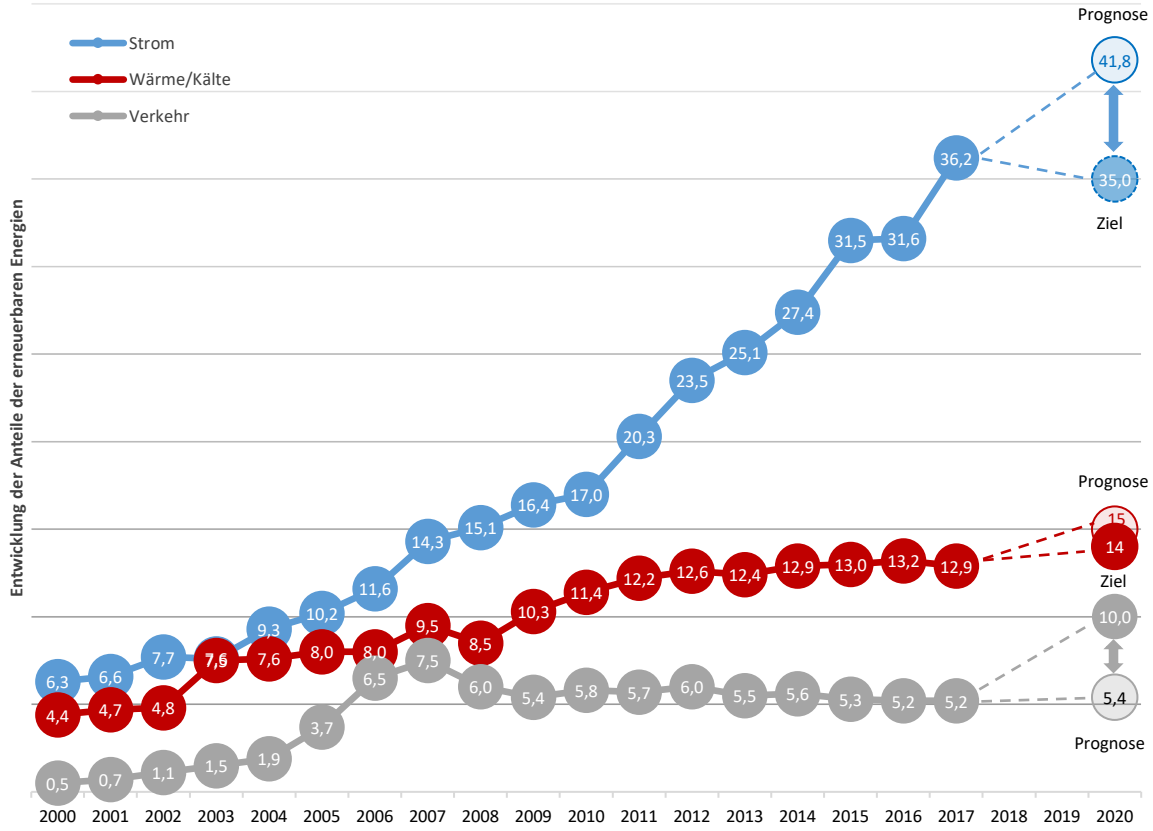
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat (2018)

125. Der sechste Monitoring-Bericht gibt für die Ziele des Energiekonzepts bis 2020 für die Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, am Bruttostromverbrauch und am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte jeweils eine Prognose für die Zielerreichung im Jahr 2020. Diese basiert auf der Studie „Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung“ (vgl. Abbildung 8). Die Ausführungen im sechsten Monitoring-Bericht hinsichtlich der Methodik der Studie sind leider sehr allgemein gehalten. Um die Ergebnisse der Studie nachvollziehen zu können, muss die Studie selbst herangezogen werden. Die Prognosen der Studie basieren auf einer Auswertung der in einer Vielzahl von Studien getätigten Wirkungsabschätzungen zu einzelnen Instrumenten, teilweise im Sinne einer Bottom-up-Abschätzung von Einzelmaßnahmen. Wirkungsüberschneidungen wurden sofern möglich berücksichtigt und Doppelzählungen vermieden. Die Studie selbst geht jedoch davon aus, dass in den Bereichen, in denen methodisch der Ansatz der Addition der Bottom-up-Abschätzungen der Einzelmaßnahmen gewählt wurde, potenziell Überschätzungen der Wirkungen eintreten, da beispielsweise Mitnahmeeffekte nicht berücksichtig werden können (Kirchner et al., 2018). Diese Bewertung zur Einordnung der jeweiligen Ergebnisse hat leider keinen Eingang in den sechsten Monitoring-Bericht gefunden.

126. Aus der gewählten Methodik - Auswertung bestehender Wirkungsabschätzungen anhand eines einheitlichen Schemas, Vergleich und Zusammenführung der vorliegenden Ergebnisse weitgehend ohne die Durchführung eigener Analysen, ohne die Verifizierung der zugrunde gelegten Wirkungsmechanismen und ohne die grundlegende Überprüfung der Quantifizierung von Wirkungen – erklären sich auch die teilweise deutlichen Abweichungen von der im Rahmen der Energiewendeampel in Kapitel 1 dieser Stellungnahme gegebenen Einschätzung der Expertenkommission. Die in der Zielarchitekturstudie ausgewiesenen Prognoseergebnisse erscheinen

aus Sicht der Expertenkommission sehr positiv, in manchen Punkten auch zu positiv. Mit Blick auf die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch geht die Zielarchitekturstudie von einer leichten Übererfüllung des Ziels aus. Hierzu tragen die prognostizierten Entwicklungen der erneuerbaren Energien in der Strom- und Wärmebereitstellung und im Verkehr ebenso bei wie die erwarteten Verbrauchsentwicklungen, sprich das Erreichen der Effizienzziele. Die Expertenkommission hält das Erreichen des 18 %-Ziels vor allem aufgrund der hohen Dynamik im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung ebenfalls für wahrscheinlich. Die Expertenkommission sieht dies jedoch weiterhin nicht als Selbstläufer und hält gerade die im Koalitionsvertrag angekündigte Erhöhung der Zielsetzung für das Jahr 2030 auf 65 % (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) für zwingend, um einen stringenten Transformationspfad im Stromsystem anstoßen zu können.

Abbildung 8: Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien inklusive Zielsetzung für 2020 und prognostizierte Entwicklung aus der Zielarchitekturstudie



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEE-Stat (2018) und BMWi (2018a)

Erneuerbare Energien im Stromsektor

127. Der sechste Monitoring-Bericht stellt die wesentlichen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung im Jahr 2016 korrekt dar. Die trotz eines erheblichen Zubauvolumens insbesondere im Bereich der Windenergie nur sehr geringe Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch war überwiegend witterungsbedingt. 2016 war ein ausgesprochen windarmes Jahr und auch die Anzahl der Sonnenstunden und damit die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen fielen deutlich geringer aus als in den Vorjahren. Somit entfaltete der Leistungszuwachs erst in 2017 seine Wirkung: Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stieg um 28,2 TWh auf 217,9 TWh, so dass in 2017 das Mindestziel für 2020 von 35 % mit einem Anteil von 36,2 % am Bruttostromverbrauch bereits übertroffen werden konnte. Zurückzuführen war dies auf günstigere Witterungsbedingungen für die Wind- und Photovoltaikstromerzeugung und auf ein weiteres sehr zubaustarkes Jahr im Bereich der Windenergie an Land. Nach einem Nettozubau von 4.166 MW im Jahr 2016 wurde mit 5.015 MW im Jahr 2017 ein neuer Rekordwert erzielt. Einer der wesentlichen Gründe dafür ist die Umstellung des Vergütungssystems von Festvergütungen auf Ausschreibungen (vgl. Kapitel 4.2). Die Ankündigung der Umstellung auf ein Ausschreibungsregime hat unter Einhaltung der gesetzlich vorgegebenen Übergangsfristen erhebliche Vorzieheffekte ausgelöst. So wurde zunächst alles darangesetzt, innerhalb der für die Inanspruchnahme der Festvergütung geltenden Frist - bis zum 01.01.2017 - die notwendige Genehmigung zu erhalten. Für die Realisierung wurde eine Frist von 2 Jahren bis zum 31.12.2018 gesetzt (EEG 2017).

128. Gemäß einer Analyse der Fachagentur für Windenergie sind bei Weitem noch nicht alle Windenergieanlagen an Land, die über eine geltende Genehmigung verfügen bereits in Betrieb. Wenn alle genehmigten Anlagen auch in Betrieb genommen werden, ist ein weiterer Kapazitätszuwachs von knapp 4.700 MW für das Jahr 2018 möglich (FA Wind, 2017), das somit nochmals ein sehr zubaustarkes Jahr für die Windenergie an Land werden könnte. Für das Jahr 2019 dagegen ist die Entwicklung des weiteren Zubaus offen (vgl. auch Kapitel 4.2).

129. Auch die installierte Leistung der Windenergie auf See hat in den Jahren 2016 und 2017 kräftig zugenommen. In 2016 stieg sie um knapp 850 MW auf 4.133 MW und erreichte zum Jahresende 2017 insgesamt 5.407 MW. Somit fehlen zur Zielerreichung von 6.500 MW im Jahr 2020 nur noch rund 1.000 MW. Nach Branchenangaben sind für 2018 weitere Inbetriebnahmen in einer Größenordnung von 800 MW geplant (Merkur Offshore in der Nordsee sowie Arcona in der Ostsee). Das Erreichen des Offshore-Ziels erscheint somit wahrscheinlich. Allerdings stellt sich die Frage, wie der im Koalitionsvertrag adressierte zusätzliche Beitrag der Offshore-Windenergie realisiert werden kann (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Dieser könnte nur aus bereits in der Realisierung befindlichen Projekten bestritten werden, für die eine Inbetriebnahme erst nach 2020 vorgesehen war. In jedem Fall müsste er mit einer Aufhebung des 6.500-MW-Deckels für die Offshore-Windenergie bis 2020 Hand in Hand gehen. Verbunden mit dem Leistungszuwachs im Jahr 2017 war auch eine deutliche Zunahme der Stromerzeugung. Während im Jahr 2016 Offshore-Windenergieanlagen 12,3 TWh Strom produzierten, stieg die Erzeugung im Jahr 2017 auf 17,9 TWh um über 40 %.

130. Die Photovoltaik dagegen blieb sowohl im Jahr 2016 als auch im Jahr 2017 erneut hinter ihrem Ausbauziel von 2.500 MW/a zurück. Der Zubau bewegte sich jeweils um 1.500 MW/a zuletzt mit leicht steigender Tendenz. So wurden in 2017 Anlagen mit einer Leistung von rund 1.670 MW zugebaut. Hier könnte im Jahr 2018 eine Markterholung eintreten, da die Kosten für die Module weiter sinken und damit die Investition in Photovoltaikanlagen bis 750 kW an und auf Gebäuden weiter an Attraktivität gewinnt. Hinzu kommen die Anlagen größer 750 kW für die ein Ausschreibungsvolumen von 600 MW pro Jahr vorgesehen ist, das auch im Jahr 2017 vollständig ausgeschöpft wurde. Die fristgerechte Realisierung innerhalb des Zeitraums von 18 Monaten bzw. 24 Monaten

(mit einem Abschlag von 0,3 ct /kWh) von 95 %[11] der Freiflächenanlagen aus den Pilotausschreibungen bis April 2016 lässt auch die zeitnahe Umsetzung der in den Ausschreibungsrunden 2017 bezuschlagten Anlagen erwarten.

131. Im sechsten Monitoring-Bericht wird konstatiert, dass sich der Zubau der Bioenergieanlagen innerhalb des vorgesehenen Ausbaukorridors bewegt. Dies ist zwar faktisch richtig, beschönigt aber die Tatsache, dass während des Berichtszeitraums nur knapp ein Drittel des zulässigen Anlagenzubaus erfolgte. Es ist zu prüfen, welche Konsequenzen dies für die kurzfristige insbesondere aber für die langfristige Zielerreichung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung insgesamt haben wird, zumal für Biogas-Bestandsanlagen aufgrund der hohen Substratpreise wenig Spielräume für Kostensenkungen gegeben sind. Daher sollte bei der Prüfung auch die Frage des ökonomischen Optimums für den zukünftigen Einsatz von Biomasse und insbesondere Biogas unter Einhaltung des Zielwerts für 2030 Berücksichtigung finden. Die hohen Unsicherheiten für den Weiterbetrieb nach dem Ende der EEG-Vergütungszeiträume können für die Zielerreichung zur erneuerbaren Stromerzeugung deshalb relevant werden, weil Bioenergieanlagen in ihrem heutigen Einsatzregime hohe Volllaststundenzahlen von rund 7.000 Stunden pro Jahr aufweisen. Trotz der vergleichsweise geringen installierten Leistung von 5.700 MW (Biogas) bzw. knapp 8.000 MW für alle Bioenergieanlagen tragen diese Anlagen mit insgesamt 51,5 TWh im Jahr 2017 ein knappes Viertel zur regenerativen Stromerzeugung bei. Abhängig vom Prüfergebnis müssen ggf. Ausschreibungskontingente angepasst oder Förderkonditionen verändert werden.

132. Die Expertenkommission möchte des Weiteren die Wahl des Indikators „Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch“ in Frage stellen. Angesichts der erkennbaren Dynamik der Entwicklung von Stromexportüberschüssen erscheint der ausgewiesene Anteil der Erneuerbaren Energien am inländischen Stromverbrauch nicht mehr für die Darstellung des Anteils der erneuerbaren Energien im Stromsektor geeignet. Der jetzige Indikator berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland, die auf den Bruttostromverbrauch im Inland bezogen wird. Letzterer wird nicht direkt erfasst, sondern ergibt sich als Rechengröße aus der Gesamtbruttostromerzeugung und dem Außenhandelssaldo. Da der Stromverbrauch aktuell in Deutschland deutlich niedriger liegt als die Stromerzeugung und ca. 60 TWh Strom für den Export erzeugt werden, wird mit der Bezugsgröße Bruttostromverbrauch ein überaus positives Bild erzeugt. Würde für 2017 der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ausgewiesen, so betrüge er lediglich 33,1 % statt der ausgewiesenen 36,1 % am Bruttostromverbrauch. Eine Darstellung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wäre transparenter, weil die Abhängigkeit von der Entwicklung des Außenhandelssaldos nicht länger gegeben wäre. Da sich der Außenhandelssaldo weitgehend außerhalb der Einflussmöglichkeiten des nationalen Instrumente- und Maßnahmenspektrums befindet, kann die Bundesregierung auf die Zielerreichung nur bedingt Einfluss ausüben. Zukünftig können dynamisch schwankende Außenhandelssalden das Erreichen des Ziels zum Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch maßgeblich beeinflussen, ohne dass die Bundesregierung steuernd eingreifen kann. Daher empfiehlt die Expertenkommission die Umstellung des Indikators und folglich auch der Zielsetzung auf die Bruttostromerzeugung als Bezugsgröße. Diese Darstellung wäre kompatibel mit der Emissionsberichterstattung, die ebenfalls nach dem Inlandsprinzip erfolgt. Im sechsten Monitoring-Bericht wurde zwar eine Abbildung zur Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung aufgenommen, jedoch fehlt eine entsprechende textliche Einordnung. Ohne entsprechende Erläuterung der Zusammenhänge hilft diese zusätzliche Information kaum.

[11] gewichteter Durchschnitt der Ausschreibungsrunden 1 bis 4

Erneuerbare Energien im Wärmesektor

133. Im sechsten Monitoring-Bericht wird die Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte nur äußerst knapp dargestellt. Die Darstellung enthält die wesentliche Aussage, dass in 2016 die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien gestiegen ist. Rund 7 TWh des Zuwachses sind dem vermehrten Einsatz von Biomasse – insbesondere von biogenen Festbrennstoffen – zuzuschreiben. Dieser wird durch Witterungsbedingungen besonders stark beeinflusst, da einerseits bei Heizungsanlagen, die ausschließlich mit Holz betrieben werden, der Holzeinsatz bei kälteren Temperaturen steigt. Andererseits wird Holz auch in Zusatzheizungen eingesetzt, die bei kälteren Temperaturen gerade in der Übergangszeit ebenfalls vermehrt genutzt werden.

134. Die Darstellung im Monitoring-Bericht lässt jedoch weitere wichtige Aussagen vermissen. So fehlt eine über die reine Darstellung der prozentualen Anteile an der Wärmebereitstellung hinausgehende Analyse der Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Wärmetechnologien außerhalb der Biomasse, die Rückschlüsse auf Fortschritte bei der „Wärmewende“ erlauben würde. Betrachtet man beispielsweise die Wärmebereitstellung aus Solarthermie, so ist für das Jahr 2016 erstmals kein Ertragszuwachs zu verzeichnen (AGEE-Stat, 2018). Dagegen heißt es im Kapitel 5 des sechsten Monitoring-Berichts, dass im Zuge des Marktanreizprogramms 2016 weiterhin Solarthermie-Anlagen zugebaut wurden. Hier bedarf es einer transparenten Darstellung und Einordnung der Entwicklung. Im Fall der Solarthermie ist der minimale Ertragsrückgang trotz eines erfolgten Anlagenzubaus auf die geringere Anzahl von Sonnenstunden im Jahr 2016 zurückzuführen. Der weitere Zuwachs von ca. 1,1 TWh ist der Ausweitung der Nutzung von Geothermie und Umweltwärme zuzuordnen. Auf die Entwicklung der Wärmepumpen geht der sechste Monitoring-Bericht in Kapitel 13 zur Sektorenkopplung zwar kurz ein, jedoch wird dort nur auf die Entwicklung des Strombedarfs abgestellt und nicht die Gesamtwärmebereitstellung adressiert. Auch wenn die dort aufgezeigte Entwicklungsdynamik der Wärmepumpen bemerkenswert erscheint, ist das Sektorkopplungspotenzial mit 5,3 TWh Strom in 2016 noch recht gering.

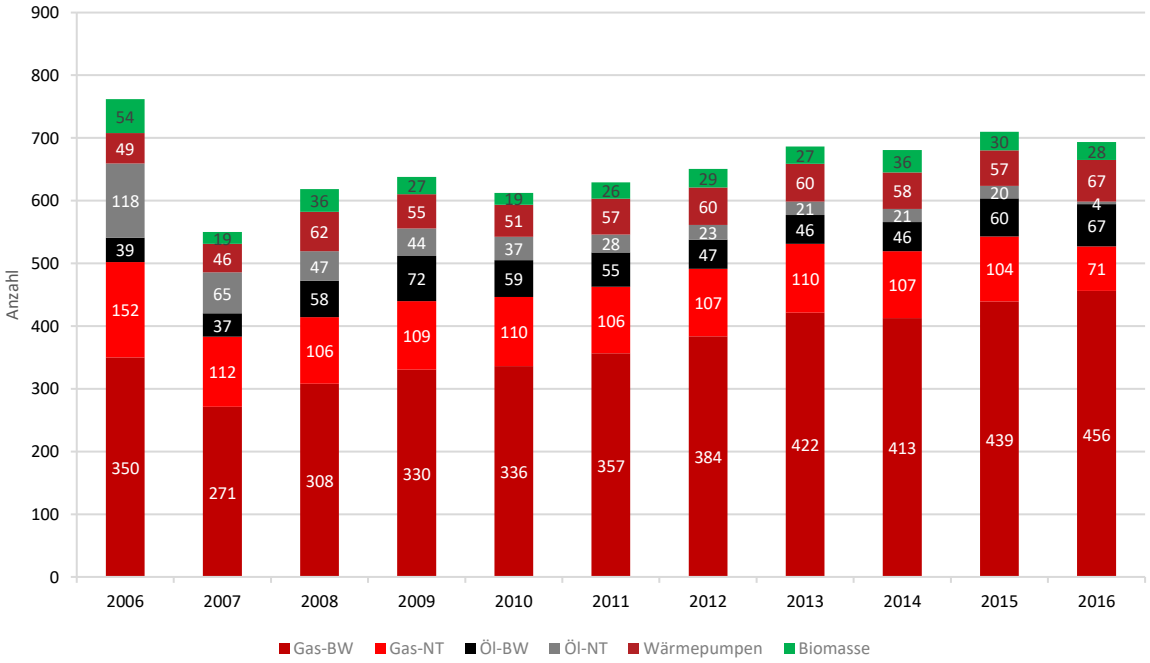
135. Hinsichtlich des Anteils am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte ist die Nutzung der erneuerbaren Energien offensichtlich geringfügig stärker gewachsen als der allgemeine Anstieg des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte, da sich der Anteil der erneuerbaren Energien leicht erhöht hat – von 13,0 % in 2015 auf 13,2 % im Jahr 2016. Betrachtet man die Zeitreihe, lässt sich feststellen, dass die Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien erheblich an Wachstumsdynamik eingebüßt hat (AGEE-Stat, 2018). Während in den Jahren 2008 bis 2012 noch deutliche Zuwächse zu verzeichnen waren, gibt es seit dem Jahr 2014 kaum nennenswerte Veränderungen. Die Abschwächung der Ausbaudynamik gegenüber früheren Jahren dürfte vorrangig auf die erheblich gesunkenen Öl- und Gaspreise zurückzuführen sein, die die Investition in alternative Technologien unattraktiver machen bzw. den Handlungsdruck reduzieren. Zudem waren auch die Förderkonditionen im Marktanreizprogramm in früheren Jahren deutlich attraktiver. So suggeriert die Darstellung im sechsten Monitoring-Bericht mit dem berichteten Anstieg des Fördervolumens gegenüber dem Vorjahr um fast 80 % einen erheblichen Erfolg, verschweigt jedoch hierbei, dass die Höhe der ausgezahlten Investitionszuschüsse mit 182,3 Millionen Euro nur etwa der Hälfte des ursprünglich im EEWärmeG avisierten jährlichen Fördervolumens von 360 Millionen Euro entspricht. Die ausgewiesene annähernde Verdopplung gegenüber dem Vorjahr ist zwar faktisch richtig, beruht aber auf der geringen Inanspruchnahme von Fördermitteln im Jahr 2015.

136. Die in den vergangenen Jahren erreichten Zubauvolumina und damit verbundenen Zuwachsraten beim Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte lassen das Erreichen des Ziels von 14 % im Jahr 2020 als eher unwahrscheinlich erscheinen. Diese Einschätzung wird durch die mittlerweile veröffentlichten Zahlen für 2017 noch bestärkt. So ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte um 0,3 %-Punkte auf 12,9 % zurückgegangen. Dieser anteilige Rückgang war bedingt

durch einen absoluten Rückgang der Gesamtbereitstellung aus erneuerbaren Quellen um 1,4 TWh bei gleichzeitig weiterem Anstieg des gesamten Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte um 25,3 TWh. Die einzelnen erneuerbaren Energieträger weisen dabei unterschiedliche Entwicklungspfade auf. Die Wärmebereitstellung aus Umweltwärme und oberflächennaher Geothermie nahm gegenüber dem Vorjahr um 9 % zu. Solarthermie konnte einen Zuwachs von 2 % verzeichnen. So war der insgesamt doch deutliche Rückgang des Anteils der erneuerbaren Energien auf den reduzierten Einsatz von Biomasse zur Wärmebereitstellung – insbesondere Holz – um reichliche 3 % zurückzuführen (AGEE-Stat, 2018). Durch die dominierende Rolle der Biomasse in der erneuerbaren Wärmebereitstellung wirkte sich dies auch auf das Gesamtergebnis entsprechend aus. Dies steht in deutlichem Widerspruch zu den positiven Einschätzungen im sechsten Monitoring-Bericht, wo von einer erheblichen Übererfüllung des Ziels von 14 % im Jahr 2020 ausgegangen wird. Auch hier werden die Ergebnisse der Zielarchitekturstudie zitiert. Diese unterstellt in der kurzen verbleibenden Zeitspanne bis 2020 einen Zuwachs der erneuerbaren Wärmebereitstellung um 43,6 TWh. Im Rahmen einer Bottom-up-Abschätzung der Einzelinstrumente wird hierbei dem EEG ein auslösendes Moment für den Zuwachs von 15,5 TWh als Wärmebereitstellung aus Biogasanlagen zugeschrieben. Mit den im EEG 2014 und EEG 2017 vorgenommenen Änderungen wurde jedoch zum einen der Zubau der Stromerzeugungsanlagen aus Biogas deutlich reduziert. Zum anderen wurde über die Einführung der Direktvermarktungspflicht die zuvor im EEG verankerte Verpflichtung zur Wärmeauskopplung aus Biogas-KWK-Anlagen > 100 kW aufgegeben. Beides spricht nicht für den ausgewiesenen deutlichen Zuwachs einer EEG-induzierten Wärmebereitstellung aus Biogas-KWK-Anlagen. Die Expertenkommission zieht aufgrund der Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit die Zielerreichung für 2020 erheblich in Zweifel.

137. In Abbildung 9 ist eine Zeitreihe über die Anzahl der im deutschen Markt abgesetzten Heizungen gemäß dem Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie zu beobachten. In den letzten acht Jahren lag die Anzahl der verkauften Einheiten recht konstant zwischen 600 und 700 Tausend mit leicht steigender Tendenz. Die Gasbrennwerttherme ist mit 456 Tausend verkauften Einheiten in 2016 die nach wie vor wichtigste Technologie. Bei der Ölbrennwerttherme ist in den letzten vier Jahren wieder eine leicht gestiegene Tendenz zu beobachten, vermutlich aufgrund der deutlich gesunkenen Ölpreise. Die Zahl der Niedertemperaturheizungen dagegen, sowohl auf Gas- als auch auf Ölbasis, ist rückläufig. Bei den innovativen Heizungssystemen ist trotz Förderung kein steigender Absatz zu beobachten. Die Summe von Heizungen auf Basis von Biomasse und Wärmepumpen ist in den letzten Jahren konstant unter 100 Tausend Einheiten geblieben, mit Ausnahme des Jahres 2006. Die Bundesregierung sollte gerade diese Entwicklung genau beobachten. Perspektivisch ist demzufolge mit höheren Ausgaben für innovative und vor allem erneuerbare Heizungssysteme zu rechnen.

Abbildung 9: Anzahl verkaufter Heizungen in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BDH (2018)

138. Angesichts der Zielsetzung bis 2050 einen klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen und der für die Gebäudehülle üblichen Sanierungszyklen von 40 Jahren und für Heizungssysteme von 25 Jahren erscheint es bedenklich, dass im Neubaubereich Heizungssysteme auf Basis fossiler Energieträger nach wie vor eine sehr bedeutende Rolle spielen. Wie im sechsten Monitoring-Bericht in Kapitel 6.3 ausgeführt, waren im Jahr 2016 mit 44,4 % noch Gasheizungen die dominierende Einzeltechnologie für die Beheizung von Neubauten. Dies entspricht nach heutigem Stand der Technik nicht den Anforderungen eines klimaneutralen Gebäudebestands und es steht zu befürchten, dass hier in der Zukunft Lock-In-Effekte auftreten, sofern die Gebäude nicht für Niedertemperaturheizungen konzipiert sind. Dies stellt nur dann kein Problem dar, wenn der Erdgasbedarf für die Bereitstellung für Raumwärme und Warmwasser zukünftig vollständig aus Biomethan und synthetisch mit dem Einsatz von erneuerbarem Strom erzeugtem Erdgassubstitut gedeckt werden könnte. Dies ist jedoch nur über entsprechende Importe abbildbar. Es bedarf diesbezüglich vorausschauender und langfristig ausgerichteter Rahmenbedingungen, denn bis zum Jahr 2050 auftretende technische Weiterentwicklungen sowohl im Bereich der Dämmmaterialien als auch im Bereich der Heizungstechnik werden das Erreichen des klimaneutralen Gebäudebestands zwar erleichtern aber nicht allein sicherstellen können. Dies sollte bei der im Koalitionsvertrag angekündigten Reform der gesetzlichen Grundlagen und der Zusammenführung des bisher geltenden Rechtsrahmens im Gebäudeenergiegesetz entsprechend Berücksichtigung finden (Rz. 5346 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Die Expertenkommission verweist in diesem Zusammenhang auf ihre vielfältigen Empfehlungen in den vorhergehenden Stellungnahmen.

Erneuerbare Energien im Verkehrssektor

139. Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor ist nicht nur wie im sechsten Monitoring-Bericht dargestellt das zweite Jahr in Folge rückläufig. Der Trend weist schon seit geraumer Zeit abwärts. Nachdem im Jahr 2006 und 2007 aufgrund der damaligen Gesetzgebung sehr hohe Zuwachsraten im Bereich der Biokraftstoffe zu

verzeichnen waren und im Jahr 2007 bereits ein Anteil erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrs von 7,5 % erreicht wurde, führten Änderungen des gesetzlichen Rahmens (z.B. Ende der Steuerbefreiung von Reinbiokraftstoffen) zu einer raschen Trendumkehr. Im Jahr 2016 wurde mit einem Anteil von 5,2 % nunmehr der niedrigste Wert seit 2005 erzielt (AGEE-Stat, 2018). Dabei war die absolute Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien mit 33,6 TWh sogar geringfügig höher als im Vorjahr (33,4 TWh). Bedingt durch den Anstieg des Gesamtendenergieverbrauchs im Verkehr sank der Anteil der erneuerbaren Energien jedoch weiter ab.

140. Die Entwicklung der Anteile der erneuerbaren Energien im Verkehrssektor ist im Monitoring-Bericht korrekt dargestellt. So entfiel auf die Biokraftstoffe in 2016 ein Anteil von 4,6 % und der Anteil des erneuerbaren Stromverbrauchs im Schienen- und Straßenverkehrs belief sich auf 0,6 % des Endenergieverbrauchs im Verkehr. In diesem Bereich war im Jahr 2016 durchaus eine leichte Zunahme auf knapp 3,7 TWh zu verzeichnen. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix zurückzuführen, da zur Ermittlung der genannten Größe der Strombedarf im Verkehrssektor mit dem Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch multipliziert wird. Der Strombedarf im Verkehrssektor ist dabei zu weit überwiegenden Teilen Strom, der für den Schienenverkehr benötigt wird. Die Elektromobilität hat hier erst kaum messbare Größenordnungen erreicht. Selbst wenn das Ziel der Bundesregierung erreicht würde, dass bis 2020 1 Mio. Elektroautos in Deutschland zugelassen sind, würden diese bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 10-15 kWh/100 km und einer Jahresfahrleistung von 15.000 km pro Fahrzeug nur einen Stromverbrauch von rund 2 TWh aufweisen. Bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 35 % am Stromverbrauch wären dies nur 0,7 TWh zusätzlicher erneuerbarer Strom, der dem Verkehrssektor angerechnet würde.

141. Mit der Feststellung des rückläufigen Anteils der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauchs des Verkehrs ist leider kein Aufzeigen von Gegenmaßnahmen oder Aktivitäten verbunden, die erkennen lassen würden, wie das von der EU für 2020 vorgegebene Ziel von 10 % erreicht werden soll. Möglicherweise wird das Ziel rechnerisch allein durch die Maßnahmen zur Anpassung und Neugestaltung der EU-Richtlinie und den hierin eröffneten Möglichkeiten der Mehrfachanrechnung bestimmter Kraftstoffe (z. B. Einsatz erneuerbaren Stroms) erreicht. Die Expertenkommission hatte diesen Punkt bereits in ihrer Stellungnahme 2015 näher ausgeführt. Dies stellt jedoch keinen nachhaltigen Lösungsansatz für die Reduktion der tatsächlich anfallenden Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor dar.

142. Einzig zum seit 2015 geltenden Instrument der Netto-Treibhausgasminderung des Biokraftstoffeinsatzes verweist der sechste Monitoring-Bericht auf die Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV) vom 15. Mai 2017, die zum 01.01.2018 in Kraft getreten ist. Diese ermöglicht die Anrechnung von Wasserstoff und synthetischem Methan, die jeweils aus elektrolytischer Erzeugung auf Basis erneuerbaren Stroms stammen. Die Verordnung macht sehr strikte Vorgaben zum Einsatz des erneuerbaren Stroms, so dass keine flächendeckende Anwendung zu erwarten sein dürfte. An der Zielsetzung bis 2020 durch die Erhöhung der Beimischungsquote die Wirkung der Netto-Treibhausgasminderung sukzessive von 3,5 % im Jahr 2015, auf 4 % ab dem Jahr 2017 sowie auf schließlich 6 % im Jahr 2020 zu steigern, wurde nichts verändert. Die laut Monitoring-Bericht zum 01.01.2018 geschaffene Möglichkeit der Anrechenbarkeit von in Elektrofahrzeugen genutztem Strom ist zumindest in der 37. BImSchV nicht enthalten. Ob hier noch weitere Aktivitäten laufen, bleibt unklar. Insgesamt erscheint diese Änderung eher eine kosmetische Maßnahme, die ein rechnerisches Erreichen des 10 %-Ziels erleichtern soll, denn ein wirkungsvolles Instrument zur Unterstützung der Energiewende und des Klimaschutzes im Verkehr. Da dies die einzige dargestellte Maßnahme zur Überwindung der drohenden Zielverfehlung ist, erscheint dies mehr als dürftig.

5.2 Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017

143. Die Expertenkommission begrüßt, dass der Koalitionsvertrag den weiteren zielstrebigen, effizienten, netzsynchronen und zunehmend marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende und Klimaschutzpolitik anerkennt und demzufolge die Zielsetzung für das Jahr 2030 deutlich auf 65 % erhöht (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Umso befremdlicher ist, dass diese Zielsetzung offensichtlich nicht über das in Abstimmung befindliche 100-Tage-Gesetz[12] Eingang in das EEG finden soll. Auch die für einen kurzfristigen Beitrag zur Unterstützung des Erreichens des Klimaschutzziels für 2020 im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen für Windenergie an Land (4 Gigawatt), Photovoltaik (4 Gigawatt) und Windenergie-Offshore (Leistung nicht spezifiziert) (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) sucht man im Referentenentwurf vergeblich. Da die Ausschreibungen in 2019 und 2020 geplant sind, ist eine schnelle Anpassung des Regelwerks unabdingbar. Daher verwundert es umso mehr, dass explizit diese Inhalte im Referentenentwurf fehlen (u. a. Energate, 2018b).

144. Der Monitoring-Bericht geht ausführlich auf die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2017) vom 08. Juli 2016 und die damit verbundene Einführung von Ausschreibungen bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein. Es wird ein Paradigmenwechsel in der Erneuerbaren-Förderung – hin zu mehr Wettbewerb und Kosteneffizienz – postuliert. Doch der mit dem EEG 2017 eingeschlagene Pfad zu mehr Wettbewerb bezieht sich allein auf den Wettbewerb der zukünftigen Anlagenbetreiber mit ihren jeweiligen Anlagen innerhalb ihrer Sparte. Da die einzelnen Ausschreibungsrunden gemäß der jeweiligen Berichterstattung der BNetzA innerhalb der Sparten Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore deutlich überzeichnet waren, kann von einer starken Wettbewerbsintensität innerhalb der einzelnen Sparten ausgegangen werden. Dies galt indes nicht für die Stromerzeugung aus Biomasse, so dass eine pauschal positive Bewertung nach dem ersten Jahr nicht zulässig erscheint. Zudem sind die erneuerbaren Energien dem Wettbewerb des Strommarktes an sich und der Konkurrenz aller Technologien untereinander weiterhin nicht ausgesetzt. Ausnahmen bilden die gemeinsamen Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen, die erstmals am 01.04.2018 und danach zweimal jährlich zum 01. April und zum 01. November durchgeführt werden und ein Volumen von jeweils 200 MW (insgesamt 400 MW pro Jahr) umfassen (vgl. Ziffer 153). Ein weiteres neues Element ist die gegenüber dem Ausland geöffnete Ausschreibung vom 23.11.2016 für Solaranlagen mit dem Königreich Dänemark mit einem Volumen von 50 MW. In dieser Ausschreibung kamen ausschließlich Dänische Unternehmen mit Freiflächenanlagen in Dänemark zum Zuge, da sie 2016 noch zu deutlich niedrigeren Stromerzeugungskosten anbieten konnten als die deutsche Konkurrenz. Der ermittelte einheitliche Zuschlagswert von 5,38 ct/kWh lag deutlich unter dem Wert der vorangegangenen nationalen Ausschreibungsrunde (7,25 ct/kWh). Hier zeigen sich laut Hintergrundanalyse der BNetzA (2016b) spezifische Standortvorteile in Dänemark (z.B. keine Beschränkung der Flächenkulisse und höhere Standortgüte), aber auch der Umstand, dass die Bieter in Deutschland Anfang Dezember bereits die nächste Chance auf einen Zuschlag in einer nationalen Ausschreibungsrunde nutzen konnten. In dieser Runde sank das Preisniveau auch in der nationalen Ausschreibung auf 6,9 ct/kWh und lag damit aber immer noch deutlich über dem der gemeinsamen Ausschreibung. Über weitere gemeinsame Ausschreibungen ist nichts bekannt. Mittlerweile könnten aber vermutlich auch deutsche Projekte mit dem Zuschlagsniveau mithalten. Die Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 waren mit 6,58 ct/kWh, 5,66 ct/kWh und 4,92 ct/kWh durch ein deutlich sinkendes Zuschlagsniveau gekennzeichnet.

[12] Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und weiterer Bestimmungen des Energierechts; Zitation des Referentenentwurfs in den Medien.

145. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden müssen jedoch differenzierter betrachtet werden, als dies im sechsten Monitoring-Bericht erfolgt ist. Im Bereich der großen Photovoltaikanlagen liegen aufgrund der Pilotausschreibungen in den Jahren 2015 und 2016 bereits weitergehende Erfahrungswerte vor als in den anderen Sparten. Dies gilt insbesondere für die erzielten Realisierungsraten, die für die ersten vier durchgeführten Ausschreibungsrunden mit durchschnittlich 95 % sehr hoch ausgefallen sind. Dies ist positiv zu bewerten, da gerade mit Blick auf die Einhaltung der Ausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung durchaus erhebliche Diskrepanzen zwischen der ausgeschriebenen und bezuschlagten Kapazität und dem tatsächlich realisierten Zubau auftreten können. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, des im Koalitionsvertrag neu formulierten Ziels, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 und damit deutlich schneller als bislang geplant auszuweiten (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Die Expertenkommission begrüßt ausdrücklich, dass auf diese Weise versucht wird, die im Rahmen der EEG-Novelle reduzierten Ausbauziele für die Windenergie an Land durch die Sonderausschreibungen zu ergänzen (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013), wenngleich dies vor allem eine Reaktion auf die unintendierten Wirkungen des Ausschreibungsdesigns an Land darstellt. Als Beispiel sei die Wirkung der Privilegierung der Bürgerenergieanlagen genannt. Analysiert man die Ausschreibungsergebnisse für die Windenergie an Land genauer, kommt man zu dem Ergebnis, dass der weitaus überwiegende Teil der bezuschlagten Windenergieanlagen Bürgerwindenergieanlagen zuzuordnen ist, die die entsprechenden Privilegien für sich beanspruchen dürfen (BNetzA, 2018h). Hier sind Aussagen sowohl zum Zeitpunkt als auch zur Wahrscheinlichkeit der zu erwartenden Realisierung mit hohen Unsicherheiten behaftet, denn Bürgerwindenergieanlagen konnten bisher an der Ausschreibung teilnehmen, auch wenn sie noch keine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten haben. Zudem hatten sie mit 54 Monaten gegenüber 30 Monaten längere Realisierungszeiträume eingeräumt bekommen. Die Unsicherheit bezüglich der Realisierung hängt im Wesentlichen mit den Herausforderungen der Erteilung der BImschG-Genehmigung zusammen.

146. Hier können im Rahmen des Genehmigungsverfahrens unüberwindbare Hürden (z.B. Artenschutzvorgaben) auftreten, die zum Zeitpunkt der Ausschreibungsteilnahme nicht bekannt waren. Zum anderen bedeutet der lange Realisierungszeitraum von 4,5 Jahren, dass potenziell aus dem bezuschlagten Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2019, 2020 und 2021 nahezu kein Zubau erfolgt: Im schlechtesten Fall erfolgt im Jahr 2019 überhaupt kein geförderter Zubau von Windenergieanlagen an Land, aber auch im besten Fall werden nach dem heutigen Informationsstand maximal die 109 MW Windenergieleistung, die in den Ausschreibungsrunden einen Zuschlag erhielten und bereits über eine BImSch-Genehmigung verfügten, im Jahr 2019 ans Netz gehen. Mit den im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen in Höhe von 4 GW jeweils zur Hälfte in 2019 und 2020 für Windenergie an Land (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) wird eine Fortsetzung des stetigen Ausbaus angestrebt (vgl. Ziffer 148). Eine Lösung für die zu erwartende Zubaulücke im Jahr 2019 stellt dies jedoch nicht dar. Die mit der Umstellung auf ein Mengensteuerungsinstrument erwartete Planbarkeit des Zubaus wurde in diesem Bereich definitiv nicht erreicht. Um vorübergehende deutliche Umsatzrückgänge für die Windenergiebranche in Deutschland zu vermeiden müssten rückwirkende Maßnahmen ergriffen werden.

147. Als erste Reaktion auf die Ausschreibungsergebnisse im Bereich der Windenergieanlangen an Land wurde für die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 die Privilegierung von Bürgerwindenergieanlagen ausgesetzt und im Koalitionsvertrag ist angekündigt, dass zukünftig nur noch Anlagen, die bereits eine BImSchG-Genehmigung aufweisen können, zur Teilnahme zugelassen sein werden (Rz. 3256 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Hier sind also zeitnahe Überarbeitungen des Ausschreibungsdesigns zu erwarten, die den Erfahrungen aus dem vergangenen Jahr Rechnung tragen. Wie im sechsten Monitoring-Bericht dargestellt, hat dies die Ausschreibungsrunden in 2018 erheblich beeinflusst. Zum einen wurde nicht annähernd das Wettbewerbsniveau der vorhergegangenen Ausschreibungsrunden erreicht. Es gingen sogar weniger Gebote für weniger Leistung ein als

ausgeschrieben, d. h. das Volumen der Ausschreibungsrunde wurde nicht ausgeschöpft. Zum anderen lagen die Gebotshöhen für die anlegbaren Werte deutlich höher als im Vorjahr. Dies stützt die von der Expertenkommission geäußerten Bedenken hinsichtlich der durch die Ausschreibungen erzielten Kostenreduktionen ebenso wie die Bedenken hinsichtlich der Wettbewerbsintensität in den zukünftigen Ausschreibungsrunden (vgl. Ziffern 153 ff.).

148. Die im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen in Höhe von 4 GW für Windenergie an Land jeweils zu gleichen Teilen auf die Jahre 2019 und 2020 verteilt (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013), werfen vor diesem Hintergrund ebenfalls Fragen auf. So gibt es Hinweise darauf, dass die vorgesehenen Mengen nicht mit ausreichendem Wettbewerb in den jeweiligen Ausschreibungsrunden bezuschlagt werden können. Nach derzeitigem Stand der Meldungen im Anlagenregister wurden im Zeitraum vom 01.01.2017 bis 31.01.2018 Anlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 1.501 MW genehmigt und im Anlagenregister eingetragen. Im Vergleich zu den Vorjahren (Kalenderjahr 2015: 3,7 GW, Kalenderjahr 2016: 9,54 GW) ist dies bereits ein erheblicher Rückgang. Zieht man hiervon die schon errichteten Anlagen ab, ebenso wie jene Anlagen, die bereits einen Zuschlag erhalten haben, bleibt derzeit ein Volumen an offenen Genehmigungen von 854 MW übrig. Hinzu kommen noch etwa 345 MW, die bereits vor dem 01.01.2017 genehmigt wurden, die jedoch auf ihren gesetzlichen Vergütungsanspruch im Rahmen der Übergangsregelungen verzichtet haben und bislang in den Ausschreibungsrunden noch keinen Zuschlag erzielen konnten. In Summe liegen daher derzeit lediglich Genehmigungen für 1,2 GW Windenergieanlagen an Land vor. Was noch nicht einmal der Hälfte des in 2018 regulär vorgesehenen Ausschreibungsvolumens entspricht.

149. Auch wenn davon ausgegangen werden kann, dass das Genehmigungsvolumen im laufenden Jahr 2018 wieder etwas zunimmt, bleiben Zweifel, ob dies ausreicht, um überhaupt die regulären Ausschreibungen und die avisierten Sonderausschreibungen kapazitätsseitig zu füllen, geschweige denn einen entsprechenden Wettbewerb in den einzelnen Ausschreibungsrunden zu erzielen. Sollte keine ausreichende Wettbewerbsintensität erreicht werden, liegt nahe, dass die Anbieter zum zulässigen Höchstwert anbieten und auch den Zuschlag erhalten. Dies würde die eigentlichen Ziele einer wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen konterkarieren. Insbesondere im Süden Deutschlands sind aktuell kaum Aktivitäten wahrnehmbar. In Baden-Württemberg wurden im Jahr 2017 lediglich 6 MW genehmigt. In Bayern waren es 67 MW – zum Vergleich: Baden-Württemberg 2015/2016: 306 MW / 648 MW; Bayern 2015/2016: 223 MW / 224 MW)[13]. Die Entwicklung im Süden ist dabei insbesondere vor dem Hintergrund der geplanten Südquote relevant. Die Expertenkommission empfiehlt, diese Entwicklungen zu beobachten und ggf. nachzusteuern.

150. Im Monitoring-Bericht wird die stark kostensenkende Wirkung der Ausschreibungen in den Vordergrund gestellt. Die Expertenkommission möchte diesen Aspekt etwas näher beleuchten. Für die Ausschreibungsrunden der Windenergie an Land galt, dass der Zuschlagswert grundsätzlich dem individuellen Gebotswert (Gebotspreisverfahren) entsprach. Für Bürgerwindenergieanlagen wiederum galten Besonderheiten: Hier wurde der Zuschlagswert nach dem Einheitspreisverfahren ermittelt. Das bedeutet, dass der Zuschlagswert dieser Gebote dem Gebotswert des letzten bezuschlagten Gebots entspricht und damit ggf. höher ausfällt, als der eigentliche Gebotswert. Hier könnte taktisches Bieten zu sehr niedrigen Angebotspreisen geführt haben.

151. Zudem werden die Gebote bezogen auf einen 100 %-Referenzstandort abgegeben. Je nach Standortgüte wird dann die Vergütung im Nachgang angepasst. Der höchste Korrekturfaktor, der für einen 70 %-Standort angesetzt wird, liegt bei 1,29. Die Zuschlagswerte von 5,78 ct/kWh, 4,29 ct/kWh und 3,82 ct/kWh sind demnach

[13] Anlagenregister (Stand: Januar 2018).

nicht zwangsläufig die tatsächlichen Stromgestehungskosten der realen Anlagen (vgl. Tabelle 13). Eine Analyse der Qualität der Standorte der im EEG vor der Einführung des Ausschreibungsregimes zeigte, dass der weitaus überwiegende Teil der verfügbaren Standorte deutlich unter der 100 %-Schwelle und eher bei 80 % anzusiedeln war. Bislang liegen jedoch keine Analysen zu den Standortgüten der tatsächlich in den Ausschreibungsrunden bezuschlagten Projekte vor. Die ausgewiesenen Zuschlagshöhen sagen somit wenig über die tatsächlich erzielbaren Stromerzeugungskosten aus. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese näher bei den Zuschlagshöhen für 70 %-Standorte liegen. In diesem Fall würden beispielsweise Vergütungen von 7,46 ct/kWh, 5,53 ct/kWh und 4,92 ct/kWh ausgezahlt, so dass die erzielte Kostenreduktion nicht so hoch ausfällt, wie postuliert. Auch ist der Vergleich mit den zuvor im EEG genannten Anfangsvergütungen nicht zulässig, da hier bislang ein zweistufiges Vergütungssystem vorlag und zusätzlich mit dem EEG 2017 das Referenzertragsmodell zugunsten größerer Nabenhöhen geändert wurde. Vor dem Inkrafttreten des EEG 2017 wurde eine erhöhte Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre gewährt, die je nach Standortgüte verlängert werden konnte, anschließend galt eine deutlich geringere Grundvergütung. Hieraus errechnete sich der Durchschnittsvergütungssatz. Bei einem 100 %-Standort wurde nach EEG 2014 zum 01.01.2018 die Anfangsvergütung von 7,49 ct/kWh für 12 Jahre gewährt und die Grundvergütung in Höhe von 4,17 ct/kWh für weitere max. 9 Jahre (Vergütungsdauer 20 Jahre plus Inbetriebnahmejahr) dies entsprach einer Durchschnittsvergütung an einem 100 %-Standort von 6,07 ct/kWh. Da ist die erzielte „Kostensenkung“ in der ersten Ausschreibungsrunde (Zuschlagswert 5,78 ct/KWh) doch überschaubar, zumal nicht gesichert ist, dass die Anlagen, die zu diesen Kosten angeboten wurden auch gebaut werden. Denn zur Realisierungswahrscheinlichkeit und zur Wirksamkeit der Pönalisierung liegen hier keinerlei Erkenntnisse vor. Dies wird verschärft durch den großen „Erfolg“ der Bürgerwindenergieanlagen, die mit einer zulässigen Realisierungszeit von 4,5 Jahren und verringerter Pönalisierung hier über lange Zeit keine verlässlichen Aussagen zulassen werden.

Tabelle 13: Ergebnisse der Ausschreibungen für Windenergie an Land im Jahr 2017

Zuschläge in MW [Anzahl]	01.05.2017	01.08.2017	01.11.2017	Gesamt
Zuschläge Gesamt	807 [70]	1.013 [67]	1.000 [61]	2.820
Zuschläge an Nicht-BEG	31][5]	55 [7]	7 [1]	93 [13]
Zuschläge an BEG	776 [65]	958 [60]	993 [60]	2.727 [185]
Zuschläge an BEG mit BImSchG-Genehmigung	34 [3]	5 [1]	-	39 [4]
Zuschläge an BEG ohne BImSchG-Genehmigung	742 [62]	953 [59]	993 [60]	2.688 [181]
Mengenanteil der Zuschläge ohne BImSchG-Genehmigung	92 %	94 %	99 %	95 %
Höchster Zuschlagswert in ct/kWh	5,78	4,29	3,82	

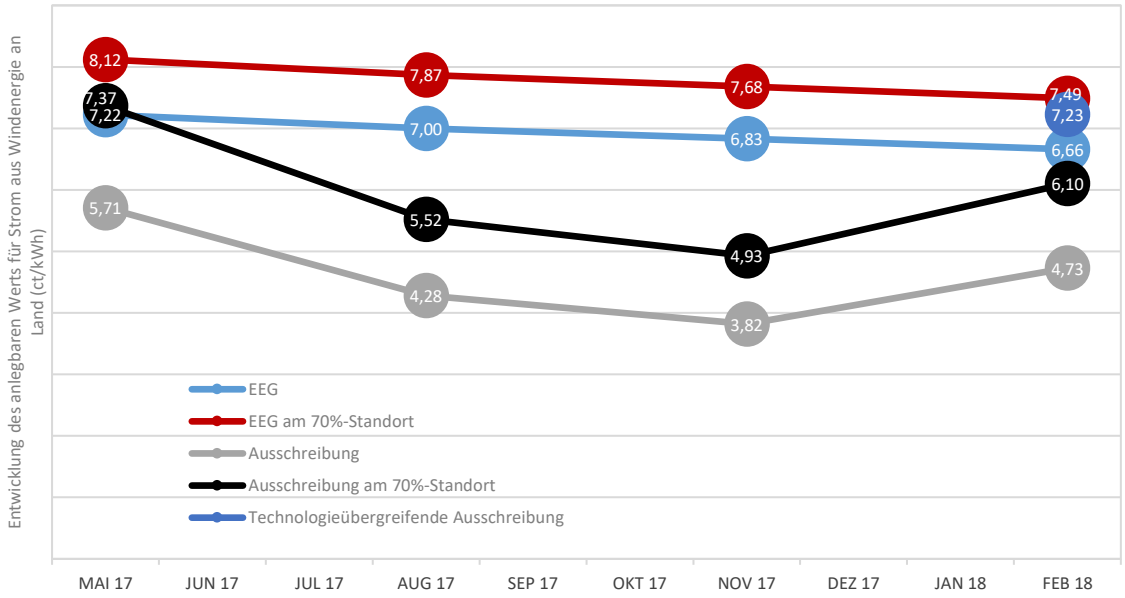
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2017e)

152. Ein weiterer hiermit in unmittelbarem Zusammenhang stehender Aspekt wurde auch von der Bundesnetzagentur bei der Festlegung des zulässigen Höchstpreises für Windenergie an Land, der für die Gebotstermine in 2018 auf 6,3 ct/kWh festgelegt wurde, thematisiert. Mit dieser Festlegung ist die Bundesnetzagentur von dem im EEG 2017 festgelegten Verfahren zur Setzung des Höchstpreises auf Basis der Ausschreibungsergebnisse im Jahr 2017 abgewichen. In der Begründung (BNetzA, 2017e) wird dies wie folgt erläutert: „Den größten Teil der Zuschläge in den Ausschreibungsrunden 2017 erhielten Gebote von Bürgerenergieanlagen, die ohne eine Ge-

nehmigung abgegeben wurden. (Anmerkung: Konkret waren dies 96 %, 95 % und 99 % der bezuschlagten Kapazitäten in den drei Ausschreibungsrunden.) Im Zusammenhang mit diesen Ergebnissen wurde von verschiedenen Verbänden […] die Befürchtung vorgetragen, dass die Zuschlagsverteilung zu einem Nichterreichen der gesetzlich bestimmten Ziele führen könne. Auf Veranstaltungen und in sonstigen Gesprächen wurde von vielen Fachleuten die Ansicht geäußert, dass sich Strom zu solchen Preisen erst mit in einigen Jahren verfügbaren Anlagen – wenn überhaupt – erzeugen ließe. Aufgrund der verlängerten Realisierungsfrist können Bürgerenergiegenossenschaften Gebote abgeben, die sich auf Preise und Ertragserwartungen für das Jahr 2022 und damit auf Anlagen beziehen, wie sie erst in zwei Jahren auf dem Markt verfügbar sein werden. Die Anlagen der sogenannten 4-MW-Klasse werden technisch weiter entwickelte Anlagen mit höherer Leistung, größeren Rotordurchmessern und höherer Nabenhöhe sein; damit können sie einen deutlich höheren Stromertrag zu geringeren Stromgestehungskosten erwirtschaften. Diese Anlagen sollen voraussichtlich ab 2020/21 in größeren Stückzahlen zur Verfügung stehen. Die Stromgestehungskosten von heute verfügbaren Anlagen liegen bei etwa 5,6 ct/kWh für einen 100 %-Standort“. In diesem Sinne sind die Ausschreibungsergebnisse eher als prognostizierte Kostensenkungspotenziale für die nahe Zukunft zu bewerten, denn als aufgrund der Einführung des Ausschreibungssystems generierte Kostensenkungen und Fortschritte bei der Kosteneffizienz.

153. Hinsichtlich des Kostensenkungspotenzials lieferte auch die erste für Windenergie an Land und Photovoltaik gemeinsam technologieneutral durchgeführte Ausschreibungsrunde sehr interessante Ergebnisse. Gemäß der Berichterstattung der Bundesnetzagentur zur ersten gemeinsamen Ausschreibung, die gemäß EEG Pilotcharakter für Ausschreibungen in denen erneuerbare Technologien untereinander in einen Wettbewerb treten sollen, sind 54 Gebote eingegangen, davon 18 für Windenergieanlagen an Land und 36 für Photovoltaikanlagen. Es wurden 32 Zuschläge für Gebote mit einem Umfang von 210 Megawatt erteilt. Ausschließlich Photovoltaikanlagen erhielten einen Zuschlag. Dabei lag der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert bei 4,67 ct/kWh und damit etwas höher als in der letzten reinen Photovoltaikausschreibung (4,33 ct/kWh). Die Bandbreite der Zuschlagswerte lag zwischen 3,96 ct/kWh und 5,76 ct/kWh. Warum bei den erzielten Zuschlagswerten keine Windenergieanlage einen Zuschlag erhalten konnte, bleibt unklar. Dass bei Geboten für Windenergieanlagen an weniger ertragsstarken Standorten in dieser Ausschreibung anders als bei den regulären Ausschreibungen die Standortnachteile nicht über das sog. Referenzertragsmodell ausgeglichen werden, könnte dazu beigetragen haben. Gegebenenfalls sind die Gründe aber auch in einer weiteren Neuheit zu suchen, die mit diesem gemeinsamen Ausschreibungsverfahren eingeführt wurde - die sog. Verteilernetzausbaugebiete. Dies bedeutet, dass Gebote in Gebieten, in denen bereits viele Erneuerbare-Energien-Anlagen installiert sind, mit einem Gebotsaufschlag belegt werden. Dies reduziert ihre Zuschlagschancen und sollte erstmals dem erhöhten Verteilernetzausbaubedarf in diesen Gebieten Rechnung tragen. Diese Sonderregelung hatte gemäß BNetzA-Berichterstattung jedoch kaum Auswirkungen auf die erfolgreichen Projekte. Die meisten Projekte, die Zuschläge erhalten haben, befinden sich in den Verteilernetzausbaugebieten. Ohne die Regelung zu den Verteilernetzausbaugebieten hätte jedoch zumindest ein Gebot für Windenergieanlagen einen Zuschlag erhalten. Die bei der Bundesnetzagentur eingegangenen Gebote hatten insgesamt ein Volumen von 395 Megawatt. Damit war das Ausschreibungsvolumen von 200 Megawatt doppelt überzeichnet. Der mengengewichtete Gebotswert betrug für Solaranlagen 4,82 ct/kWh und für Windenergieanlagen an Land 7,23 ct/kWh (BNetzA, 2018i; vgl. Tabelle 10).

Abbildung 10: Entwicklung des anlegbaren Werts für Strom aus Windenergieanlagen an Land nach EEG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2018h)

154. Auch mit Blick auf die Ergebnisse der Ausschreibung im Bereich des Offshore-Winds seien einige weiterführende Überlegungen erlaubt. Auch hier ist es so, dass bedingt durch die im Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegten Inbetriebnahmezeitpunkte der Netzanschlüsse einerseits eine hohe Planbarkeit gegeben ist, andererseits die relativ langen Wartefristen bis zur Inbetriebnahme ebenfalls den Einsatz zukünftiger Anlagengenerationen erlauben. Diese werden ähnlich wie bei der Windenergie an Land nochmal erhebliche technische Weiterentwicklungen aufweisen und zu deutlich geringeren Kosten Strom erzeugen als heute verfügbare Anlagentypen. Auch optimierte Wartungskonzepte einzelner Firmen, die durch mehrere Offshore-Windparks in unterschiedlichen Clustern realisiert werden können, spielen eine Rolle für die Höhe der in der Ausschreibung abgegebenen Gebote. Zudem fließen hier durch die langen Planungshorizonte auch entsprechende Erwartungen hinsichtlich der Entwicklung der Strommarktpreise ein. Wenn ein Offshore-Windpark 2025 an das Netz angeschlossen werden kann, profitiert der erzeugte Strom vom vollzogenen Kernenergieausstieg. Hiermit dürften steigende Großhandelsstrompreise verbunden sein, weil erwartet wird, dass zukünftig teurere Technologien preissetzend sein werden.

155. Auch besteht die Erwartungshaltung, dass nicht nur im nationalen, sondern auch im europäischen Kontext weitere Klimaschutzanstrengungen ergriffen werden, die die Marktposition von Offshore-Wind-Strom verbessern werden (z.B. Änderungen im ETS, Einführung nationaler CO_2-Mindestpreise für fossile Brennstoffe o.ä.). Dies wiederum führt zu steigenden Großhandelsstrompreisen und auch ohne garantierten anlegbaren Wert nach EEG zu attraktiven Renditeaussichten. In den Gebotsverfahren bieten die Anlagenbetreiber in Cent pro kWh auf den sogenannten anlegbaren Wert, der die fixe Summe aus der Marktprämie und den monatlich erzielten Börsenerlösen darstellt. Steigen oder fallen die Börsenerlöse, passt sich der Förderbetrag der Marktprämie automatisch an – so bleibt der anlegbare Wert über den Förderzeitraum konstant. Die in den Offshore-Ausschreibungen abgegebenen und bezuschlagten Gebote auf anlegbare Werte von 0,00 ct/kWh stellen somit den Verzicht auf einen garantierten Erlös in der Höhe des anlegbaren Wertes dar. Es scheint, dass es in den Ausschreibungen weniger

um die Sicherung eines Förderbetrags, als um die Allokation der begrenzten Anschlusskapazitäten und die Sicherung garantierter Anschlusstermine ging. In etlichen Clustern[14] gibt es konkurrierende Projekte. Beispielsweise reservierte sich ein Anbieter über ein Gebot zu 0 Cent/kWh die gesamte geplante Anschlussleistung von 900 Megawatt in einem Cluster in der Nordsee. Andere geplante Projekte im Umfang von 1.100 Megawatt im gleichen Cluster scheiden daher für weitere Ausschreibungen aus. Die Bieter müssen also sowohl die Kapazitätsbegrenzung der Ausschreibung berücksichtigen als auch die jeweilige Knappheitssituation im Cluster. Neben der eigentlichen Förderhöhe spielen daher strategische Überlegungen um die Sicherung von Anschlusskapazität bzw. Anschlussdatum eine entscheidende Rolle.

156. Mit der Gebotsabgabe muss nach WindSeeG[15] eine Sicherheit von 100 Euro pro Kilowatt hinterlegt werden. Dieser Betrag entspricht 2-3 % der Investitionskosten (in Höhe von 3.500 bis 4.500 Euro pro Kilowatt (IWES, 2015) bisher errichteter Projekte in Deutschland. Nach erfolgreicher Realisierung des Projektes wird die gesamte Sicherheit zurückgezahlt. Treten allerdings Verzögerungen oder die Nichtrealisierung des Projektes ein, werden verschiedene Pönalen fällig. Diese können direkt bezahlt werden (und die Sicherheiten werden entsprechend reduziert) oder aus den Sicherheiten bedient werden. Die Pönale bei Nichtrealisierung offenbart den Optionscharakter des bei der Ausschreibung eingegangenen Vertrags. Die Anlagenbetreiber haben mit der Strafzahlung die Option sich aus dem Projekt zurückzuziehen, sofern die Prognosen zu sinkenden Investitionskosten und steigenden Strompreisen nicht eintreffen.

157. Im sechsten Monitoring-Bericht wird das Mieterstromgesetz als Modell für Transparenz und Beteiligung angeführt. Mieterstrom-Modelle sind gemäß der Definition der Bundesnetzagentur Vermarktungsmodelle für Strom, der vor Ort mit einer Photovoltaikanlage, einem BHKW oder einer ähnlichen Anlage erzeugt wird, der an die Hausbewohner ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung geliefert und der im Gebäude verbraucht wird. Die Expertenkommission weist darauf hin, dass es bereits viele Modelle dieser Art gibt, die bereits seit Jahren praktiziert werden. So war beispielsweise das sog. Grünstromprivileg (§39 EEG 2012) dafür konzipiert, die Direktvermarktung von erneuerbarer Energie durch eine Befreiung der gesamten vermarkteten Strommenge von der EEG-Umlage zu unterstützen, wenn nachweislich mindestens 50 % erneuerbarer Strom aus dem Inland und davon zuletzt mindestens 20 %-Punkte fluktuierender Strom aus Windenergie oder Photovoltaik vermarktet wurden. Bei einer EEG-Umlage in Höhe von 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 entsprach dies einer Förderung in Höhe von maximal 3,12 ct/kWh. Mit steigender EEG-Umlage wurde dieses Modell zunehmend attraktiv und bildete die Grundlage für einige tragfähige Mieterstrom- und Quartiersversorgungskonzepte unter Nutzung von Photovoltaikstrom aus der Vor-Ort-Erzeugung. Aus Sorge vor einer sehr starken Inanspruchnahme mit der absehbar steigenden EEG-Umlage wurde mit dem EEG 2014 das Grünstromprivileg abgeschafft und damit auch den neu entstandenen Versorgungsmodellen die ökonomische Grundlage für die weitere Verbreitung entzogen.

158. Neu ist nunmehr, dass im EEG 2017 eine direkte Förderung in Form eines „Mieterstromzuschlags“ für bestimmte „Mieterstrom-Modelle“ eingeführt wurde. Dieser ist nicht technologieoffen gestaltet, sondern ausschließlich auf die Nutzung von Photovoltaikstrom aus Anlagen bis 100 kW Leistung beschränkt. Gemäß Monitoring-Bericht ist ein Ziel des Mieterstromgesetzes Mieterinnen und Mietern gezielt die Möglichkeit der aktiven Partizipation an der Energiewende zu bieten. Ein weiteres Ziel ist es durch eine attraktive Ausgestaltung der Förderung mehr Investitionen in Photovoltaikanlagen in und auf Gebäuden im städtischen Bereich anzureizen.

[14] Eine Übersicht der verschiedenen Cluster in Nord- und Ostsee mit den geplanten Anschlussleistungen und Projekten finden sich im Offshore-Netzentwicklungsplan 2025.

[15] "Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 19 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist"

Vermieter und Mieter sollen somit gleichermaßen profitieren. Dabei wird jedoch nicht erwähnt, dass Mietern auch mit diesem neuen Modell kein wirklich aktiver Part zukommt. Wenn sich kein Betreiber für ein Mieterstrom-Modell auf dem bewohnten Gebäude oder in unmittelbarer Nähe findet, bleiben die Möglichkeiten des Mieters weiterhin auf die Wahl des Stromanbieters beschränkt. Daher schafft das Mieterstromgesetz keine Möglichkeit der aktiven Partizipation der Mieter, räumt aber Hindernisse für Anlagenbetreiber aus. Das Gesetz adressiert somit vor allem den Betreiber von Mieterstrommodellen. Dies muss nicht der Vermieter sein. Auch Dritte können als Betreiber und somit als Mieterstromanbieter auftreten. Der Anlagenbetreiber profitiert im EEG-geförderten Mieterstrom-Modell auf unterschiedliche Weise. Er erhält den Mieterstromzuschlag für seine Mieterstrom-Lieferungen. Die Höhe des Zuschlags errechnet sich durch einen einheitlichen Abschlag von 8,5 Cent/kWh gegenüber den Sätzen der Einspeisevergütung für Solarstrom (bzw. gegenüber den dafür relevanten „anzulegenden Werten“). Der Anlagenbetreiber erhält dazu die übliche EEG-Förderung (Einspeisevergütung) für den eingespeisten Überschussstrom. Er erhält die Strompreiszahlungen von den belieferten Verbrauchern (Mietern) und profitiert indirekt durch die Nichtzahlung von jenen Preisbestandteilen, die für Stromlieferungen aus dem Netz anfallen würden (Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe, Steuerbestandteile). Diese Vorteile sollen den Mieterstromanbieter in die Lage versetzen, für die Mieter attraktive Strompreise anzubieten, die deutlich unter den Angeboten anderer Stromlieferanten liegen sollen. Die EEG-Umlage fällt jeweils in voller Höhe an, da es sich um eine Stromlieferung handelt.

159. Gemäß den Ausführungen der Bundesnetzagentur überwiegt bei der Mieterstrom-Lieferung der indirekte Förderanteil (BNetzA, 2017f). Das Gesamtvolumen der direkten und der indirekten Förderung je erzeugter Kilowattstunde Mieterstrom liegt über der Förderung für die Volleinspeisung einer entsprechenden Photovoltaikanlage. Nach den überschlägigen Berechnungen aus der Gesetzesbegründung zur Mieterstrom-Novelle beträgt das Gesamtvolumen der direkten und indirekten Förderung für Mieterstrom etwa 160 % des Fördervolumens, welches im Fall einer Netzeinspeisung derselben Solarstrommengen anfallen würde. In einer Beispielrechnung ergibt sich für eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 38 kW eine direkte Förderung in Form eines Zuschlags von 3,46 ct/kWh – ein deutlich höherer Betrag als die im Rahmen des Grünstromprivilegs 2013 gewährte maximale Förderung. Trotz dieser sehr attraktiv erscheinenden Förderbedingungen blieb die bisherige Mieterstromentwicklung im zweiten Halbjahr 2017 noch deutlich hinter den Erwartungen zurück, auch wenn die Zahl realisierter Projekte steigt. Laut Bundesnetzagentur wurden 53 PV-Mieterstromprojekte im Zeitraum von Juli bis Dezember 2017 in Betrieb genommen, die für eine Leistung von 1,2 MW die Direktförderung in Anspruch nehmen. Das kann auch durch die späte beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission Ende November 2017 begünstigt worden sein, da erst nach dieser Genehmigung die Zuschläge gewährt werden konnten. Insgesamt kann man aktuell jedoch noch nicht von einem Erfolgsmodell sprechen. Letztlich wurden im ersten halben Jahr nur gut 2 % des Fördertopfes von 500 MW genutzt. Denn der durch den Mieterstromzuschlag förderfähige Zubau von Solaranlagen ist auf 500 Megawatt pro Jahr beschränkt, um die durch die Mieterstromförderung entstehenden zusätzlichen Kosten zu begrenzen.

160. Auch eine sehr dynamische Entwicklung im Bereich der Mieterstromprojekte kann jedoch die bestehende Lücke zwischen aktuellem Photovoltaikzubau (1.524 MW (brutto) in 2016) und den politischen Zielsetzungen (2.500 MW (brutto) pro Jahr) nicht schließen. Für eine Wiederbelebung des deutschen Photovoltaikmarktes dürften eher die im Koalitionsvertrag angekündigten 4 GW Sonderausschreibungen für Photovoltaikgroßanlagen (Rz. 3250 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013), jeweils zur Hälfte im Jahr 2019 und 2020 dienen. Anders als bei der Windenergie an Land dürften bei der Photovoltaik genügend Projekte verfügbar sein, um das Ausschreibungsvolumen auch mit genügend Wettbewerb füllen zu können, denn im Jahr 2017 wurden für 600 MW Ausschreibungsvolumen insgesamt fast 1,8 GW Gebote abgegeben. Auch wenn hierin Mehrfachgebote enthalten sein dürften waren

die Ausschreibungen deutlich überzeichnet. Demnach ist eine entsprechend große Zahl an weitentwickelten Projekten vorhanden, die auch mit den Ausschreibungsrunden in 2018 nicht alle einen Zuschlag erhalten dürften. Hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit hat Baden-Württemberg eine Freiflächenöffnungsverordnung für 100 MW pro Jahr für Anlagen auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten pro Jahr verabschiedet. Bayern lässt in benachteiligten Gebieten 30 Anlagen pro Jahr (also insg. max. 300 MW pro Jahr) zu. Darüber hinaus können auch auf Konversionsflächen oder 110 Meter-Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen weiter Anlagen gebaut werden. Gerade in den östlichen Bundesländern sind noch relativ viele Konversionsflächen und sogenannte „bauliche Anlagen" wie ehemalige Tagebaue oder Kiesgruben vorhanden, die auch eine kurzfristige Entwicklung von Photovoltaikgroßanlagen erlauben würden. Die Sonderausschreibungen dürften zumindest vorübergehend den harten Preisdruck in den Photovoltaik-Ausschreibungen etwas mildern, wodurch die Anreize für neue Projektplanungen steigen dürften. So dürfte die Zielsetzung einer höheren Dynamik im Photovoltaikzubau eher durch die Sonderausschreibungen als durch das Mieterstromgesetz erreicht werden. Gänzlich offen bleibt jedoch, welcher Transparenzgewinn durch das Mieterstromgesetz erwartet werden kann, da der Monitoring-Bericht das Mieterstromgesetz als Beispiel für Transparenz herausstellt.

5.3 Weiterentwicklung der Fördermechanismen

161. Neben den angesprochenen Kritikpunkten in den Kapiteln 5.1 und 5.2, sieht die Expertenkommission in den Neuregelungen im EEG 2017 nur einen ersten Schritt bei der Schaffung von Wettbewerbsanreizen und der Integration der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung in die Elektrizitätsmärkte. Nach der obligatorischen Direktvermarktung war der vollzogene Systemwechsel von der Preissteuerung zur Mengensteuerung nur ein kleiner Schritt auf dem Weg, die demnächst in der Stromerzeugung dominierenden erneuerbaren Energien vermehrt dem Wettbewerb auszusetzen. Damit sollte auch erreicht werden, dass dieses wachsende Marktsegment mit der Zeit vollständig auf eine öffentliche Förderung verzichten könnte. Die Expertenkommission möchte hier Zweifel anmelden, ob mit dem EEG 2017, der Umstellung von Preis- auf Mengensteuerung und der wettbewerblichen Bestimmung der Förderhöhen, bereits die Weichenstellung für ein zukunftsfähiges Strommarktregime unter Berücksichtigung der besonderen Eigenschaften der (fluktuierenden) erneuerbaren Energien gelungen ist. Dies möchte die Expertenkommission gerade vor dem Hintergrund der jüngst getätigten politischen Aussagen betonen, dass die erneuerbaren Energien innerhalb der nächsten 5 Jahre vollständig in den Markt entlassen werden sollen und damit auf jegliche Förderung verzichtet werden könne. Denn mit dem EEG 2017 bleibt der weitere EE-Ausbau der Stromerzeugung weiterhin abhängig von staatlichen Regulierungsvorgaben und den damit verbundenen politischen Risiken. Denn das bestehende System der gleitenden Marktprämie plus Direktvermarktungserlös als „Vergütung" für den Anlagenbetreiber bleibt bestehen. Wettbewerblich wird lediglich die Höhe der „Vergütung" bestimmt, die dann wieder in gleitende Marktprämie und Vermarktungserlös aufgeteilt wird. Die Anlagenbetreiber werden somit nicht schrittweise an die Übernahme der Marktrisiken herangeführt. Auch bleibt weiterhin die Frage offen, wie die Integration der EE-Elektrizität in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt erfolgen soll. Aus Sicht der Expertenkommission kann man die Antworten auf diese Fragen nicht mehr auf die lange Bank schieben. Ein „auf Sicht fahren" hilft hier nicht weiter, weil die mit politischen Änderungen verbundenen Risiken für Investoren unkalkulierbar bleiben. So kann die langfristige Transformation des Strommarktes nicht überzeugend gelöst werden. Auch die mit dem EEG 2017 erneut gestiegene Komplexität des Fördersystems hat zur Folge, dass die Märkte zur Entwicklung der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung unnötig eingeschränkt werden und dass die einschlägigen Unternehmen auf deutsche Besonderheiten anstatt auf die Entwicklung der Weltmärkte achten müssen, womit sich die viel beschworenen wirtschaftlichen Chancen der Energiewende nur unzureichend entfalten können. Die Expertenkommission möchte daher, wie schon im letztjährigen Bericht, die Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung des EEG aufgreifen.

162. Auch die in den ersten Offshore-Ausschreibungen erzielten Gebote in Höhe von 0,00 ct/kWh lassen nicht den Schluss zu, dass die Förderung über das EEG nicht mehr erforderlich sei. Zum einen bietet das EEG noch deutlich mehr Sicherheiten als nur die Gewährung der Einspeisevergütung. Hierzu zählen die Netzanschlussverpflichtung, die Stromabnahmeverpflichtung und der Einspeisevorrang. Auch der geforderte zukünftig subventionsfreie Ausbau der erneuerbaren Energien bedarf entsprechender regulatorischer Flankierung. Hierzu bedürfte es einer grundlegenden Weiterentwicklung der Strommärkte, damit das Erreichen der Klimaschutzziele im Stromsektor mit marktlichen Instrumenten erreichbar wird. Auch die von der Expertenkommission in ihrer Stellungnahme 2016 formulierten Vorschläge zur Einführung einer CO_2-Preis-Komponente, müsste den Weg der erneuerbaren Energien in den Wettbewerb flankieren, damit die Erlössituation kalkulierbar und das Risiko tragbar werden. Hierzu gehört auch ein festgelegter Kohleausstiegsplan. Denn nur so würde die Marktsituation für Anlagenbetreiber einschätzbar. Hier gilt die gleiche Argumentation der Planbarkeit für alle Marktteilnehmer mit der der Systemwechsel zur Mengensteuerung im EEG begründet wurde.

163. Umweltökonomische Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien basieren in der Regel entweder auf einem Mengen- oder Preisansatz (vgl. auch Enzensberger und Wietschel, 2002). Beim Mengenansatz wird entweder eine Maximal- oder Minimalmenge beim Zubau festgeschrieben, und der zugehörige Preis ergibt sich aus der Dynamik des Markts. Beim Preisansatz ist es umgekehrt. Ein gewisser Preis, etwa für die garantierte Abnahme erneuerbaren Stroms, wird administrativ festgesetzt, und der Markt entscheidet anschließend, welche Menge zu eben diesem Preis zugebaut wird. Aufgrund der Vorschriften für staatliche Beihilfen der Europäischen Kommission von 2014 findet aktuell in ganz Europa, soweit in den einzelnen Ländern noch nicht geschehen, ein Wechsel hin zu mengenbasierten Ausschreibungen statt (vgl. auch EU-KOM, 2014).

164. Die seit den Anfängen des EEG im Jahr 2000 gewährte Förderung erneuerbaren Stroms über eine Einspeisevergütung, stellt einen klassischen Preisansatz dar. Der Gesetzgeber garantiert eine über 20 Jahre administrativ festgelegte Einspeisevergütung. Die schließlich auf Basis dieser Förderung zugebaute Menge ist variabel und wird über den Markt geregelt. Die Direktvermarktung wurde zunächst als Alternative zur fixen Einspeisevergütung im EEG 2012 eingeführt und ab EEG 2014 verpflichtend verankert. Bei dieser Form der Förderung erhält der Vermarkter erneuerbaren Stroms eine Marktprämie auf den beim Verkauf erzielten Börsenstrompreis. Diese gleitende Marktprämie wird monatlich ex-post anhand eines technologiespezifischen Marktmittelwerts berechnet und soll die Differenz zwischen Großhandelspreis und anzulegendem Wert ausgleichen (vgl. auch Kapitel 5.2). Auch das hier erwähnte Marktprämienmodell konnte ursprünglich dem Preisansatz zugeordnet werden. Der bei der Berechnung der Marktprämie anzulegende Wert (analog zur Einspeisevergütung) ist in diesem Fall der feste Preis und wurde im EEG 2012 und EEG 2014 noch vom Gesetzgeber definiert. Erst der Wechsel hin zu Ausschreibungen im EEG 2017 stellt einen Systemwechsel dar, auch wenn das Marktprämienmodell im Wesentlichen beibehalten wurde. Die zugebaute Menge ist nun nicht mehr variabel, sondern wird von der Bundesregierung festgelegt und ausgeschrieben. Die Höhe des anzulegenden Werts wird nun über Ausschreibungen ermittelt.

165. Neben dem deutschen Modell der gleitenden Marktprämie gibt es aber noch eine Vielzahl anderer Fördermöglichkeiten. Erwähnt sei das Modell der fixen Marktprämie, das aktuell in Dänemark Anwendung findet (IEA, 2018a). Auch hier wird erneuerbarer Strom über eine Marktprämie auf den Börsenstrompreis gefördert. Allerdings wird diese Marktprämie nicht monatlich angepasst, wie etwa beim deutschen Modell, sondern ausgezahlt, unabhängig vom erzielten Großhandelspreis. Im Vergleich zur gleitenden Marktprämie trägt der Vermarkter hier ein größeres Risiko, da er wie konventionelle Erzeuger erhöhten Preisrisiken ausgesetzt ist. Auch in Dänemark findet derzeit ein Wechsel von einem Preisansatz zu einem Mengenansatz über Ausschreibungen statt.

166. Beim *Contracts for Difference Scheme*, das aktuell im Vereinigten Königreich Anwendung findet, wirkt ein ähnlicher Mechanismus (Münchmeyer und Kahles, 2015). Der Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien schließt

hier einen privatwirtschaftlichen Vertrag mit einem britischen Staatsunternehmen[16] ab, das die Förderung regelt. Es wird ein Basispreis vereinbart, oder auch über Ausschreibungen bestimmt, der auskömmlich für die Finanzierung der Anlage sein soll. Fällt der Großhandelspreis, den der Vermarkter erneuerbaren Stroms erzielt, unter diesen vereinbarten Wert, so erhält er diese Differenz vom Vertragspartner gutgeschrieben. Übertrifft der Marktpreis jedoch diesen vereinbarten Wert, so muss, im Unterschied zum Marktprämienmodell, der Anlagenbetreiber dem Vertragspartner diese Differenz erstatten. Der Anlagenbetreiber trägt in diesem Modell, anders als bei der fixen Marktprämie, ein sehr geringes Risiko. Das Modell stellt aber andererseits auch sicher, dass erneuerbare Energien bei systematisch steigenden Preisen nicht überfördert werden.

167. Unabhängig davon, wie die zukünftige Förderung ausgestaltet ist - gleitende Marktprämie, fixe Marktprämie oder *Contracts for Difference* - ist die Expertenkommission der Ansicht, dass bei einer nächsten EEG-Novelle ein deutlicher Schritt zur Vereinfachung erfolgen müsste (vgl. Kapitel 10).[17] Dazu sollte insbesondere der Wechsel des derzeitigen Förderzeitraums von 20 Jahren (plus Jahr der Inbetriebnahme) auf eine feste Anzahl geförderter Stunden in Betracht gezogen werden. Diese müsste technologiespezifisch festgelegt werden, bspw. 30.000 Volllaststunden bei Windenergie. Damit haben die in den Auktionen erfolgreichen Unternehmen eine sachlogisch gerechtfertigte gesamthafte Zahlungsgarantie, die nicht mehr von Witterungsschwankungen beeinflusst wird – bei einer Serie windschwacher Jahre dauert es eben etwas länger, bis die geförderten 30.000 Volllaststunden ausgeschöpft sind. Es ergäben sich sogar eine ganze Reihe von Vereinfachungen:

- Das Referenzertragsmodell könnte damit wegfallen. Investitionen an strukturell windschwachen Standorten erhalten exakt die gleiche Erlösgarantie wie Investitionen an besseren Standorten, benötigen allerdings länger, bis sie die 30.000 Volllaststunden erreicht haben.
- Außerdem würde auch die gesamtwirtschaftlich unsinnige Regelung hinfällig, wonach Anlagen, die aus netztechnischen Gründen abgeregelt werden müssen, auch für diese somit nicht erzeugte Elektrizität eine Vergütung erhalten. Das neue Konzept der Netzausbaugebiete wäre also auch hinfällig.
- Schließlich könnte die 6-Stunden-Regel[18] wegfallen, wonach die Förderung für die EE-Erzeugung entfällt, wenn der Großhandelsstrompreis für sechs Stunden oder länger negativ ist. Ein wirtschaftlich denkender EE-Vermarkter wird nämlich nicht mehr bei negativen Großhandelsstrompreisen anbieten.

168. Bei weiter steigenden EE-Erzeugungsanteilen und gleichzeitig sinkenden Mengen von Stein- und Braunkohlekraftwerken ist die hier vorgeschlagene Lösung hin zu einer geförderten Anzahl an Stunden zweifellos eine perspektivisch notwendige Reform, die jetzt angegangen werden sollte. Bei der Förderung von KWK-Anlagen wird dieser Ansatz bereits verfolgt und könnte daher als erste Orientierung dienen.

5.4 Sektorkopplung

169. Wie bereits in der Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht (vgl. Kapitel 5.4 in EWK, 2016) konstatiert, geht die Expertenkommission davon aus, dass spätestens für den Zeitraum ab 2025 bei zunehmender Durchdringung fluktuierender regenerativer Erzeuger damit zu rechnen ist, dass nicht mehr nur lokal, sondern

[16] der *Low Carbon Contracts Company*

[17] Eine Umbenennung des EEG in Erneuerbare-Elektrizität-Gesetz könnte einen Anfang markieren.

[18] Diese Regel ist wohlgemerkt sehr manipulationsanfällig, wenn Direktvermarkter Marktmacht ausüben können. Darüber hinaus gilt diese Regel aus Gründen des Bestandsschutzes nicht für Bestandsanlagen, sondern nur für neu zugebaute Anlagen ab dem 1. Januar 2016. Eine Auswirkung auf die Großhandelsmärkte ist somit noch nicht beobachtbar.

temporär auch regional und national größere Stromüberschüsse auftreten, die mit konventionellen nachfrageseitigen Maßnahmen nicht kompensiert werden können und für die stationäre Stromspeicher (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien, …) voraussichtlich schon aus kapazitiven Gründen und außerdem womöglich auch aus Kostengründen nur eingeschränkt als Lösung infrage kommen. Durch die Sektorkopplung soll dieser Strom fossile Energien im Wärme- und Transportbereich ersetzen. Sektorkopplung bedeutet in diesem Sinne die Schaffung zusätzlicher Stromabsatzpotentiale im Wärme- und Treibstoffsektor. Andererseits eröffnet der Einsatz von regenerativem Strom in Power-to-Heat-Anwendungen im Wärmesektor, in batterieelektrischen und Brennstoffzellenfahrzeugen sowie strombasierten Kraftstoffen im Verkehrssektor und in Form von auf Elektrolysebasis erzeugten chemischen Grundstoffen in der Industrie eine wichtige Option der Dekarbonisierung für die genannten Sektoren.

170. Der sechste Monitoring-Bericht konzentriert sich in Kapitel 13.1 erneut auf die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mittels Wärmepumpensystemen und die Kopplung von Strom und Mobilität durch Batteriefahrzeuge. Dabei steht die technische Effizienz weiterhin als dominantes Kriterium im Mittelpunkt, andere Kriterien wie beispielsweise die ökonomische Realisierbarkeit und die dafür erforderlichen längerfristigen Rahmenbedingungen bleiben weitgehend im Hintergrund. Die Expertenkommission würde sich hier – wie schon im vergangenen Jahr - eine noch ausgewogenere Darstellung der Mehrdimensionalität des Themas und der kurz-, mittel- und längerfristigen Bedeutung der verschiedenen Pfade der Sektorkopplung wünschen und wird sich in ihrer Stellungnahme zum nächsten Fortschrittsbericht diesem Thema intensiver widmen.

171. Dennoch erkennt die Expertenkommission an, dass der sechste Monitoring-Bericht einräumt, dass der aktuelle regulatorische Rahmen die Sektorkopplung erschwert und eine Anpassung der Rahmenbedingung in Aussicht stellt. Dies sollte jedoch zeitnah konkretisiert werden und muss zwingend unter Berücksichtigung der Rolle der Sektorkopplung als Flexibilitätsoption im zukünftigen Energiesystem erfolgen. Die Expertenkommission möchte diesbezüglich auf ihre in Kapitel 10 der vorliegenden Stellungnahme formulierten Reformvorschläge verweisen, die einen möglichen Ansatz darstellen, um die Sektorkopplung maßgeblich zu unterstützen bzw. an vielen Stellen erst zu ermöglichen.

172. Der regulatorische Rahmen ist jedoch nicht das einzige Hemmnis für die Sektorkopplung. Gerade an der Schnittstelle zwischen Strom- und Mobilitätssystem sind auch die infrastrukturellen Voraussetzungen (Lade- und Betankungsinfrastruktur für alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff) zu schaffen. Die Bundesrepublik liegt in diesem Bereich so deutlich zurück, dass die EU-Kommission Deutschland am 07. Juni 2018 im Rahmen eines Mahnverfahrens zur vollständigen Umsetzung der europäischen Vorschriften über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Richtlinie 2014/94/EU) aufgefordert hat (EU-KOM, 2018d). Die Richtlinie hätte bis zum 18. November 2016 umgesetzt werden müssen. Die Bundesregierung hat nun zwei Monate Zeit, die Richtlinie vollständig umzusetzen. Andernfalls kann die Kommission weitere Maßnahmen im Rahmen eines Vertragsverletzungsverfahrens ergreifen.

5.5 Biomethan und andere regenerative Gase[19]

173. In den letzten Jahren haben sich die Märkte für Biogas und Biomethan sehr schleppend entwickelt. Das Wachstum bei den Erneuerbaren Energien findet nahezu ausschließlich im Elektrizitätsmarkt statt und wird dort von Wind- und Solarenergie getragen. Zu den Ursachen dieser Negativentwicklung gehört aus Sicht der Expertenkommission die Zersplitterung der Märkte für Biogas bzw. Biomethan. Für jede der drei potentiellen Anwendungsmärkte (Elektrizität, Wärme, Treibstoffe) gibt es unterschiedliche Regelungen, wodurch sich in Deutschland

[19] Aus erneuerbaren Energien erzeugtes synthetisches Methan, bspw. durch Power-to-Gas Technologie.

kein einheitlicher Markt für Biomethan entwickeln kann. Die Idealvorstellung wäre ein Markt für regeneratives Gas (Biomethan, Windgas, …) neben dem Markt für fossiles Erdgas. Dieser wäre insbesondere für Gasletztverbraucher interessant, die ihre Emissionsbelastung bei gleichzeitiger Nutzung der vorhandenen (bzw. im Verkehrsbereich zu schaffenden) Gasinfrastruktur reduzieren wollen – und aus regulatorischen Gründen eventuell reduzieren müssen. Obwohl man sich von einem regenerativen Gasmarkt eigentlich wirtschaftliche Chancen versprechen kann, klammern sich die Marktteilnehmer heute an die bestehenden sehr heterogenen Einzelregelungen, auf die sie ihre Geschäftsmodelle optimiert haben. Doch damit wird die Chance für den Einstieg in eine künftige regenerative Gaswirtschaft vertan. Durch die uneinheitliche Regulierung der verschiedenen Teilmärkte sind die Erzeuger dem Handicap ausgesetzt, sich auf jeweils nur ein einziges Abnehmersegment zu konzentrieren, womit sie in extremer Weise den sich immer wieder ändernden sektorpolitischen Rahmenbedingungen und Anreizen ausgesetzt sind.

174. Natürlich wird regeneratives Gas politisch gefördert werden müssen, denn die entsprechenden Bereitstellungskosten liegen derzeit bei mindestens 70 - 90 Euro/MWh (FNR, 2016) und somit auf absehbare Zeit deutlich über den Großhandelspreisen von Erdgas. Letztere lägen selbst bei Berücksichtigung eines CO_2-Zuschlags in Höhe von beispielsweise 30 Euro/t CO_2 nur bei 26 - 31 Euro/MWh[20]. Angesichts des potentiellen Beitrags von Biomethan und anderen regenerativen Gasen für die Dekarbonisierung der Energieversorgung empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, sich Gedanken zu einer möglichen Implementierung eines zukunftstauglichen integrierten Markts für regenerativ bereitgestellte gasförmige Energieträger zu machen und in Absprache mit der EU-Kommission ein transparentes und effektives Fördersystem zu entwerfen.

[20]Unter Verwendung eines Emissionsfaktors für Erdgas von 0,202 t CO_2/MWh (LfU, 2018) ergeben sich bei Annahme eines CO_2-Zuschlages von 30 Euro/t CO_2: 20 - 25 Euro/MWh (Brennstoff) + 6 EUR/MWh (CO_2) = 26 - 31 Euro/MWh.

6 Elektrizitätswirtschaft

Das Wichtigste in Kürze

Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz sollen gemäß dem Monitoring-Bericht die Weichen gestellt werden für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. In mehrfacher Hinsicht ist diese aktuelle Strommarktregulierung aber noch nicht geeignet für eine durch Wind und Sonne dominierte Elektrizitätswirtschaft. Dies zeigt sich an diversen Sachverhalten.

Der neue Regulierungsrahmen lässt noch keine kohärente Strategie für Speicher erkennen. Sollen Speicher mittel- bis langfristig wieder eine größere Rolle im deutschen Stromsystem spielen, so müsste die Bundesregierung entsprechend aktiv werden. Die Expertenkommission empfiehlt darüber hinaus, neue Pumpspeicher nicht mehr gegenüber alten Pumpspeichern zu bevorzugen.

Die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten ist aus Sicht der Expertenkommission das geeignete Instrument, um zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilität zu gelangen. Mit der Einführung der Kapazitätsreserve wird den Bilanzkreisverantwortlichen aber implizit das Vermögen abgesprochen, kontinuierlich für ausgeglichene Bilanzkreise sorgen zu können und die nötigen Flexibilitäten hierfür auch frühzeitig kontrahieren zu können. Die Einführung der Kapazitätsreserve beeinträchtigt daher die auf der Schaffung von Flexibilitätsoptionen basierenden Geschäftsmodelle.

Neben der Schaffung der Kapazitätsreserve und der Verlängerung der Netzreserve sind auch noch weitere unter Aufsicht der Übertragungsnetzbetreiber gestellte Reservemechanismen hinzugekommen. Damit wird ein nicht unwesentlicher Anteil der konventionellen Kapazitäten aus dem Strommarkt genommen und anderweitig finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des Energy-only-Marktes und der Entflechtung von Netzbetrieb und Erzeugung. Die Begründungen zur Einrichtung der Reserven aus Versorgungssicherheitsgründen sind dabei nicht immer überzeugend.

Die Bundesregierung sollte daher mit großer Energie an der Schaffung eines zukunftsfähigen, kohärenten und für alle Beteiligten einheitlichen Regulierungsrahmens weiterarbeiten. Dies erfordert insbesondere eine Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen (vgl. Kapitel 10). Vermutlich wird diese Aufgabe nicht ohne die konstruktive Mitwirkung des Bundesfinanzministeriums zu bewältigen sein.

Nach Auffassung der Expertenkommission werden die kurzen Ausführungen der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich der Wichtigkeit des Themas nicht gerecht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des im Strommarktgesetz verankerten Paradigmenwechsels von einer nationalen hin zu einer grenzüberschreitenden Betrachtung der Versorgungssicherheit.

Die umfassenden Analysen der ENTSO-E sowie des Pentalateralen Energieforums (PLEF) kommen zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheitssituation in Deutschland unter Berücksichtigung von Stromimporten in den kommenden Jahren unkritisch erscheint. Allerdings trübt sich das Bild bei einer länderübergreifenden Betrachtung der sogenannten PLEF-Region, d. h. Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux und der Schweiz. Insbesondere bleibt die Versorgungssicherheitslage in Frankreich angespannt. Schließlich verdeutlichen die Analysen die steigende Komplexität und die wachsenden Interdependenzen der europäischen Stromsysteme. Diese Interdependenzen führen dazu, dass bei nationalen energiepolitischen Eingriffen in den Kraftwerkspark auch Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Nachbarsystemen zu erwarten sind. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission im Rahmen der Diskussion um den Kohleausstieg nicht nur eine Prüfung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in unseren Nachbarländern, sondern auch eine Konsultation der Nachbarstaaten in dieser Frage.

6.1 Strommarktdesign

175. Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz und den darin enthaltenden Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 2017) sollen gemäß Monitoring-Bericht die Weichen gestellt werden für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern (vgl. Kapitel 9.4 im Monitoring-Bericht). Außerdem sollen Stromhändler, die Elektrizität an Letztverbraucher verkaufen, eine „identische Menge beschaffen, die von den Versorgern zeitgleich ins Netz eingespeist wird“ (In der Fachsprache ist dies das Prinzip der Bilanzkreistreue). Zudem verspricht das Gesetz eine „freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt“, die für die Investitionen in die benötigten Erzeugungskapazitäten sorgen würde. Das neue Gesetz ist inzwischen über ein Jahr in Kraft, und daher ist es sinnvoll und notwendig, im Rahmen des Energiewende-Monitorings auch danach zu fragen, ob und in wie weit das Gesetz die bei seiner Verabschiedung gehegten Erwartungen erfüllt oder dies zumindest ansatzweise erkennen lässt. Die jährlichen gemeinsamen Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Bundeskartellamtes (BKartA) zu den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten liefern eine gute Basis für solche Analysen. Im Kapitel 9.4 spricht der Monitoring-Bericht der Bundesregierung das EnWG 2017 an, doch beschränken sich die Ausführungen dazu auf die kommentarlose Wiederholung der gesetzlichen Grundsätze des Strommarkts: Es fehlen aber Aussagen dazu, ob und in wieweit es bereits gelungen ist, diese Grundsätze zu realisieren.

176. Während das Vorgängergesetz vom 7. Juli 2005 auf der Basis von Verbändevereinbarungen kodifiziert wurde, mit denen die verschiedenen Akteursgruppen die Regeln des Strommarktwettbewerbs konzipiert und in der Praxis erprobt hatten, beruht das neue EnWG 2017 auf einem Grünbuch-Weißbuch-Prozess. Während an der Praktikabilität der Vorschriften des Vorgängergesetzes zum Zeitpunkt seiner Verabschiedung keine Zweifel bestehen konnten, liefert die Entstehungsgeschichte des neuen Gesetzes keine entsprechende Garantie. Aus Sicht der Expertenkommission ist der wettbewerbliche Strommarkt mit seinen vielen Akteurstypen und -rollen hoch komplex, wozu auch die vielen auf dem Energiewirtschaftsrecht beruhenden Verordnungen, EU-Interventionen und Sonderregelungen für einzelne Marktteilnehmer beitragen.

177. Dass mit dem EnWG 2017 der große Wurf für einen Stromwettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern nicht gelungen ist, scheint auch dem Gesetzgeber bewusst zu sein. Entsprechend wurde mit § 119 EnWG 2017 eine Verordnungsermächtigung geschaffen, die es erlaubt, bestimmten Unternehmen – aktuell die Teilnehmer der SINTEG-Projekte „Schaufenster intelligente Energie (SINTEG)“ – zeitlich befristete Vergünstigungen (aktuelle Befristung bis Mitte 2022) gegenüber dem Energiewirtschaftsrecht zu gewähren. Dabei geht es insbesondere um die Höhe der Netzentgelte bei Anlagen, die als Letztverbraucher eingestuft sind, und um den Verzicht auf Umlagen und Netzentgelten für Speicher. Die Vergünstigungen dürfen nur in Zeiten von Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Stromversorgung oder in Zeiten negativer Strompreise gewährt werden. Ähnlich selektiv werden mit dem § 13 (6a) EnWG 2017 auch bestimmte Power-to-Heat-Anlagen in Verbindung mit KWK-Anlagen als zuschaltbare Lasten begünstigt.

178. Nicht überraschend begrüßen insbesondere die Begünstigten die Experimentierklausel. Viele Unternehmen haben sich auch darum bemüht, noch in die SINTEG-Konsortien aufgenommen zu werden, um ebenfalls in den Genuss der Vergünstigungen zu kommen. Die Expertenkommission sieht diese Praxis jedoch kritisch. Man mag die rechtliche Zulässigkeit von staatlichen Diskriminierungseingriffen im vorliegenden Fall bejahen. Doch sind die wirtschaftlichen Probleme diskretionärer gesetzlicher Sonderregelungen erheblich: Welches Energieunternehmen wird ein Geschäftsmodell auf der Basis einer zeitlich auf 5 Jahre befristeten Sonderstellung entwickeln? Welcher Anlagenhersteller wird auf dieser Basis in neue Technologien und Produkte investieren? Wenn der bestehende elektrizitätswirtschaftliche Regulierungsrahmen mit Steuern, Abgaben und Umlagen im Wider-

spruch zu den Notwendigkeiten eines Strommarkts mit zunehmend flexibler Erzeugung und der damit verbundenen Flexibilisierung der Nachfrage und dem Aufbau einer Speicher-Infrastruktur steht, sollte der Gesetzgeber aktiv werden, um diese Inkongruenz grundlegend zu beseitigen, anstelle für einzelne Marktteilnehmer befristete Sonderregelungen zu schaffen und damit die Berechenbarkeit und Verlässlichkeit der Energiepolitik zu untergraben.

179. Bislang war die Elektrizitätsnachfrage in Deutschland weitgehend unelastisch, sieht man von einzelnen stromintensiven Anwendungen ab. Dies hatte den Gesetzgeber veranlasst, den Letztverbrauchern hohe finanzielle Lasten in Form von Steuern, Abgaben und Umlagen aufzubürden. Zudem wurden die Netzbetreiber mit zusätzlichen Kosten belastet, etwa zur Finanzierung des Offshore-Netzanschlusses, für Netz- und Kapazitätsreserven sowie für die Sicherheitsbereitschaft. Auch diese werden an die Letztverbraucher überwälzt. Die überwiegend auf den Energiebezug bezogene Finanzierung der Energiewende-Kosten stellt ein relevantes Hemmnis für Technologien der Sektorkopplung dar (zu Reformvorschlägen vgl. auch Kapitel 10). Dies betrifft nicht nur die in den SINTEG-Projekten engagierten Unternehmen, sondern alle Akteure, die sich aktiv auf die künftigen Elektrizitätsmärkte vorbereiten wollen und jetzt gegenüber den SINTEG-Unternehmen diskriminiert werden. Außerdem ist die Elektrizitätsnachfrage aus dem öffentlichen Netz perspektivisch preiselastischer als bisher unterstellt. Hauptgrund dafür ist die zunehmende Eigenstromerzeugung. Wegen der einhergehenden Entsolidarisierung wird diese inzwischen eher kritisch gesehen (EWK, 2014).

180. In mehrfacher Hinsicht ist die aktuelle Strommarktregulierung kritisch zu sehen. Die Bundesregierung sollte mit großer Energie an der Schaffung eines zukunftsfähigen, kohärenten und für alle Beteiligten einheitlichen Regulierungsrahmens arbeiten. Dies wurde im EnWG 2017 zwar in Aussicht gestellt, aber bisher nicht praktikabel umgesetzt. Vermutlich wird diese Aufgabe nicht ohne die konstruktive Mitwirkung des Bundesfinanzministeriums (BMF) zu bewältigen sein, vgl. dazu auch die Ausführungen in Kapitel 10.

Problematik des Regulierungsrahmens am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken

181. Oftmals werden Speicher in der Debatte um die Energiewende als Schlüsseltechnologie dargestellt. Bei einem hohen Anteil intermittierender Elektrizitätserzeugung braucht es komplementäre Flexibilitätsoptionen. Bei einem zunehmend ambitionierten Reduktionspfad von Treibhausgasemissionen (Zeithorizont ab 2040) werden solche Flexibilitäten nicht nur von Gasturbinen und Lastmanagement bereitgestellt werden können, sondern zunehmend auch von Speichern. Dabei ist das Stromsystem nicht auf klassische Speicher begrenzt, sondern auch funktionale Energiespeicher[21] können unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit zukünftig einen wichtigen Beitrag leisten (vgl. auch FfE, 2016).

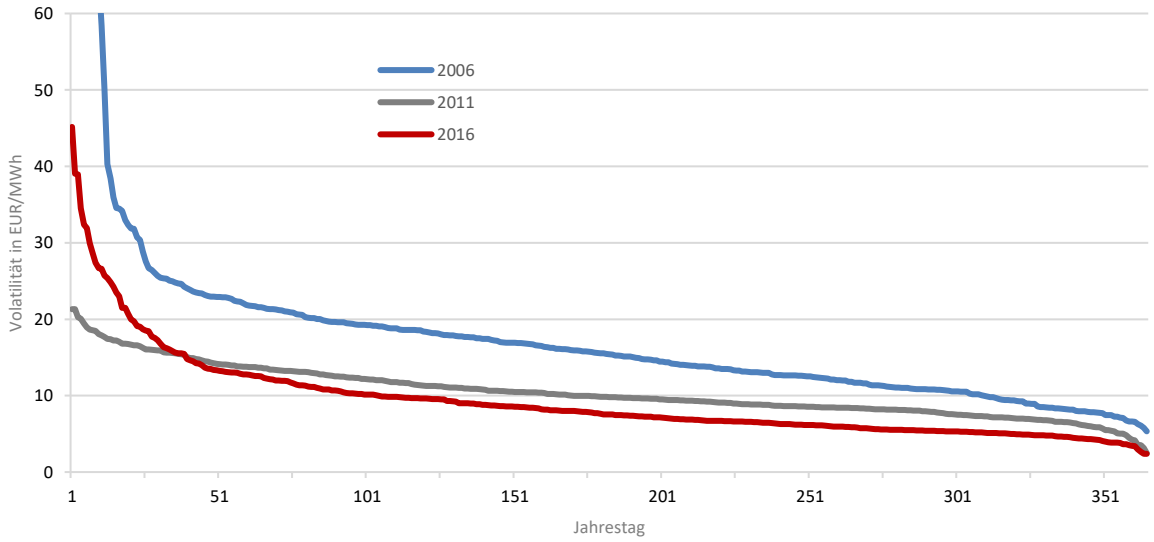
182. Neben Pumpspeicherkraftwerken zählen unter anderem Batterien, Druckluftspeicher, Schwungmassenspeicher und Kondensatoren zu weiteren gängigen Speichermöglichkeiten, die vor allem im Bereich der Systemdienstleistungen Anwendung finden. Pumpspeicherkraftwerke dagegen können neben der Bereitstellung von Systemdienstleistungen auch am regulären Spotmarkt teilnehmen. Die ältesten heute noch aktiven Pumpspeicher wurden bereits in den 1920er und 1930er Jahren in Betrieb genommen. Laut Kraftwerksliste der BNetzA sind zurzeit 33 Pumpspeicher mit einer gesamten installierten Leistung von ca. 9,5 GW an das deutsche Netz angeschlossen (BNetzA, 2018f). Davon liegen sieben Speicher mit einer installierten Leistung von ca. 1,8 GW in Österreich und ein Weiterer mit einer Leistung von ca. 1,3 GW in Luxemburg (Vianden). Alle speisen direkt ins deutsche Netz ein.

[21] Als funktionale Speicher bezeichnet man im weitesten Sinne alle Möglichkeiten der Angebots- und/oder Nachfrageflexibilisierung.

183. Im Wälzbetrieb befördert das Pumpspeicherkraftwerk unter Strombezug zu Niedrigpreiszeiten Wasser ins Oberbecken. Zu Spitzenpreiszeiten wird das Wasser des Oberbeckens zur Stromerzeugung wieder über eine Turbine ins Unterbecken geleitet. In der Vergangenheit haben Pumpspeicher dazu beigetragen, Grundlastkraftwerken wie Braunkohle- oder Kernkraftwerken einen stetigen Betrieb zu ermöglichen. Pumpspeicherkraftwerke eignen sich jedoch auch dazu, durch Erneuerbare Energien induzierte hohe Residuallastgradienten[22] auszugleichen.

184. Am liberalisierten Strommarkt agiert der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks folgenderweise um Deckungsbeiträge zu generieren: Sind die Preise niedrig, wird Strom für den Ladebetrieb bezogen, sind die Preise hoch, wird Strom im Turbinenbetrieb generiert und verkauft. In der Vergangenheit wurde demzufolge in der Regel nachts geladen und mittags verkauft. Die traditionellen tageszeitlichen Preisfluktuationen werden jedoch durch Photovoltaik-Leistungen von über 40 GW gedämpft. Dies kann in Form abnehmender Volatilitäten[23] in Abbildung 11 beobachtet werden. Gezeigt sind drei als Jahresdauerlinien bezeichnete Kurven aus den Jahren 2006, 2011 und 2016. Zunächst wird die tägliche Volatilität über ein Jahr ermittelt – entspricht 365 Werten (in Schaltjahren 366 Werten) - und anschließend in abnehmender Reihenfolge aufgetragen. War die Volatilität im Jahr 2006 an knapp 100 Tagen noch über 20 Euro pro Megawattstunde, so ist sie im Jahr 2016 nur noch an knapp 25 Tagen größer als 20 Euro pro Megawattstunde. Wissenschaftler gehen jedoch davon aus, dass mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, die Volatilität zukünftig, zu einem noch nicht bekannten Zeitpunkt, wieder zunehmen wird (Winkler und Altmann, 2012).

Abbildung 11: Tägliche Volatilität am deutschen Day-ahead Markt als Jahresdauerlinie



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von EPEXSpot (2018)

185. Mit dem zunehmenden Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen haben nicht nur die Preis-Spreads abgenommen, auch der Strombezug von Pumpspeicherkraftwerken ist wegen höherer Umlagen und Entgelten teurer geworden. In seiner Eigenschaft als Letztverbraucher – laut gültiger Rechtsprechung vom Bundesgerichtshof –

[22] Die Residuallast wird hier als die Differenz von Last und erneuerbarer Stromerzeugung verstanden. Der Gradient beschreibt eine Änderung dieser Größe.

[23] Die Volatilität ist hier als die Standardabweichung des mittleren stündlichen Preises über einen Tag definiert.

ist der Strombezug von Pumpspeichern nicht von sämtlichen Abgaben befreit (BGH, 2009). Zusätzlich zu Netznutzungsentgelten werden auch die KWK-Umlage (entfallen nach Günther (2016) ab KWKG 2017), die Offshore-Umlage, die AbLaV-Umlage und die StromNEV-Umlage fällig. Von der Konzessionsabgabe, der Stromsteuer und der EEG-Umlage sind sie in der Regel befreit (vgl. auch FfE, 2014). Beim Wiederverkauf von Pumpstrom muss sich der Betreiber mit den Preiserlösen am Großhandelsmarkt zufriedengeben. Die Erlöse aus den ohnehin schon geringeren Preis-Spreads müssen also noch zusätzlich die genannten Netzentgelte und Umlagen decken. Ein wirtschaftlicher Betrieb wird zunehmend erschwert.

186. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung setzt sich in Kapitel 9 mit Speichern im Stromsystem auseinander und stellt dabei richtigerweise fest, dass Speicher als Flexibilitätsoption mit zunehmendem Ausbau volatiler Erzeugungsanlagen eine wichtige Rolle spielen. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass Speicher nach EnWG als Letztverbraucher eingestuft werden, tatsächlich aber von den meisten Abgaben freigestellt sind. Die Expertenkommission möchte darauf hinweisen, dass gerade hier eine differenzierte Betrachtung des regulatorischen Rahmens von Speichern notwendig ist. Es macht wenig Sinn, neue Speichertechnologien mit staatlichen Beihilfen zu fördern, aber gleichzeitig den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der vorhandenen Pumpspeicher durch engstirnige Abgaben und Umlagen zu gefährden.

187. Mit der Novelle des EnWG 2011 (unverändert im EnWG 2017) hatte der Gesetzgeber festgelegt, dass neue oder modernisierte Pumpspeicherkraftwerke beim Strombezug „von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt“ sind (EnWG 2011). Neue Speicher, die ab August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, erhalten für 20 Jahre eine Befreiung. Bestehende Pumpspeicherwerke, die ihre Pump- oder Turbinenleistung um mindestens 15 % und die Kapazität des Speichers um mindestens 5 % erhöhen, erhalten eine Befreiung über zehn Jahre. Aus Sicht der Expertenkommission ist es nicht zielführend, neue Speicher gegenüber alten Speichern zu bevorzugen. Es sollten keine neuen Speicher gefördert werden, wenn alte Speicher schon nicht mehr rentabel sind.

188. Zudem herrschte Rechtsunsicherheit bzgl. der Formulierung im EnWG im Hinblick auf den Umfang der Entgeltbefreiung. Während sich die juristische Literatur laut Weitner (2016) darüber einig war, dass es sich bei der Entgeltbefreiung nicht ausschließlich um Netznutzungsentgelte handelt, sondern auch um die KWK-Umlage, die AbLaV-Umlage, die Offshore-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage und das Entgelt für den Messstellenbetrieb inkl. Messung und Abrechnung, hat die BNetzA in einem Beschluss präzisiert, dass es sich bei den Ausnahmen ausschließlich um die Netznutzungsentgelte des Übertragungs- und Verteilnetzes handele. Diese Auffassung wurde in Beschlüssen sowohl vom Oberlandesgericht Düsseldorf am 9.3.2016 (OLGD, 2016) als auch vom Bundesgerichtshof am 20.06.2017 (BGH, 2017) bestätigt.

189. Die Folge ist eine zunehmende Investitionszurückhaltung. Im Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 schreiben die Übertragungsnetzbetreiber, dass aktuell ein rückläufiger Trend bei der Realisierung geplanter Pumpspeicherkraftwerke zu beobachten sei (Stand: Januar 2016). Im optimistischen Szenario B des Szenariorahmens für 2030 wurde Ende 2016 noch eine voraussichtliche installierte Leistung von 11,9 GW angenommen. Der neue Entwurf zum Szenario B für 2030 (Stand: Januar 2018) geht nur noch von einer installierten Leistung von 9,6 GW aus.

190. Exemplarisch sei eine Pressemitteilung vom Oktober 2017 erwähnt, in der die EnBW AG das bei Umweltverbänden umstrittene Pumpspeicherprojekt Atdorf im Südschwarzwald nicht weiterverfolgt (EnBW, 2017). Das geplante Pumpspeicherkraftwerk mit einer Leistung von 1.400 Megawatt hätte mit Kosten von 1,6 Milliarden Euro realisiert werden sollen (Heise, 2017). Als Gründe für die Nichtrealisierung werden zusätzliche Kosten und

mögliche Zeitverzögerungen in einem ohnehin schon erschwerten energiewirtschaftlichen und regulatorischen Umfeld für Pumpspeicher angeführt.

191. Im internationalen Kontext sind Pumpspeicher eine der Optionen für 100 %-Erneuerbare-Szenarien (z. B. Jacobson et al., 2015). Ein unklarer Rechtsrahmen ist ein Hemmnis für entsprechende Investitionen. Gerade Pumpspeicherkraftwerke mit ihren sehr langen Investitionszyklen brauchen Rechtssicherheit. Sollen Speicher mittel- bis langfristig eine wieder größere Rolle im deutschen Stromsystem spielen, so müsste die Bundesregierung entsprechend aktiv werden. Die Expertenkommission empfiehlt darüber hinaus, neue Speicher nicht mehr gegenüber alten Speichern zu bevorzugen.

Bilanzkreistreue

192. In Kapitel 9.4 des Monitoring-Berichts betont die Bundesregierung die Bedeutung der Bilanzkreistreue: „Wer Strom an Kunden verkauft, muss eine identische Menge beschaffen, die von den Versorgern zeitgleich ins Netz eingespeist wird.“ Dadurch sollen „Stromhändler in die Pflicht genommen“ werden. Ein Stromhändler (als Bilanzkreisverantwortlicher) muss also in jeder Viertelstunde exakt so viel Strom erzeugen bzw. beschaffen, wie seine Kunden verbrauchen. Andernfalls verbleibt ein Ungleichgewicht (Bilanzkreisabweichung). Wenn einige Bilanzkreise über zu viel Strom (Überdeckung) und andere dafür über zu wenig Strom verfügen (Unterdeckung), gleichen sich die Abweichungen innerhalb einer Regelzone wieder aus und sind aus Systemsicht unproblematisch. Der Saldo aller Bilanzkreisabweichungen (Netzregelverbund- oder NRV-Saldo)[24] stellt das physikalisch verbleibende Ungleichgewicht dar und muss von den Übertragungsnetzbetreibern durch Regelenergie ausgeglichen werden. Wäre das verbleibende Ungleichgewicht sehr groß und könnten die Übertragungsnetzbetreiber es nicht über Regelenergie ausgleichen, entstände eine systemkritische Situation. Aus diesem Grund ist die Bilanzkreistreue wichtig: Sie soll dazu führen, dass systemkritische Abweichungen bereits durch die Bilanzkreisverantwortlichen vermieden werden, indem diese ihre Abweichungen vorab an den kurzfristigen Strommärkten handeln.

193. Trotz der immensen Bedeutung, die auch das Strommarktgesetz der Bilanzkreistreue beimisst, werden derzeit keine Informationen zu den statistischen Abweichungen der einzelnen Bilanzkreise veröffentlicht. Lediglich die saldierten Bilanzkreisabweichungen (Netzregelverbund- oder NRV-Saldo) sind verfügbar. Eine Auswertung der Daten in Abbildung 12 zeigt, dass das System zu funktionieren scheint: In den Jahren 2012 bis 2014 ist die Spannbreite der Abweichungen gesunken und ist seitdem relativ konstant. Es muss weniger Regelenergie vorgehalten und eingesetzt werden, um das System stabil zu halten.

194. Die Kosten für den Ausgleich durch Regelenergie müssen diejenigen Bilanzkreisverantwortlichen bezahlen, die das Ungleichgewicht verursacht haben. Dabei gilt vereinfacht, dass diejenigen, die das Ungleichgewicht verstärken, zahlen müssen und diejenigen, die zum Ausgleich des Systems beitragen, eine Erstattung erhalten. Der für jede Viertelstunde ermittelte Ausgleichsenergiepreis (reBAP[25]) kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen. Das Vorzeichen des Ausgleichsenergiepreises hängt dabei maßgeblich von dem Vorzeichen des NRV-Saldos ab, also davon, ob insgesamt in der entsprechenden Viertelstunde ein Elektrizitätsüberschuss oder ein Elektrizitätsdefizit herrscht, welches die Übertragungsnetzbetreiber durch Regelenergie decken müssen. Prinzipiell sind alle Bilanzkreisverantwortlichen zur Einhaltung der Bilanzkreistreue verpflichtet. Unter anderem durch die symmetrische Preisgestaltung eröffnet sich jedoch eine Möglichkeit für Spekulationen: Bei Erwartung eines hohen reBAP könnten die Bilanzkreisverantwortlichen bewusst eine Überdeckung ihres Bilanzkreises

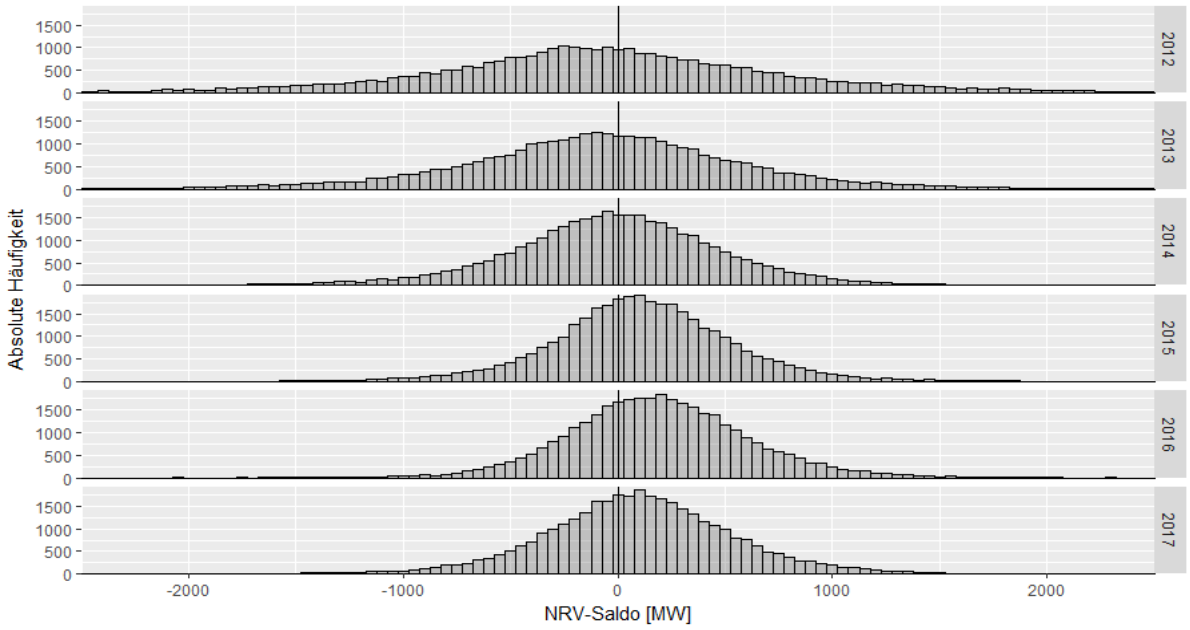
[24] Der Saldo aller Bilanzkreisabweichungen im deutschen Netzregelverbund wird als NRV-Saldo bezeichnet und auf www.regelleistung.net von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht.

[25] reBAP - regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis, verkürzt auch Ausgleichsenergiepreis genannt.

einplanen und vice versa. Ob diese Möglichkeit zur Spekulation auf die Ausgleichsenergiepreise unterbunden werden sollte oder als „passives Ausgleichen“ erlaubt sein sollte, ist Gegenstand aktueller Diskussionen und auch im europäischen Ausland nicht einheitlich geregelt.

195. Scheinbar ist der Ausgleich der Bilanzkreise momentan aber quasi noch zum „Nulltarif“ zu haben, wie ein Blick auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise bestätigt. Der Ausgleichsenergiepreis bei negativen NRV-Salden ist schon seit 2012 eher gering und in den letzten Jahren ist auch der Ausgleichsenergiepreis bei positiven NRV-Salden deutlich gesunken (vgl. Abbildung 13). Die Formulierung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung in Kapitel 9.2, dass bei Nichteinhaltung der Bilanzkreistreue „empfindliche Strafe[n]“ zu zahlen wären, entspricht daher nicht der Realität. Durch bessere Wind- und PV-Erzeugungsprognosen, durch die zunehmende Nutzung eines viertelstündlichen Intraday-Marktes in Ergänzung zu den Stundenprodukten des Day-ahead-Marktes, durch die Automatisierung des Intraday-Marktes und durch den kürzeren zeitlichen Vorlauf dieses Handels gegenüber der eigentlichen Lieferperiode hat sich die Bilanzkreistreue insgesamt verbessert. Eine Rolle spielt dabei auch, dass viele Bilanzkreise Kooperationen mit anderen Bilanzkreisen eingegangen sind oder ihre Elektrizität über ein „Rundum-Sorglos-Paket“ beziehen, wobei die Lieferanten die Risiken von Bilanzkreisabweichungen tragen. Trotz Zubaus an intermittierender Elektrizitätserzeugung ist derzeit kein erhöhter Bedarf an Ausgleichsenergie zu verzeichnen. Für die Anbieter von Flexibilität (Stromspeicher, Power-to-Heat-Anlagen, Lastmanagement etc.) gibt es entsprechend auch noch keine attraktive Vergütung, aus der sich entsprechende Investitionen finanzieren ließen. Speicher und andere Flexibilitätsoptionen wie flexible Verbraucher und Gasturbinen können nach wie vor kaum wirtschaftlich betrieben werden (vgl. Ziffern 181 ff.). Diese Beobachtung lässt den Schluss zu, dass es momentan ausreichend Flexibilität an den Strommärkten gibt. In einem zukünftigen Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer werden zusätzliche Flexibilitäten aber wohl unerlässlich sein. Die Verpflichtung zur Bilanzkreistreue mit entsprechender Sanktionierung bei Fehlverhalten ist aus Sicht der Expertenkommission das geeignete Instrument, um die Flexibilitäten am regulären Strommarkt und nicht außerhalb des Strommarktes (als Systemdienstleistung) zu vergüten.

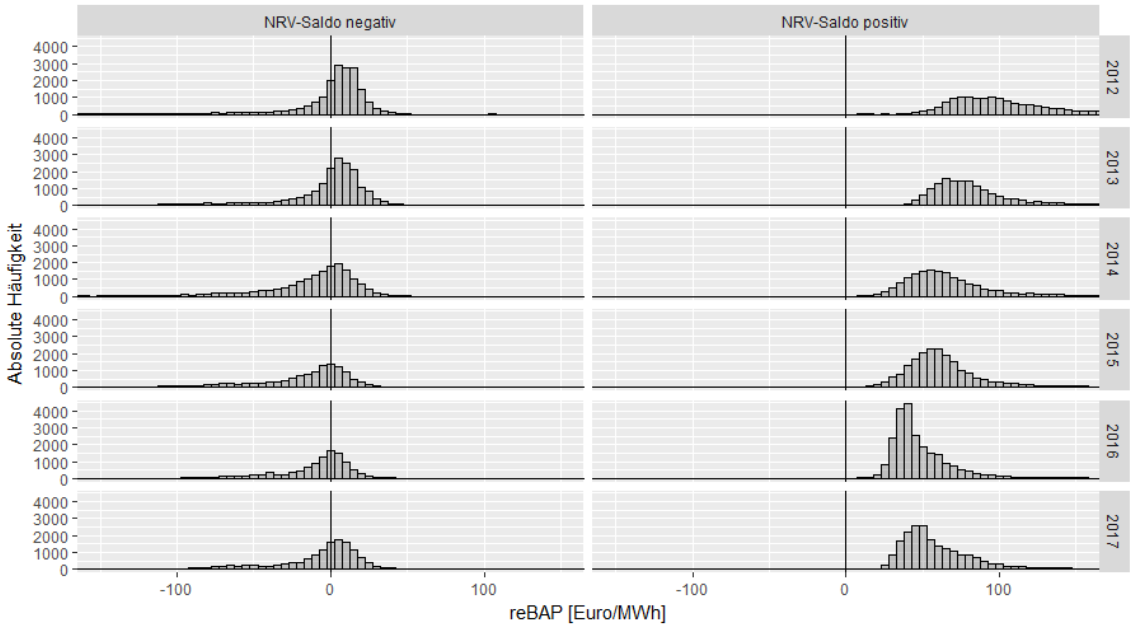
Abbildung 12: Entwicklung der Häufigkeitsverteilung des NRV-Saldos



Anmerkung: Für jede Viertelstunde des Jahres wird der NRV-Saldo veröffentlicht. Zur übersichtlichen Darstellung wurden die NRV-Saldos auf einen Wertebereich von ±2.500 Megawatt begrenzt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von www.regelleistung.net

Abbildung 13: Entwicklung der Häufigkeitsverteilung des Ausgleichsenergiepreises (reBAP)



Anmerkung: Für jede Viertstunde des Jahres wird der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) veröffentlicht. Zur übersichtlichen Darstellung wurde der reBAP auf einen Wertbereich von ±150 Euro pro Megawattstunde begrenzt und für positive und negative NRV-Salden separat ausgewiesen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von www.regelleistung.net

Netzengpässe

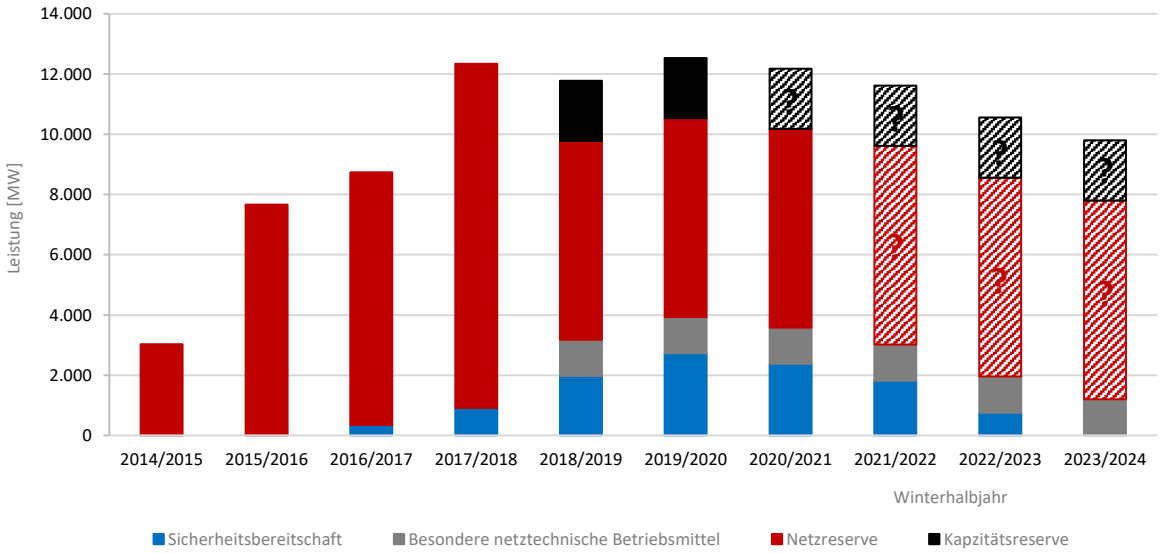
196. Auch bei vorbildlich ausgeglichenen Bilanzkreisen können Netzengpässe auftreten. Im aktuellen Strommarktdesign ohne regionale Flexibilitätsmärkte können Netzengpässe nur außerhalb des Marktes durch die Netzbetreiber gelöst werden, die dazu auf Eingriffe in die Handelsergebnisse (vor allem Redispatch und „Einspeisemanagement“ von Windstromerzeugung) zurückgreifen (vgl. Kapitel 7.4). Marktbasierte Lösungen würden voraussetzen, dass sich die regionalen Knappheitssituationen in regionalen Preisen widerspiegeln, was letzten Endes die zeitweilige Aufteilung der einheitlichen Preiszone innerhalb Deutschlands erfordert. Dies schließt die Bundesregierung derzeit aus und formuliert dies auch noch einmal in Kapitel 9.4 ihres Monitoring-Berichts. Dabei ist es möglich, dass die Europäische Union auf eine Aufteilung der deutschen Gebotszone pochen wird. Die bereits erfolgte Aufteilung der vormals gemeinsamen Gebotszone mit Österreich war innenpolitisch leichter umzusetzen, sorgt aber nicht für Investitionsanreize in Kapazitäten in Süddeutschland. Alternativ zur Aufspaltung in Preiszonen könnten regional unterschiedliche Entgelte für die Einspeisung ins Stromnetz eingeführt werden und für entsprechende Investitionsanreize sorgen (vgl. Ziffer 244).

Diverse Reservemechanismen

197. Die Expertenkommission hatte bereits in ihrer Stellungnahme zum Berichtsjahr 2012 (EWK, 2014a) darauf hingewiesen, dass mit der Netzreserve im Jahr 2013 ein Instrument geschaffen wurde, das die Kompetenzen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur ausweitet und keine Anreize zur marktbasierten Behebung von Netzengpässen setzt. Die Netzreserve wurde nun nicht nur über das Jahr 2017 hinaus verlängert, auch sind mit dem neuen Strommarktgesetz noch weitere Reservemechanismen (Kapazitätsreserve, besondere netztechnische Betriebsmittel und die Sicherheitsbereitschaft) mit unterschiedlichen Aufgabenbereichen hinzugekommen.

198. Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten in den diversen Reservemechanismen bis 2024. Die Kraftwerkskapazitäten, die auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden, sind in den letzten Jahren stark angestiegen und haben mittlerweile eine Größenordnung von bedeutenden Elektrizitätserzeugungsunternehmen (vgl. BNetzA/BKartA, 2017, S. 44). Damit wird ein nicht unwesentlicher Anteil der konventionellen Kapazitäten aus dem Strommarkt genommen und anderweitig finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des Energy-only-Marktes und der Entflechtung von Netzbetrieb und Erzeugung. Die Begründungen zur Einrichtung der Reserven aus Versorgungssicherheitsgründen sind zudem nicht immer überzeugend, worauf auch die EU-Kommission und die Monopolkommission hinweisen. In diesem Zusammenhang fordert auch die Expertenkommission einen transparenteren Umgang mit den Annahmen und den Modellen zur Berechnung der Bedarfe (vgl. Ziffer 218).

Abbildung 14: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten (Stand: April 2018



Anmerkungen: Die Darstellung gibt den Stand zum April 2018 wieder. Für die zukünftigen Jahre liegen zum Teil noch keine Berechnungen vor. Mit dem Voranschreiten des Kernenergieausstiegs, einem möglichen Kohleausstieg, dem weiterhin fehlenden Netzausbau und dem beschleunigten EE-Ausbau können die benötigten Reserven zukünftig auch weiter steigen.

Die Kapazitätsreserve kann ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 nach § 13e EnWG auch höher ausfallen. In der Darstellung wurde weiterhin von zwei Gigawatt ausgegangen.

Der Bedarf an Netzreserve wird jährlich in der Systemanalyse bestimmt. Für den Zeitraum ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 liegen derzeit noch keine Berechnungen vor. In der Darstellung wurde daher für diesen Zeitraum von dem Wert des Winterhalbjahres 2020/2021 ausgegangen. Knapp 50 % der hier dargestellten Netzreserve-Kapazitäten wurde bisher im europäischen Ausland kontrahiert (BNetzA, 2018a).

Nach dem Referentenentwurf zur Kapazitätsreserveverordnung (BMWi, 2017b) verringert sich die ausgeschriebene Netzreserve zukünftig um die in der Kapazitätsreserve bezuschlagten Anlagen, die durch ihre geografische Lage geeignet sind, auch Netzreserve zu erbringen. In der Darstellung sind die Netzreserve und die Kapazitätsreserve zunächst separat ausgewiesen, da noch nicht absehbar ist, welcher Anteil der Anlagen zur gemeinsamen Erbringung geeignet sein wird.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EnWG 2017, BMWi (2017b), BNetzA (2016a, 2017a, 2017b, 2018a, 2018b) und BNetzA/BKartA (2017) und eigenen Berechnungen

199. Sämtliche Reservekapazitäten dürfen nicht am regulären Strommarkt teilnehmen (Vermarktungsverbot). Dadurch sollen Wettbewerbsverzerrungen verhindert werden. Die Betreiber der Reserveanlagen erhalten neben einem Leistungspreis für die Bereithaltung der Anlagen noch einen Arbeitspreis ausgezahlt, sofern die Anlagen tatsächlich eingesetzt werden. Der überwiegende Anteil der Kosten für die Reservemechanismen werden von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte getragen (vgl. Kapitel 7.4). Nachdem eine Anlage einmal in der Reserve war, gilt zumindest für die Anlagen der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft auch ein Rückkehrverbot in den Strommarkt. Diese Anlagen müssen anschließend stillgelegt werden. Im Monitoring-Bericht spricht die Bundesregierung die diversen Reservemechanismen in den Kapiteln 9.1, 9.2, 9.4 und 12.4 an. Da die Reservethematik in den letzten Jahren zunehmend komplexer geworden ist, werden die verschiedenen Instrumente nachfolgend kurz besprochen und insbesondere zur Kapazitätsreserve und zur Sicherheitsbereitschaft einige weiterführende Gedanken formuliert.

Reservemechanismen zur Behebung von Netzengpässen

200. Die Netzreserve (auch Winterreserve) nach Netzreserveverordnung (NetzResV) dient seit 2013 der Behebung von Netzengpässen in den Wintermonaten durch Kraftwerke in Süddeutschland und im Ausland. Reichen die vertraglich gesicherten Redispatchkraftwerke nicht aus oder wirken nur ineffektiv auf den Engpass, werden Kraftwerke aus der Netzreserve eingesetzt. Der Bedarf an Netzreserve wird jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber in der Systemanalyse bestimmt und von der Bundesnetzagentur bestätigt: Für das Winterhalbjahr 2016/2017 waren 5,4 Gigawatt (BNetzA, 2016a) und für das Winterhalbjahr 2017/2018 waren 10,4 Gigawatt (BNetzA, 2017a) vorgesehen. Für das kommende Winterhalbjahr 2018/2019 wird mit 6,6 GW gerechnet (BNetzA, 2018a). Zum Einsatz und den Kosten der Netzreserve vgl. auch Kapitel 7.4.

201. Mit dem Strommarktgesetz wurden zusätzlich Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG eingeführt. Zur Behebung von Netzengpässen sollten die Übertragungsnetzbetreiber selbst bis zu zwei Gigawatt Gaskraftwerke errichten und betreiben dürfen. Wohl auf Druck der Europäischen Kommission wurde der Paragraph im Zuge des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) im September 2017 gestrichen und durch „besondere netztechnische Betriebsmittel“ nach § 11 (3) EnWG ersetzt. Sie sollen eingesetzt werden, um den Ausfall regulärer Betriebsmittel auszugleichen. Der von der BNetzA bestätigte Neubau-Bedarf von 1,2 Gigawatt (BNetzA, 2017b) soll im Frühjahr 2018 von den Übertragungsnetzbetreibern technologieneutral ausgeschrieben werden. Im Gegensatz zu den Netzstabilitätsanlagen soll der Betrieb nicht mehr durch die Übertragungsnetzbetreiber, sondern durch Dritte stattfinden.

Kapazitätsreserve

202. Die mit dem Strommarktgesetz neu eingeführte Kapazitätsreserve (auch strategische Reserve) nach § 13e EnWG soll zukünftig in Situationen eingesetzt werden, in denen die Regelleistung nicht ausreicht, um den NRV-Saldo[26] auszugleichen[27]. Ab dem Winterhalbjahr 2018/2019 ist eine Kapazitätsreserve von zwei Gigawatt und ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 eine Leistung von bis zu 5 % der durchschnittlichen Jahreshöchstlast vorgesehen.

203. Der Gesetzgeber scheint sich nicht darauf verlassen zu wollen, dass die Forderung nach Bilanzkreistreue in Zukunft unter allen Umständen funktioniert. Im Referentenentwurf zur Kapazitätsreserveverordnung werden drei außergewöhnliche Marksituationen als Auslöser für die Aktivierung der Kraftwerke definiert[28]. Bisher sind diese Marktsituationen nicht eingetreten und sie sind auch nur bei gröbsten Verstößen gegen das Prinzip der Bilanzkreistreue denkbar (vgl. Ziffern 192 ff.). Damit spricht die Einführung der Kapazitätsreserve den Bilanzkreisverantwortlichen implizit das Vermögen ab, kontinuierlich für ausgeglichene Bilanzkreise sorgen zu können und die nötigen Flexibilitäten hierfür auch frühzeitig kontrahieren zu können. Die Expertenkommission sieht einen gewissen Widerspruch in der Einführung der Kapazitätsreserve und der Aussage der Bundesregierung in Kapitel 9.4 ihres Monitoring-Berichts, dass mit der Bilanzkreistreue die Versorgung sicher bleibe. Die Expertenkommis-

[26] Der Saldo aller Bilanzkreisabweichungen im Netzregelverbund wird als NRV-Saldo bezeichnet.

[27] Diese Situation wird auch Kapazitätsengpass oder Leistungsbilanzdefizit genannt.

[28] Die zurzeit im Referentenentwurf vorliegende Kapazitätsreserveverordnung (BMWi, 2017b) definiert drei außergewöhnliche Marktsituationen am Spotmarkt als Auslöser für die Aktivierung der Kapazitätsreserve. Erhält beispielsweise in der vortägigen Auktion am Day-ahead-Markt ein unlimitiertes Kaufgebot keinen Zuschlag, können die Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve einschalten lassen (vgl. § 25 KapResV).

sion stimmt der Bundesregierung zu, dass die Kapazitätsreserve nicht die freie Preisbildung am Strommarkt behindere. Die Einführung der Kapazitätsreserve beeinträchtigt aber die auf der Schaffung von Flexibilitätsoptionen basierenden Geschäftsmodelle.

204. Die Expertenkommission hatte in der letzten Stellungnahme empfohlen, dass die Dimensionierung der Kapazitätsreserve nach Maßgabe eines Zuverlässigkeitsstandards erfolgen sollte (vgl. EWK, 2016 und Ziffer 218). Während die Bundesregierung im EnWG bisher die Definition eines Zuverlässigkeitsstandards offen ließ, lassen sich in den Dokumenten zur beihilferechtlichen Prüfung der Kapazitätsverordnung durch die Europäische Kommission Hinweise auf einen in Deutschland unterstellten Standard finden. In diesen Dokumenten vom Januar 2017 bewertet die Bundesregierung die Erforderlichkeit und Dimensionierung der Kapazitätsreserve anhand eines „Reasonable Worst-Case-Szenarios“ zum europäischen Strommarkt im Jahr 2020. In diesem Szenario wurde eine Fülle sehr pessimistischer Annahmen getroffen (vgl. EU-KOM, 2017f, Absatz 90). Unter diesen Annahmen ergibt sich für Deutschland im Jahr 2020 eine „Loss of Load Expectation“ (LOLE) von fünf Stunden pro Jahr – ohne Berücksichtigung der Kapazitätsreserve aber unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Stromhandels. Darauf aufbauend argumentiert die Bundesregierung bezüglich der Dimensionierung der Kapazitätsreserve wie folgt: „Die Kapazitätsreserve wird in Höhe von zwei Gigawatt benötigt, um den LOLE von fünf auf drei Stunden zu senken. Eine geringere Reserveleistung würde zu einem LOLE über drei Stunden führen.“ Damit scheint sich die Bundesregierung zumindest in diesem Kontext auf ein Versorgungssicherheitsniveau von drei Stunden pro Jahr festgelegt zu haben. Aus Sicht der Expertenkommission wäre es sinnvoll, dass die Bundesregierung einen Standard bestätigt und mit Fakten untermauert (vgl. dazu auch Ziffer 218).

Sicherheitsbereitschaft, Braunkohle- oder Klimareserve

205. Als Beitrag zur Erreichung der Klimaziele werden acht Braunkohleblöcke (2,7 Gigawatt Erzeugungsleistung) bis Oktober 2019 in die Sicherheitsbereitschaft (auch Braunkohle- oder Klimareserve) nach § 13g EnWG überführt. Die Kraftwerke werden ab dem im Gesetz genannten Datum für jeweils vier Jahre vorläufig stillgelegt. Sie dürfen während dieser Zeit nicht am Strommarkt teilnehmen, müssen aber bei Aufforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb von zehn Tagen einsatzbereit sein. Nach Ablauf der vier Jahre sollen die Kraftwerke dann endgültig stillgelegt werden. Aufgrund der langen Vorlaufzeit eignet sich die Sicherheitsbereitschaft weder für Aufgaben der Kapazitätsreserve noch der Netzreserve, sondern für Engpässe, die sich mindestens zwei Wochen im Voraus abzeichnen. Entsprechend wird die Sicherheitsbereitschaft auch nicht in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit (Systemanalyse) berücksichtigt.

206. Die Bundesregierung erhofft sich durch die Stilllegung der acht Braunkohleblöcke jährliche Emissionseinsparungen von 12,5 Millionen Tonnen CO_2 ab dem Jahr 2020 (vgl. Kapitel 9.1 im Monitoring-Bericht). Es ist jedoch intransparent, wie die Bundesregierung zu dieser Einschätzung gelangt. Bei der Berechnung der Emissionsminderungswirkung muss berücksichtigt werden, dass die fehlende Elektrizitätsmenge durch andere Erzeugungsanlagen ersetzt werden muss. Dies kann nur durch Erzeugungstechnologien mit höheren Grenzkosten – also vornehmlich Steinkohle- und Erdgaskraftwerke – geschehen. Der Einsatz teurerer Kraftwerke und die damit verbundene Erhöhung der Großmarktpreise mag auch eine dämpfende Wirkung auf die Nachfrage haben. Da die Elektrizitätsnachfrage aber weitestgehend unelastisch ist, wird der größte Teil substituiert werden müssen. Man mag einwenden, dass durch die Reduktion der Braunkohleerzeugung die Exporte abnehmen. Aber auch die fehlenden Exporte müssten anderweitig erzeugt werden. Eine Verlagerung von Emissionen aus Deutschland ins europäische Ausland ist nur für die bilanzielle Erfüllung der deutschen Reduktionsziele relevant, stellt aber keine effiziente Lösung im Sinne eines globalen Klimaschutzes dar. Nach (EU-KOM, 2016e) wurden bei der Berechnung der Emis-

sionsminderungswirkung Substitute berücksichtigt. Bei überschlägiger Rechnung kommt die Expertenkommission aber nur im günstigsten Fall der vollständigen Substitution durch effiziente GuD-Kraftwerke zu ähnlichen Ergebnissen[29].

207. Auch der Gesetzgeber scheint geahnt zu haben, dass die Erreichung der angegebenen Emissionsminderung schwierig werden kann. So wurde bereits im Gesetzestext (vgl. § 13g (8) EnWG) festgehalten, dass die Betreiber bei abzusehender Nichterreichung des Emissionsminderungsziels „Pläne" vorlegen sollen, wie die fehlende Emissionsreduktion erreicht werden kann. Wie genau diese zusätzlichen Maßnahmen jedoch aussehen sollen, scheint sowohl dem Gesetzgeber als auch der Bundesregierung im Monitoring-Bericht in Kapitel 9.1 unklar zu sein.

208. Nach (EU-KOM, 2016e) und (Bundestag, 2018) scheint auch nicht vorgesehen zu sein, dass die Bundesregierung von den Neuerungen im Europäischen Handelssystem Gebrauch machen wird, wonach Mitgliedstaaten bei Kraftwerksstilllegungen die entsprechende Anzahl an CO_2-Zertifikaten löschen können (vgl. dazu Ziffer 60 ff. in Kapitel 2.5). Somit gelangen die nicht genutzten Zertifikate zurück auf den Markt und die Emissionen werden lediglich verlagert. Die Wirkung der Sicherheitsbereitschaft für den Klimaschutz wäre damit zunichte.

209. Für fünf der acht stillzulegenden Braunkohleblöcke fällt das Ende ihrer technischen Lebensdauer zudem in den Zeitraum der Sicherheitsbereitschaft. Im Netzentwicklungsplan 2030 wird im günstigsten Fall mit einer technischen Lebensdauer von Braunkohlekraftwerken von 50 Jahren gerechnet[30] (NEP, 2017). Die bisher stillgelegten Braunkohlekraftwerke in Deutschland waren im Durchschnitt 51 Jahre alt[31]. Selbst wenn man von längeren Laufzeiten von 55 Jahren ausgeht, hat die frühzeitige Stilllegung von fünf Blöcken keinen Einfluss auf die Emissionsminderung im Jahr 2030. Die Emissionsminderungswirkung der vorzeitigen Stilllegung der Blöcke kann also nur für die Jahre bis zum Erreichen des Endes der Lebensdauer gelten. In diesem Zusammenhang ist die Aussage, dass durch die Sicherheitsbereitschaft ab 2020 jährlich mit einer entsprechenden Emissionseinsparung gerechnet werden kann, nicht richtig.

210. Die Vorhaltung der Braunkohleblöcke in der Sicherheitsbereitschaft wird nach Schätzung der Bundesregierung etwa 230 Mio. Euro pro Jahr über einen Zeitraum von sieben Jahren kosten, in Summe also 1,6 Milliarden Euro (Bundestag, 2016). Diese Summe orientiert sich an den entgangenen Gewinnen der Braunkohlebetreiber über vier Jahre und wurde von der EU in einem beihilferechtlichen Verfahren bestätigt (EU-KOM, 2016e). Laut Gesetzgeber handelt es sich bei der Stilllegung der Braunkohlekraftwerke primär um einen Beitrag zur Emissionsminderung. Um das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Sicherheitsbereitschaft als Klimabeitrag bewerten zu können, sollten die Kosten je eingesparter Tonne CO_2 transparent beziffert werden. Eine überschlägige Rechnung der Expertenkommission – auch unter Berücksichtigung der in den Absätzen zuvor genannten Aspekte – legt nahe, dass die CO_2-Vermeidungskosten in der Größenordnung des aktuellen CO_2-Zertifikatepreises liegen und die Braunkohlestilllegung damit eine verhältnismäßig günstige CO_2-Vermeidungsoption darstellt. Dies gilt allerdings unter der Voraussetzung, dass die Bundesregierung die Sicherheitsbereitschaft in Einklang mit den euro-

[29] 2020 befinden sich Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2,7 Gigawatt in der Sicherheitsbereitschaft. Bei einer angenommenen Volllaststundenzahl von 6.000 h, einem Wirkungsgrad von 34 % und einem Emissionsfaktor von 0,4 Kilogramm CO_2 je Kilowattstunde Brennstoff für die Braunkohlekraftwerke und einer vollständigen Substitution durch GuD-Kraftwerke (Wirkungsgrad 55 %, Emissionsfaktor 0,2 Kilogramm CO_2 je Kilowattstunde Brennstoff) ergibt sich eine Emissionsminderungswirkung in Höhe von etwa 13 Millionen Tonnen CO_2.

[30] Im Netzentwicklungsplan 2030 werden im Szenario A 50 Jahre, im Szenario B 45 Jahre und im Szenario C 40 Jahre als technische Lebensdauer für Braunkohlekraftwerke angegeben (NEP, 2017).

[31] Nach Auswertung der BNetzA-Kraftwerksliste mit Stand: 02. Februar 2018; BNetzA (2018f).

päischen Klimaschutzbemühungen bringt und die entsprechende Menge an CO_2-Zertifikaten aus dem Europäischen Emissionshandelssystem löscht (vgl. dazu auch Ziffer 60 ff. in Kapitel 2.5). Da die Sicherheitsbereitschaft aus Versorgungssicherheitsgründen nicht relevant zu sein scheint (vgl. Ziffern 205 und 220 ff.), sollte die Finanzierung sachlogisch aber nicht über die Netzentgelte erfolgen.

6.2 Versorgungssicherheit

211. Im Kapitel 9 des Monitoring-Berichts zitiert die Bundesregierung eine Reihe länderübergreifender Versorgungsicherheitsanalysen, denen zufolge für Deutschland für den Zeithorizont 2015 bis 2025 keine Versorgungsengpässe zu erwarten seien. Der Monitoring-Bericht greift dabei auf den Indikator der Lastausgleichswahrscheinlichkeit zurück und attestiert: „Der Strommarkt in Deutschland und seinen Nachbarländern kann – bezogen auf Deutschland – Last und Erzeugung durchweg mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit von nahezu 100 Prozent[32] jederzeit ausgleichen.“ Weiterhin führt die Bundesregierung aus, dass Versorgungssicherheit auch im europäischen Kontext gewährleistet sei und diskutiert dabei rein qualitativ die Effizienzvorteile, die sich durch eine europäische Koordination der Versorgungssicherheitsfrage ergeben. Bedauerlicherweise bleibt der Bericht eine detailliertere Darstellung der Versorgungssicherheitssituation in Deutschland und seinen Nachbarländern schuldig.

212. Nach Auffassung der Expertenkommission werden die Ausführungen der Bundesregierung zur Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich dem Thema nicht gerecht. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der dynamischen Entwicklungen der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Energiepolitik. So zeichnet sich in Europa ein potentieller Paradigmenwechsel von einer nationalen hin zu einer europäischen bzw. regionalen Koordination von Versorgungssicherheit ab. Während dieser Paradigmenwechsel in Deutschland mit dem Strommarktgesetz aus dem Jahr 2016 bereits gesetzlich verankert wurde, ist er auch essentieller Bestandteil der Gesetzesvorschläge des Energie-Winterpakets der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2016 (EU-KOM, 2016a). Die Schweiz hat von jeher einen gewissen Umfang von Stromimporten als Alternative und Ergänzung zum Schweizer Kraftwerkspark in ihre Versorgungssicherheitsüberlegungen einbezogen (ElCom, 2016). Für andere Länder hingegen entspricht ein länderübergreifendes Verständnis von Versorgungssicherheit, d. h. der Beitrag von Stromimportkapazitäten zur nationalen Versorgungssicherheit, bereits heute schlichtweg der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit. Beispielsweise lässt sich den Versorgungssicherheitsanalysen des französischen Netzbetreibers RTE[33] regelmäßig entnehmen, dass Frankreich auf Stromimporte angewiesen ist. Weiterhin zeigen Erhebungen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), dass 15 europäische Länder bereits im Jahr 2016 den Beitrag von Stromimportkapazitäten im Rahmen nationaler Versorgungssicherheitsbewertungen berücksichtigten (ACER/CEER, 2017).

213. Im Gegensatz zu diesen Entwicklungstendenzen stehen die in vielen Mitgliedstaaten eingeführten Kapazitätsmechanismen, die zur Gewährleistung der (nationalen) Versorgungssicherheit beitragen sollen (vgl. Abbildung 15). Zuletzt erteilte die EU-Kommission Anfang des Jahres 2018 die beihilferechtliche Genehmigung für sechs Kapazitätsmechanismen, darunter die Genehmigung für strategische Reserven in Deutschland und Belgien sowie die Genehmigung für umfassende Kapazitätsmärkte in Polen und Italien (EU-KOM, 2018c). Mit Polen und Italien sind es nun bereits fünf Mitgliedstaaten, die umfassende Kapazitätsmärkte etablieren.

[32] Die Formulierung von „nahezu 100 Prozent“ kann leicht missinterpretiert werden, denn im Bereich der Versorgungssicherheit geht es um Nachkommastellen. Beispielsweise hat Frankreich einen Versorgungssicherheitsstandard, der einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,97 % entspricht.

[33] „Without interconnections, it would be impossible to maintain the supply demand balance in France.“ (RTE 2014, 2016).

Abbildung 15: Kapazitätsmechanismen in Europa

Hinweis: Kein Anspruch auf Vollständigkeit. Nicht alle Kapazitätsmechanismen sind aufgeführt (z.B. abschaltbare Lasten) und teilweise überlagern sich verschiedene Mechanismen (z.B. Kapazitätsreserven und abschaltbare Lasten)

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ACER/CEER (2016) und EU KOM (2016)

214. Damit zeichnet sich zumindest mittelfristig eine zunehmende Divergenz der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen unter den Mitgliedsstaaten ab. Während Deutschland auf einen „Energy Only Markt 2.0" mit Netz-und Kapazitätsreserve(n) setzt, verlassen sich drei Länder (IT, PL, FR) in dem für Deutschland relevanten Marktgebiet auf umfassende Kapazitätsmärkte. Bleiben diese Asymmetrien längerfristig bestehen, so besteht die Gefahr verzerrter Investitionsanreize mit negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Nachbarländern ohne Kapazitätsmärkte (vgl. z. B. Bucksteeg et al., 2017; Bublitz et al., 2018).

215. Nicht nur unilaterale Entscheidungen bzgl. des Marktdesigns haben potentielle Auswirkungen auf die nationale und regionale Versorgungssicherheit, sondern auch andere energiepolitische Alleingänge. Deutschland hat im Jahr 2011 den Atomausstieg ohne Konsultation der Nachbarländer beschlossen. Im Jahr 2015 verabschiedete Frankreich ein Gesetz zur Energiewende mit dem Ziel bis 2025 den Anteil des Atomstroms von 75 % auf 50 % zu senken. Weiterhin wird in Deutschland und vielen europäischen Ländern derzeit ein Kohleausstieg diskutiert. Dabei fokussiert sich die Sorge um die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit – zumindest in Deutschland – vornehmlich auf die nationale Situation. Die Frage nach den Auswirkungen auf die länderübergreifende Versorgungssicherheit steht in der bisherigen Debatte im Hintergrund. Dabei ist es unerheblich, ob man den Bedarf für die Stilllegung von Kraftwerken durch inländische Kapazitäten oder durch Importe aus dem Ausland kompensieren kann. In beiden Fällen sind direkte und indirekte Auswirkungen auf Nachbarsysteme zu erwarten (PLEF 2018, vgl. Ziffern 226 ff.). Nimmt man den Paradigmenwechsel von einer nationalen hin zu einer regionalen und ggf. europäischen Lösung der Versorgungssicherheitsfrage wirklich ernst, bedarf es aus Sicht der

Expertenkommission einer verbesserten Koordination und Abstimmung der nationalen energiepolitischen Entscheidungen (vgl. EWK, 2016).

216. Die Ereignisse der Kältewelle im Januar 2017 verdeutlichen die komplexen und wechselseitigen Verflechtungen, die bereits heute im europäischen Stromsystem bestehen. Die Bundesregierung führt die Ereignisse als Beleg für die Robustheit des deutschen Stromsystems an, da die Exportfähigkeit Deutschlands auch während der Extremsituationen gegeben war. Prinzipiell ist diese Aussage richtig, allerdings deutlich zu kurz gegriffen. In Deutschland herrschte im Januar eine sogenannte Dunkelflaute, d. h. in der zweiten und dritten Januarwoche war die Einspeisung aus EE sehr gering. Zur gleichen Zeit waren Frankreich, Belgien, Italien und die Schweiz auf Importe angewiesen, um die nationale Versorgungssicherheit während der Kältewelle zu gewährleisten (ENTSO-E, 2017). Aufgrund der „Dunkelflaute“ wurde nicht nur die Erzeugung in Deutschland, sondern auch der Importbedarf unserer Nachbarn weitgehend durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Der hohe Importbedarf unserer Nachbarn führte wiederum zu einem zusätzlichen Bedarf an Redispatchmaßnahmen und Netzreserveeinsätzen in Deutschland, um die Sicherstellung der erforderlichen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu gewährleisten. Der Redispatch-Bedarf allein im Januar 2017 entsprach etwa 42 % der gesamten Redispatch-Arbeit des Jahres 2016 (BDEW, 2018). Insgesamt war die lang anhaltende Kältewelle im Januar 2017 eine massive Belastungsprobe für die europäische und damit auch die deutsche Stromwirtschaft. Nach Auffassung des österreichischen Regulierers, E-Control, dient der Januar 2017 als eine Art Worst-Case-Szenario, das sich besonders zur Analyse der Lage der Versorgungssicherheit eignet (E-Control, 2017).

217. Die ungewöhnliche Verdichtung und Gleichzeitigkeit der Ereignisse aus dem Jahr 2017 verdeutlichen auch die Herausforderungen wahrscheinlichkeitsbasierter Versorgungssicherheitsanalysen. Diese Feststellung gilt auch für die von der Bundesregierung zitierten Studien, denn alle Untersuchungen bewerten die Versorgungssicherheit mittels wahrscheinlichkeitsbasierter Ansätze. Weiterhin greifen die Untersuchungen auf Elektrizitätsmarktmodelle zurück und berücksichtigen den grenzüberschreitenden Stromaustausch bei der Bewertung der Versorgungssicherheit (vgl. Tabelle 14). Diese Herangehensweise entspricht damit im Grundsatz nicht nur der im Strommarktgesetz aus dem Jahr 2016 verabschiedeten Änderung des Monitorings gemäß §51/63 EnWG, sondern auch dem Legislativvorschlag zur Novelle der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung der Europäischen Kommission. Artikel 19 des Vorschlags zur Elektrizitätsbinnenmarktverordnung enthält sehr detaillierte Vorgaben zur Ausgestaltung eines europaweiten Monitorings der Versorgungssicherheit, wobei die methodische und praktische Umsetzung durch ENTSO-E erfolgen soll.

218. Weiterhin sieht Artikel 19 vor, dass ENTSO-E einen Methodenvorschlag zur Berechnung eines Zuverlässigkeitsstandards auf Basis der „Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung“ (Value of Lost Load, VoLL) machen soll. Nach Artikel 20 sind bei Anwendung von Kapazitätsmechanismen transparente Zuverlässigkeitsstandards verpflichtend und werden durch die nationalen Regulierungsbehörden auf Basis der Methode aus Artikel 20 festgelegt. Aus Sicht der Expertenkommission sind diese Vorschläge der EU Kommission im Grundsatz zu befürworten. Auch die Expertenkommission hat der Bundesregierung mehrfach empfohlen, klare und transparente Berechnungsvorschriften zur Bemessung der Versorgungssicherheit festzulegen und den Festlegungsprozess zur Steigerung der Akzeptanz durch konsultative Prozesse zu begleiten (vgl. EKW, 2012, 2013 und 2014). Nach Auffassung der Expertenkommission wäre auch zu prüfen, inwiefern die Datenbasis zur Berechnung der Versorgungssicherheit einer breiteren Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden kann bzw. auf öffentliche Datensätze zurückgegriffen werden kann. Auch teilt die Expertenkommission die Auffassung des Verordnungsvorschlags, dass Versorgungszuverlässigkeitsstandards als objektiver Vergleichsmaßstab dafür dienen sollten, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt erforderlich sind, bzw. sollte die Bemessung des Kapazitätsbedarfs an solche Standards gekoppelt sein. Entgegen der Empfehlung der Expertenkommission findet die Methodenentwicklung für das „neue“ Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß EnWG § 63 ohne öffentliche Konsultationen statt.

Der erste Bericht wird gemäß EnWG bis zum 31. Juli 2018 veröffentlicht werden, darauf verweist auch der Monitoring-Bericht der Bundesregierung.

219. Bis zur Veröffentlichung dieses Berichts bleibt zur genaueren Beurteilung der Versorgungssicherheit in Deutschland nur ein Rückgriff auf die von der Bundesregierung zitierten Analysen. Die ENTSO-E wechselte bereits im Jahr 2016 zu wahrscheinlichkeitsbasierten Analysen und mit dem Mid-term Adequacy Forecast (MAF) vom November 2017 liegt bereits der zweite Bericht vor, der auf dieser Methodik aufbaut (MAF, 2017). Parallel dazu veröffentlichte auch das Pentalaterale Energieforum (PLEF)[34] Anfang des Jahres 2018 den zweiten Versorgungssicherheitsbericht, der auf einer ähnlichen Methodik beruht (PLEF, 2018).

Tabelle 14: Methodenvergleich Versorgungssicherheitsanalysen

	Pentalaterales Energieforum (1) Erster Bericht (2) Zweiter Bericht	**Mid-term Adequacy Forecast ENTSO-E** (1) Erster Bericht (2) Zweiter Bericht
Methodik	Marktmodellierung: Lineare Optimierung mit Perfect-Foresight Kraftwerksausfälle: Monte-Carlo Analyse	
	Stromaustausch: (1) NTC (Net Transfer Capacity) Matrix (2) Lastfluss (PLEF-Region) u. NTC Matrix	Stromaustausch: NTC Matrix
Region	AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL + Nachbarn 1. und 2. Ordnung	ENTSO-E
EE-Zeitreihen	(1) 12 Wetterjahre (`00-`11) (2) 34 Wetterjahre (`82-`15)	(1) 14 Wetterjahre (`00- `13) (2) 34 Wetterjahre (`82-`15)
Indikatoren	LOLE: Loss of Load Expectation EENS: Expected Energy not Served	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von MAF (2017, 2016) und PLEF (2018, 2015)

220. Ein exemplarischer Vergleich der ersten und zweiten PLEF- bzw. MAF-Studien verdeutlicht, dass sich die Monitoring-Ansätze in einem Entwicklungsprozess befinden. In beiden Studien wurden beispielsweise die betrachteten Wetterjahre, die zur Modellierung der EE und Last herangezogen werden, deutlich ausgeweitet. Die Studien berücksichtigen jetzt eine Zeitreihe von 34 historischen Wetterjahren. Die Simulationsergebnisse lassen darauf schließen, dass dies erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse hat. So zeigen die Simulationen des zweiten PLEF-Berichts, dass sich Versorgungssicherheitsrisiken insbesondere aus den Wetterbedingungen der Jahre 1985, 1987 und 1998 ergeben (PLEF, 2018). Im ersten PLEF-Bericht hingegen waren diese Wetterjahre nicht Bestandteil der Analysen. Weiterhin greifen die Analysen des zweiten PLEF-Berichts zur Modellierung des grenzüberschreitenden Stromhandels für die Betrachtungsjahre 2018/19 auf lastflussbasierte Methoden (Flow-Based[35]) zurück. Die Studienergebnisse zeigen, dass lastflussbasierte Simulationen zu signifikant höheren LOLE-Werten führen. Diese Beispiele verdeutlichen, dass der Prozess der Methodenentwicklung keineswegs abgeschlossen ist.

[34] Das Pentalaterale Energieforum besteht aus sechs Vollmitgliedern (Österreich, Belgien, Frankreich Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden) und einem Beobachter (Schweiz).

[35] Bei lastflussbasierten Methoden werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt.

221. In Tabelle 15 sind ausgewählte Ergebnisse dieser Studien für verschiedene Betrachtungsjahre dargestellt. Die Eingangsparameter sowie die dazugehörigen Ergebnisse beschreiben jeweils die aus Sicht der nationalen Übertragungsnetzbetreiber wahrscheinlichste Entwicklung („Best-Estimate-Szenarien“). Dabei ist allerdings nicht immer völlig transparent, welche energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den Szenarien unterstellt wurden und warum. Beispielsweise wird in allen Analysen für Deutschland der Atomausstieg gemäß Atomgesetz unterstellt, wohingegen die Studien keine Klarheit darüber liefern, ob die in Frankreich beschlossene Reduktion des Kernenergieanteils an der Stromerzeugung von 75 % auf 50 % im Jahr 2025 in den Analysen berücksichtigt wurde oder nicht (vgl. auch RAP, 2017). Die in den Studien unterstellten Leistungen an Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland entsprechen in etwa den derzeit diskutierten Kohleausstiegspfaden. Offen bleibt allerdings, ob diese Entwicklung von den Übertragungsnetzbetreibern unter der Annahme einer Ausstiegspolitik oder als autonome Entwicklung gesehen wird.

222. Prinzipiell ist zu beachten, dass die installierten Kraftwerksleistungen exogene Eingangsgrößen darstellen und daher nicht Bestandteil der wahrscheinlichkeitsbasierten Analyse sind, sondern im Rahmen von Szenario-Analysen betrachtet werden. Weiterhin ist anzumerken, dass ein exakter Vergleich der Studienergebnisse nur schwierig möglich ist, da den Studien unterschiedliche und manchmal nicht vollends transparente Annahmen zu wesentlichen Input-Parametern zu Grunde liegen. Weiterhin befinden sich sowohl Methodik als auch Datengrundlagen in einem Entwicklungsprozess (vgl. Ziffern 219 ff.). Dies sollte bei einer vergleichenden Analyse der in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse berücksichtigt werden.

223. Für Deutschland weisen die Studien auf eine leichte Verschlechterung der Versorgungslage in den Betrachtungsjahren ab 2020 hin. Der LOLE-Indikator nimmt hier Werte von bis zu 0,6 h/Jahr[36] an, was einer Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 99,993 % entspricht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die verschiedenen Reserven (Netz- und Kapazitätsreserve sowie Sicherheitsbereitschaft) in den Berechnungen des LOLE-Wertes nicht berücksichtigt wurden. Laut den Autoren des PLEF-Berichts aus dem Jahr 2018 sinkt der LOLE-Wert für Deutschland unter Berücksichtigung der Netz- und Kapazitätsreserven in Höhe von 4 GW in allen Betrachtungsjahren auf null. Auch der MAF-Bericht betont den erheblichen Einfluss der verschiedenen Reserven auf die Ergebnisse, lässt allerdings eine genaue Quantifizierung des Einflusses für Deutschland offen.

224. Für einige unserer Nachbarn zeichnen die Studien allerdings ein anderes Bild der Versorgungssicherheitslage. So stimmen die Studienergebnisse darin überein, dass die Versorgungssicherheitssituation in Frankreich angespannt ist und bleibt. In allen Betrachtungsjahren liegt der ermittelte LOLE deutlich oberhalb des in Frankreich geltenden Versorgungssicherheitsstandards von 3 h/a. Ähnliches lässt sich für Belgien feststellen. Auch hier stimmen die Studien darüber überein, dass die Lage, gemessen am geltenden Versorgungssicherheitsstandard in Belgien von 3 h/a, angespannt ist.

[36] 1 - 0,6 h/8760 h = 99,993 %

Tabelle 15: Ausgewählte Ergebnisse zur Versorgungssicherheit der PLEF- und MAF-Studien für die Länder der „Penta-Region“

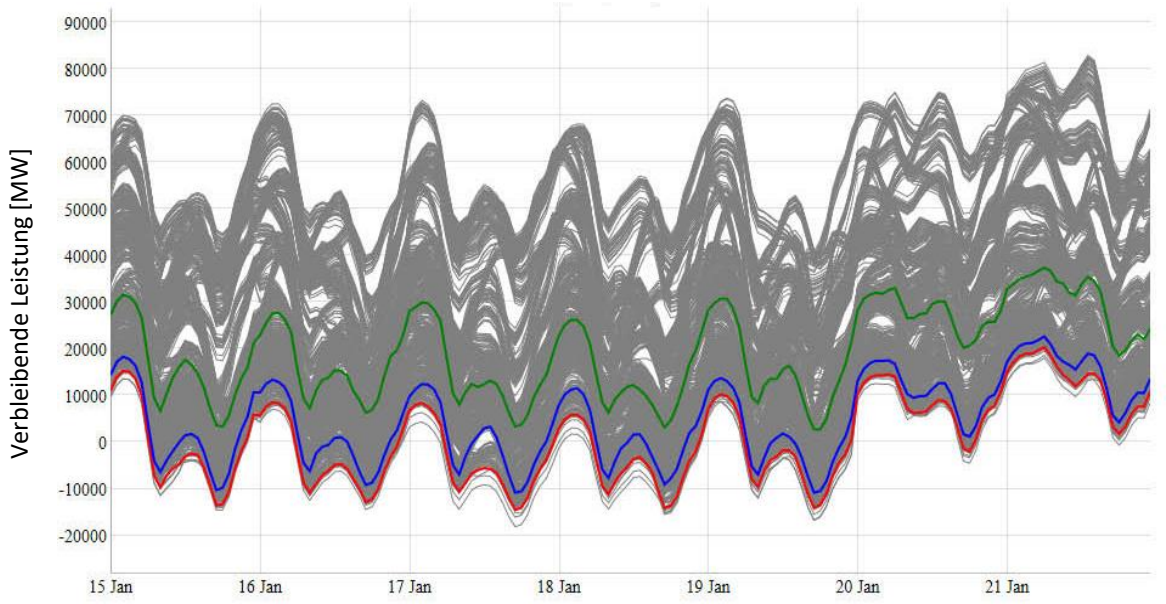
Autor (Veröffentlichungsjahr)		PLEF (2015)	PLEF (2018)		MAF (2016)	MAF (2017)	
	Betrachtungsjahr	2020	2018/19	2023/24	2020	2020	2025
	Sicherheitsstandard [h/a]	**Loss of Load Expectation [h/a]**					
Belgien[1]	3,0	7,0	3,5	2,7	0,6	0,3	6,0
Frankreich	3,0	10,0	5,0	4,9	2,7	5,8	4,6
Österreich	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Schweiz	-	0,0	0,0	0,0	1,3	0,6	0,3
Niederlande	4,0	0,0	0,2	1,1	0,0	0,1	1,3
Luxemburg	-	0,0	0,0	2,6	1,5	0,7	1,7
Deutschland	**-**	**0,0**	**0,0**	**0,5**	**0,3**	**0,4**	**0,6**
		Unterstellte Leistung an Stein- u. Braunkohle in Deutschland [GW]					
Braunkohle		17,5	18,8	16,0	18,1	16,6	11,4
Steinkohle		24,6	21,8	20,1	26,3	23,2	20,9
Gesamt		42,1	40,6	36,1	44,4	39,8	32,3
[1] 3 h/a LOLE und 95-Perzentil <20 h							

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von MAF (2017, 2016) und PLEF (2018, 2015)

225. Die Studien veranschaulichen auch die Implikationen eines Paradigmenwechsels von einer nationalen hin zu einer länderübergreifenden Koordination der Versorgungssicherheit. Dies lässt sich der folgenden Abbildung aus dem zweiten PLEF-Bericht entnehmen. Die Abbildung 16 zeigt die Bandbreite der verbleibenden Leistung für Deutschland für die 3. Januarwoche des Simulationsjahres 2024. Während die grauen Kurven die einzelnen Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation darstellen, zeigt die grüne Kurve den Median, die blaue das 10 %-Perzentil und die rote Kurve das 1 %-Perzentil. Der blauen 10 %-Perzentil-Kurve ist zu entnehmen, dass besonders in den Abendstunden die inländisch verbleibende Leistung in mindestens 10 % der Fälle, d. h. einmal in zehn Jahren, deutlich negativ ist. Die verbleibende Leistung des 10 %-Perzentils erreicht hier Werte von bis zu minus 10 GW, was einem entsprechenden Importbedarf zur Deckung der Nachfrage in Deutschland entspricht. Im Rahmen der Simulation kann diese Importnachfrage zu 99,994 % gedeckt werden, was einem LOLE von 0,5 h/a[37] entspricht (vgl. Tabelle 15). Die in der Studie unterstellte Reservekapazität von 4 GW wäre zwar ausreichend, um den LOLE-Wert auf null zu senken, aber ein signifikanter Importbedarf in kritischen Stunden bleibt dennoch bestehen. Diese Ergebnisse verdeutlichen den fundamentalen Wandel, der mit einer grenzüberschreitenden Betrachtungsweise der Versorgungssicherheit einhergeht.

[37] 1 - 0,5 h/8760 h = 99.994 %

Abbildung 16: Verbleibende Leistung in 3. Januarwoche 2024 nach den Simulationen des PLEF-Berichts



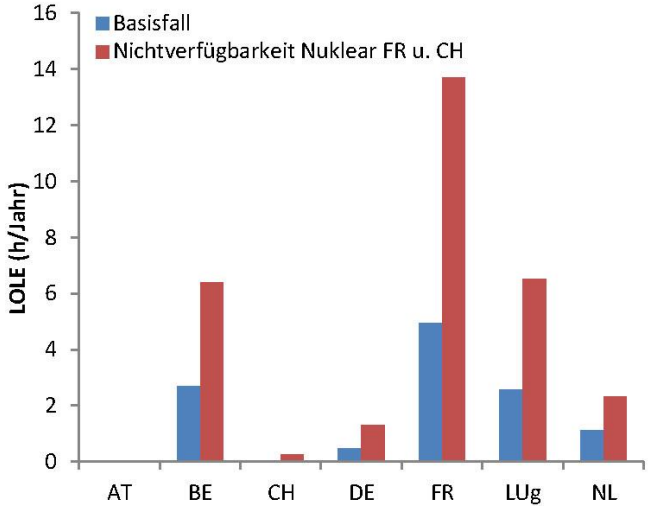
Grau = Monte-Carlo-Jahr Grün = 50 %-Perzentil Blau = 10 %-Perzentil Rot = 1 %-Perzentil

Quelle: PLEF (2018)

226. Schließlich lassen sich den Analysen auch die starken Interdependenzen, die sich aus einer länderübergreifenden Versorgungssicherheitsbetrachtung ergeben, anschaulich entnehmen. Hierzu zeigt Abbildung 17 eine Sensitivitätsrechnung für das Jahr 2023/24, die im Rahmen des zweiten PLEF-Berichts durchgeführt wurde. Dabei wurde ausgehend vom Basis-Fall, der auch in Tabelle 15 dargestellt ist, eine geringere Verfügbarkeit von Kernkraft in der Schweiz i.H.v. 1 GW und Frankreich i.H.v. 5 GW in den Sensitivitätsberechnungen angenommen. Die dargestellten Ergebnisse verdeutlichen, dass dies nicht nur Auswirkungen auf die Länder selber, sondern auf die gesamte Region hätte. In allen Ländern, mit Ausnahme Österreichs, steigt der LOLE sehr deutlich. Für Deutschland, Belgien und die Niederlande resultiert diese Sensitivitätsrechnung in mehr als einer Verdopplung des LOLE-Indikators relativ zum Basisfall.

227. Die Versorgungssicherheitsstudien verdeutlichen die steigenden Interdependenzen und Komplexitäten, die mit einer länderübergreifenden Betrachtung der Versorgungssicherheit einhergehen. Weiterhin wird durch die Variantenrechnung sehr deutlich, dass es sich um bedingte Wahrscheinlichkeiten handelt. Die ermittelten Lastausgleichswahrscheinlichkeiten bzw. LOLE-Werte gelten nur unter der Voraussetzung, dass die übrigen Annahmen, wie beispielsweise zur Entwicklung des Kraftwerksparks oder der Interkonnektoren, auch entsprechend eintreten. Wahrscheinlichkeitsbasierte Analysen erfassen damit zwar die Stochastik von Kraftwerksausfällen und der wetterbedingten Einspeisung der EE, die Wahrscheinlichkeiten zur Entwicklung des Kraftwerksparks (ökonomisch oder politisch getrieben) oder zum Ausbau der Interkonnektoren werden (in der Regel) nicht erfasst. Die Sensitivitätsrechnungen der PLEF-Studie zeigen, dass relativ moderate Änderungen der Rahmenannahmen in einigen Ländern zu erheblichen Änderungen der Versorgungssicherheit in diesen und den Nachbarländern führen können.

Abbildung 17: Sensitivitätsrechnungen für das Jahr 2023/24 des PLEF-Berichts mit einer reduzierten Kernkraftleistung in der Schweiz i.H.v. 1 GW und Frankreich i.H.v. 5 GW



Quelle: PLEF (2018)

228. Nach Einschätzung der Expertenkommission zeigen die verschiedenen Versorgungssicherheitsanalysen und auch die Extremsituation im Januar 2017, dass kurzfristig in Deutschland kein Versorgungssicherheitsproblem besteht. Gleichzeitig untermauern sie die steigenden Interdependenzen zwischen den Stromsystemen der Länder und zeigen auch, dass bei einer länderübergreifenden Auffassung von Versorgungssicherheit „multiperspektivisch" gedacht werden muss. Im Monitoring-Bericht interpretiert die Bundesregierung sowohl die Ereignisse der Kältewelle des Jahres 2017 als auch die Ergebnisse der Versorgungssicherheitsanalysen vornehmlich aus nationaler Sicht. Dabei ist die Versorgungssicherheitslage bei einigen unserer Nachbarn kritisch. Mit Blick auf den Januar 2017 bedeutet das, dass die Länder unter anderem auf Stromimport aus Deutschland angewiesen waren. Für die mittelfristige Perspektive impliziert diese Erkenntnis wiederum, dass marktdesigntechnische und außermarktliche Eingriffe in den Erzeugungspark mit den Nachbarn wohl koordiniert werden sollten.

7 Elektrische Netze

Das Wichtigste in Kürze

Die Expertenkommission begrüßt das Bekenntnis der Politik zum Netzausbau, mahnt aber erneut an, dass Verzögerungen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend dargestellt werden. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) sowie das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verankern die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin enthaltenen Vorhaben gesetzlich. In den letzten Jahren entstanden jedoch immer wieder Verzögerungen. Die EnLAG-Projekte liegen mit ca. 750 fertiggestellten Kilometern nach dem ersten Quartal 2018 rund 840 Kilometer hinter dem ursprünglichen Zielpfad zurück. Bei den Ausbauvorhaben des BBPlG ist der Rückstand noch deutlicher. Waren für 2017 ursprünglich 1.435 fertiggestellte Leitungskilometer geplant, so sind nach dem ersten Quartal 2018 erst 150 Kilometer fertiggestellt worden. Auch das im Monitoring-Bericht erwähnte Jahr 2025 zur Fertigstellung der großen Stromtrassen (u. a. SuedLink und SuedOstLink) wird aus heutiger Sicht kaum einzuhalten sein.

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wurde das Erneuerbaren-Ziel im Elektrizitätsbereich (Anteil am Bruttostromverbrauch) von 50 % auf 65 % bis zum Jahr 2030 angehoben. Zahlreiche Stimmen der Netzwirtschaft werten diesen Schritt als nicht vereinbar mit dem aktuellen Fortschritt des Netzausbaus. Es kann nicht oft genug betont werden, dass der Netzausbau mit dem Zubau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung abgestimmt sein muss, unbeschadet aller Bemühungen zur Dezentralisierung und Flexibilisierung. Für eine erfolgreiche Aktivierung dieser Alternativen zum Netzausbau spielt die Netzbepreisung eine wichtige Rolle.

Mit dem im Juli 2017 in Kraft getretenen Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) werden die Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene vereinheitlicht. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklung, ist doch der Ausbau der großräumigen Übertragung der Elektrizität nicht allein von den Letztverbrauchern in den Regionen mit hohen Windstromanteilen zu finanzieren. Aber auch auf der Verteilnetzebene ist ein erheblicher Reformbedarf festzustellen. Erzeuger treffen ihre Investitions- und Produktionsentscheidungen ohne auf die Netzauslastung zu achten und auch Verbraucher haben kaum Anreize, ihren Verbrauch der Netzauslastung anzupassen. Nach Ansicht der Expertenkommission ließe sich dieser Umstand durch erzeugerseitige Netzentgelte (Entry-Komponente) und eine zeitliche Dynamisierung beheben.

Wenig Beachtung findet bisher der Sachverhalt, dass eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland zunehmend Ringflüsse bewirkt, die zu einer physischen „Verstopfung“ der Grenzkuppelstellen führen. Die geringeren freien Leitungskapazitäten zu den europäischen Nachbarn reduzieren die handelbaren Strommengen im europäischen Strommarkt. Der Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland und der fehlende Netzausbau bewirken also zusammengenommen eine Desintegration des europäischen Binnenmarkts. Es ist nachvollziehbar, wenn die EU-Kommission dies sehr kritisch beobachtet und Lösungsmöglichkeiten wie etwa die Aufspaltung der deutschen Gebotszone ins Gespräch bringt.

Auch wenn die Kosten für das Netzengpassmanagement (Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement) im Jahr 2016 bei einer sachgerechten Zuordnung gesunken sind, befinden sie sich im Vergleich zu den Vorjahren noch auf hohem Niveau. Kostendämpfend haben sich die Fertigstellung einzelner Netzausbauprojekte, verbesserte Abläufe bei den Übertragungsnetzbetreibern sowie die geringere Windeinspeisung in 2016 ausgewirkt. Die Expertenkommission gibt aber zu bedenken, dass die Kosten schnell wieder steigen können, wenn nicht zeitnah der erforderliche Netzausbau erfolgt. Für 2017 werden von den Übertragungsnetzbetreibern bereits Kosten in Rekordhöhe angekündigt.

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde Ende 2016 nur geringfügig überarbeitet und verlängert, obwohl die abschaltbaren Lasten bezogen auf den geringen Nutzen ein sehr teures Instrument sind. Im Sinne der Effizienz sollte die Bundesregierung derart kleinteilige Instrumente vermeiden.

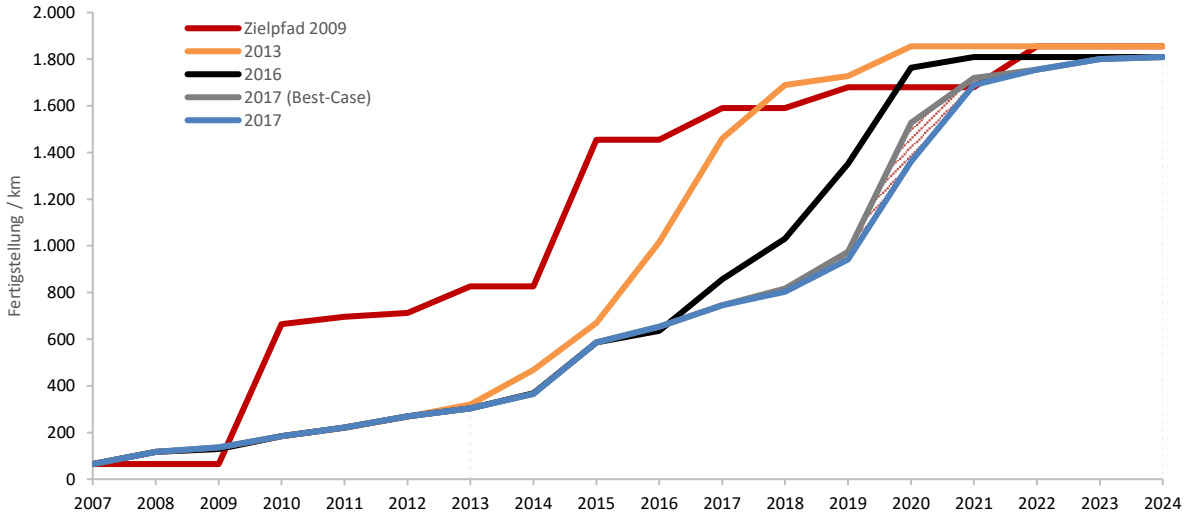
7.1 Ausbau der elektrischen Netze

229. In Kapitel 12 des Monitoring-Berichts befasst sich die Bunderegierung mit der Thematik rund um die elektrischen Netze. Gleich zu Beginn des Kapitels wird über den aktuellen Stand des Netzausbaus gemäß EnLAG- und BBPlG-Monitoring berichtet und zugleich bekräftigt, dass der zügige Ausbau der Übertragungsnetze unabdingbar ist. Die Expertenkommission begrüßt das Bekenntnis zum Netzausbau, mahnt aber wiederholt an, dass Verzögerungen nur unzureichend dargestellt werden. Eine kürzlich erschienene Meta-Studie des Öko-Instituts (2018b) bekräftigt zudem, dass der Netzausbau in Deutschland auch bei starker Dezentralisierung der Elektrizitätserzeugung nötig sei. Dies liege an der geographischen Diskrepanz zwischen Lastzentren und Standorten mit günstigen Bedingungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen.

230. Die Bundesregierung führt zudem an, dass Höchstspannungsnetze teilweise als Erdkabel und nicht als oberirdisch verlaufende Leitungen ausgebaut werden, um die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhöhen. Wie von der Expertenkommission im letzten Bericht aufgegriffen, müsste die Bundesregierung an dieser Stelle aber auch die mit dieser Entscheidung einhergehenden Mehrkosten nicht nur vage erwähnen, sondern auch beziffern. Diese belaufen sich gemäß BMWi (2017c) auf schätzungsweise drei bis acht Milliarden Euro.

231. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verankert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der darin enthaltenen 24 Vorhaben gesetzlich (mittlerweile sind bereits zwei Vorhaben wieder entfallen). Eine Klage gegen das „ob“ der entsprechenden Projekte ist damit ausgeschlossen. Somit sollte der Leitungsbau schneller vorankommen. Jedoch entstanden in den letzten Jahren immer wieder Verzögerungen, die in Abbildung 18 verdeutlicht werden. Es sind fünf Kurven zu erkennen. Der „Ursprungspfad“ bildet den im Jahr 2009 vorgesehenen Zeitrahmen ab. Die weiteren Kurven stellen die jährliche Fortschreibung der Zielpfade dar, wobei das Jahr 2017 um ein „Best-Case“-Szenario der Übertragungsnetzbetreiber ergänzt wurde. Im ersten Quartal 2018 wurden tatsächlich 750 Kilometer fertiggestellt. Das entspricht in etwa der Prognose des Vorjahres, liegt aber rund 840 Kilometer hinter dem ursprünglichen Zielpfad zurück. Die neuen Prognosen werden den Berichten des EnLAG-Monitoring-Prozesses entnommen.

Abbildung 18: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



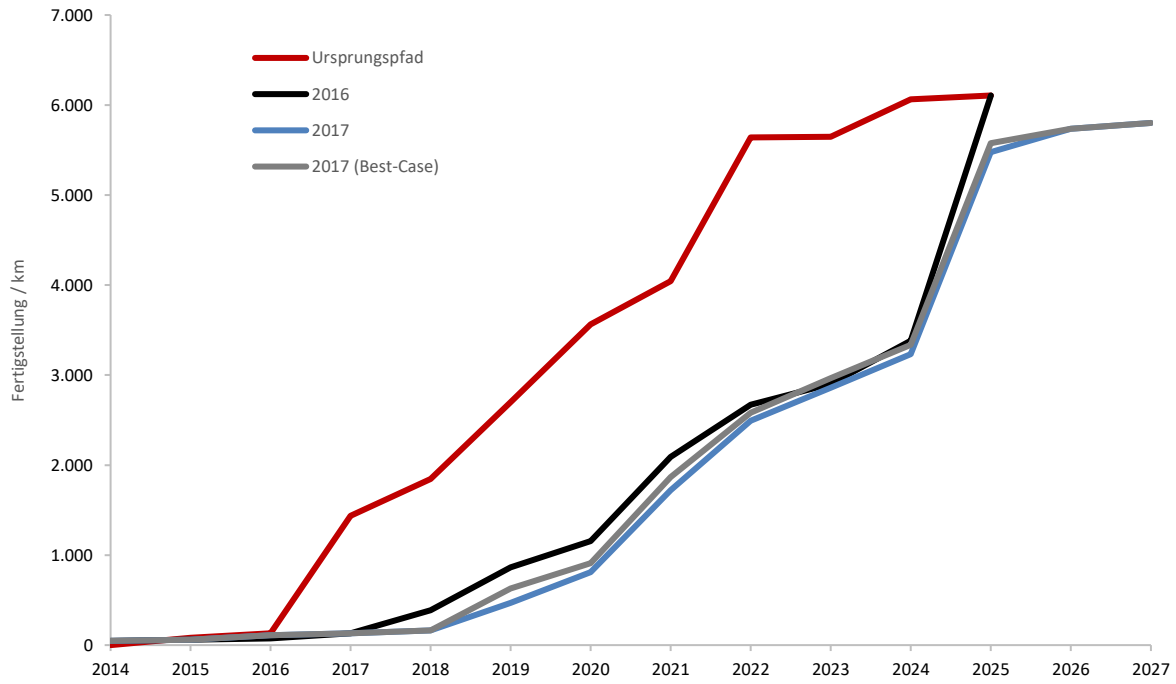
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2015) und BNetzA (2010, 2017c)

232. Die bzgl. der Versorgungssicherheit als vordringlich eingestufte Südwest-Kuppelleitung (EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10) von Thüringen nach Bayern wurde 2015 von Grafenrheinfeld nach Redwitz fertiggestellt. Die vollständige Inbetriebnahme der Strecke zwischen Redwitz und Lauchstädt erfolgte aber erst im September 2017 (Eurogrid, 2017). Die Leitung schließt eine historische Lücke zwischen alten und neuen Bundesländern und beseitigt ein Nadelöhr des deutschen Übertragungsnetzes. Laut Berichten der BNetzA über Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen sind die Redispatchmaßnahmen auf diesem Netzelement, das in 2015 für rund 30 % aller Eingriffe verantwortlich war, 2016 deutlich gesunken. Die Südwest-Kuppelleitung ist seit 2006 ein Europäisches Vorrangprojekt[38], seit 2009 im EnLAG verankert und seit 2011 zusätzlich ein Vorrangprojekt der EU-Initiative North-South Energy Interconnections. Einige Teilabschnitte des Vorhabens Nr. 4 wurden bereits bei der Verabschiedung des EnLAG fertiggestellt. Hiermit soll beispielhaft die Dauer eines solchen Bauvorhabens illustriert werden.

233. Zusätzlich zu den eben genannten Vorhaben des EnLAG wurde mit dem Beschluss zum Kernenergieausstieg 2011 weiterer Netzausbaubedarf festgestellt. Daraufhin wurden 2013 zwei neue Gesetze beschlossen, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Letzteres stellt, ähnlich wie das EnLAG, die energiewirtschaftliche Notwendigkeit von Vorhaben mit einer Gesamtlänge von 5.900 km fest. Genaueres kann der letzten Stellungnahme entnommen werden (EWK, 2016). Die Gegenüberstellung des Ursprungs- und Zielpfads, analog zu den EnLAG-Projekten, ist in Abbildung 19 dargestellt. Auch hier ist eine zunehmende Verzögerung zu erkennen. Waren zu Beginn für 2017 noch 1.435 fertiggestellte Leitungskilometer geplant, so sind nach aktuellem Stand (erstes Quartal 2018) erst 150 Kilometer fertiggestellt. Auch das im Monitoring-Bericht erwähnte Jahr 2025 zur Fertigstellung der großen Stromtrassen (u.a. SuedLink und SuedOstLink) wird voraussichtlich nicht einzuhalten sein. Es handelt sich lediglich um eine Best-Case-Prognose (Augsburger Allgemeine, 2016).

[38] Als Teil des Projektes Halle-Schweinfurt.

Abbildung 19: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von NEP (2012) und BNetzA (2017d)

234. Bei den 22 Projekten des EnLAG und den 46 Vorhaben des BBPlG handelt es sich nicht immer um reine Neubauvorhaben in neuer Trasse (Kategorie 1). Bei einem bedeutenden Teil der Projekte handelt es sich um Netzverstärkungen, die wiederum in Neubau in bestehender Trasse (Kategorie 2), Zubeseilung (Kategorie 3) und Umbeseilung (Kategorie 4) aufgegliedert werden können. Auch bei Neubauten in neuer Trasse wird versucht entlang vorhandener Infrastruktur wie Autobahnen, Schienen und/oder vorhandenen weiteren Netzen zu bauen. In Tabelle 16 werden alle Teilabschnitte der Vorhaben im EnLAG und BBPlG nach oben genannten Kategorien gegliedert. Im EnLAG kann der Großteil der Projekte mit 982 Kilometern der Kategorie „Neubau in bestehender Trasse“ zugeordnet werden. Hier sind in der Regel schon Strommasten vorhanden, die zunächst zurückgebaut werden, um anschließend durch höhere Masten ersetzt zu werden. So kann bspw. eine Leitung mit einer Spannung von 110 Kilovolt auf eine Spannung von 380 Kilovolt aufgerüstet werden. Diese Kategorie weist mit 36 % den geringsten Fortschritt auf, knapp gefolgt vom Neubau in neuer Trasse mit 40 %. Es zeigt sich zudem, dass alle Teilabschnitte, bei denen lediglich eine Zu- oder Umbeseilung erforderlich war, bereits erfolgreich realisiert wurden. Mit über 100 Kilometern handelt es sich aber um einen eher geringen Anteil.

235. Bei den Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes handelt es sich mit rund 2.918 Kilometern größtenteils um Neubauprojekte in neuer Trasse. Davon wurde bis heute (Stand: viertes Quartal 2017) lediglich 1 % realisiert. Neubauprojekte auf bestehenden Trassen haben eine Gesamtlänge von rund 2.217 Kilometern, davon wurden erst 3 % realisiert. Zubeseilt wurden bereits 11 % der geplanten 535 Kilometer und bei der Umbeseilung gab es noch gar keine Fortschritte. Diese Kategorie macht mit rund 218 Kilometern aber auch einen sehr kleinen Anteil aus. Ein Neubau in neuer Trasse verursacht den größten Eingriff in die vorhandene Landschaft. Gerade bei solchen Projekten dürfte die gesellschaftliche Akzeptanz, trotz der Realisierung über Erdkabel, gering sein und Verzögerungen bei der Fertigstellung der Leitung nach sich ziehen.

236. Mit dem jüngsten Koalitionsvertrag wurde das Erneuerbaren-Ziel des Energiekonzepts 2010 (Anteil am Bruttostromverbrauch) bis 2030 von 50 % auf 65 % angehoben (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Zahlreiche Stimmen der Netzwirtschaft werten diesen Schritt als nicht vereinbar mit dem aktuellen Fortschritt des Netzausbaus (ZfK, 2018, Süddeutsche Zeitung, 2018). Dabei wurde das Ziel lediglich um zehn Jahre vorgezogen. Als Faustregel wird beim Netzausbau ein Vorlauf von zehn Jahren angeführt. Für den Erfolg und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende ist eine nachhaltige Strategie beim Netzausbau sehr wichtig. Sollte sich herausstellen, dass mit dem derzeitig geplanten Netz die neuen Erneuerbaren-Ziele nicht einzuhalten sind, wäre das ein negatives Signal.

Tabelle 16: Fortschritt der Netzausbauvorhaben aufgegliedert in vier Projektkategorien

	Kategorie	Fertiggestellt [km]	Gesamtlänge [km]	Anteil
EnLAG	1	286	720	40 %
	2	355	982	36 %
	3	22	22	100 %
	4	95	95	100 %
BBPlG	1	26	2.918	1 %
	2	62	2.217	3 %
	3	60	535	11 %
	4	0	218	0 %

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2018c, 2018d)

7.2 Koordination des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netze

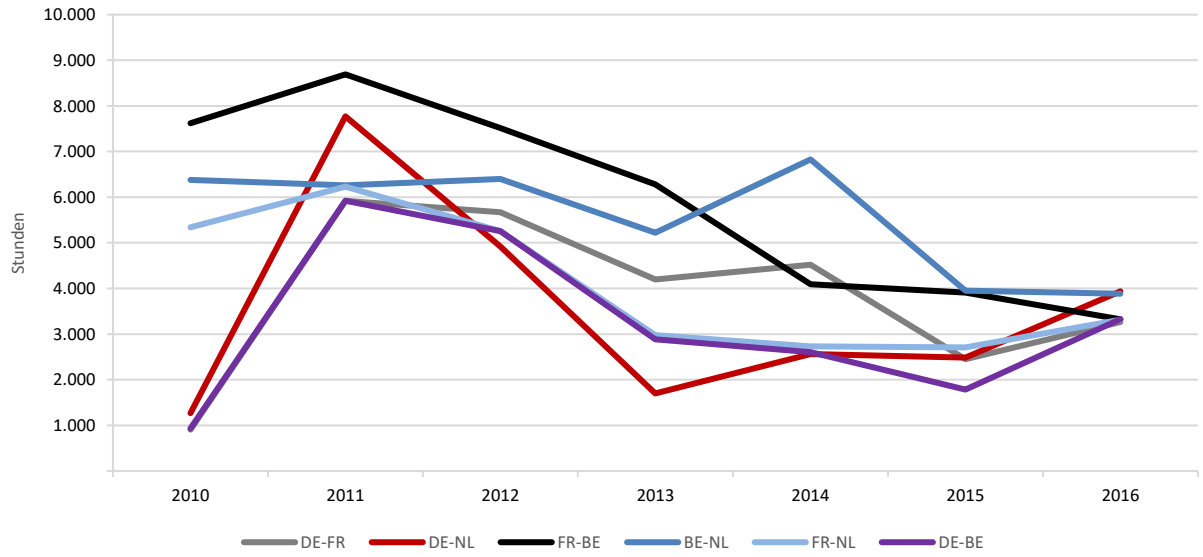
237. Mit dem EEG 2017 soll der Ausbau der erneuerbaren Energien und der (Übertragungs-)Netzausbau besser verzahnt werden (vgl. Kapitel 12.1 im Monitoring-Bericht). Die Bundesnetzagentur ist demnach befugt, ein Netzausbaugebiet auszuweisen, welches zusammenhängend ist und insgesamt nicht 20 % des Bundesgebietes überschreiten darf. In diesem Gebiet ist der Windenergieausbau auf 58 % des mittleren Ausbaus der letzten drei Jahre begrenzt. Diese Regelung soll nicht zu einer Verringerung des im Gesetz festgelegten Ausbaukorridors führen, sondern zu einer Verlagerung hin zu Standorten außerhalb des Netzausbaugebietes, um dadurch die Übertragungsnetze zu entlasten. Aktuell umfasst das Netzausbaugebiet die Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen, Hamburg sowie den nördlichen Teil von Niedersachsen. Eine Überprüfung und Anpassung des Netzausbaugebietes je nach Übertragungsnetzausbau soll dem Gesetzgeber zufolge alle zwei Jahre erfolgen.

238. In der ersten Ausschreibungsrunde im Mai 2017 wurde die maximale Zubaugrenze im Netzausbaugebiet erreicht und etliche Gebote erhielten keinen Zuschlag. In den folgenden Ausschreibungsrunden wurden die Obergrenzen im Netzausbaugebiet dann allerdings nicht erreicht. Nichtsdestotrotz gibt die räumliche Verteilung der bezuschlagten Anlagen Anlass zur Diskussion, da in den vier bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden der überwiegende Teil der Zuschlagsmenge auf den Nordosten Deutschlands entfallen ist. Projekte südlich der bekannten Netzengpässe erhielten kaum Zuschläge. Damit scheint das Netzausbaugebiet in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht den gewünschten Effekt auf die Koordination von Übertragungsnetzausbau und Windenergie zu haben. Aus Sicht der Expertenkommission spielt für ein erfolgreiches Gelingen viel mehr die Netzbepreisung eine große Rolle (vgl. Ziffer 244).

239. Ein weiterer, bislang wenig diskutierter Punkt ist die Tatsache, dass zu Zeiten sehr hoher Windenergieeinspeisung in Deutschland die verfügbaren freien Kapazitäten der Netzkuppelstellen und somit die gehandelten

Strommengen zu den westlichen Nachbarländern laut Übertragungsnetzbetreiber sinken. Dies liegt unter anderem an den zunehmenden Ringflüssen, die zu einer physischen „Verstopfung“ der Grenzkuppelstellen führen und den kommerziellen Elektrizitätsaustausch über die Landesgrenzen hinweg begrenzen. Dies hat zur Folge, dass sich die Großhandelsstrompreise in Europa derzeit wieder deutlich auseinanderentwickeln, wie in Abbildung 20 an der abnehmenden Preiskonvergenz zu erkennen ist. Das zunächst hohe Niveau der Preiskonvergenz von über 5.000 Stunden jährlich in 2011 und 2012 wurde durch die Einführung des Market Couplings in Zentralwesteuropa (Deutschland, Frankreich, Belgien und die Niederlande) erreicht. Die anschließend zu beobachtende zunehmende Divergenz ab 2013 liegt unter anderem an sich verändernden Brennstoffpreisen, vor allem aber an der oben beschriebenen Dynamik zwischen Windenergie und Grenzkuppelstellen (Oster, 2018). Auch eine kürzlich in Kraft getretene neue Engpassmanagementmethode (Flow-Based Market Coupling) hat nicht zu einer spürbaren Entschärfung des Sachverhalts geführt.

Abbildung 20: Anzahl der Stunden pro Jahr in denen paarweise Preiskonvergenz auf den Day-ahead Märkten der jeweiligen Länder Zentralwesteuropas besteht



Quelle: Oster (2018)

240. Der aktuelle Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen in Deutschland bzw. der fehlende Netzausbau bewirken also diesbezüglich eine Desintegration des europäischen Binnenmarkts. Es ist nachvollziehbar, wenn die EU-Kommission dies sehr kritisch beobachtet und auch Überlegungen wie etwa die Aufspaltung der deutschen Gebotszone ins Gespräch bringt. Diese würden das Problem insofern entschärfen, als damit regional gezielte Investitionsanreize zugunsten von Erzeugungskapazitäten entstehen. Man würde es also den Marktkräften und nicht politischen Marktinterventionen überlassen, in welchen Regionen sinnvoller Weise Investitionen getätigt werden. Alternativ könnte man natürlich auch die Kapazitäten der Übertragungsnetze und Grenzkuppelstellen erweitern, doch auch wegen der öffentlichen Forderung nach „Dezentralisierung“ (im Sinne eines Ausbaus der Erneuerbaren in räumlicher Nähe zu den Stromletztverbrauchern) genießt ein solcher Netzausbau derzeit geringe Akzeptanz in Deutschland. Die Expertenkommission hat den Eindruck, dass der Bundesregierung dieser Zielkonflikt sehr wohl bewusst ist, aber es fehlt eine belastbare Orientierung dazu, wie sie diesen Konflikt in überschaubaren Zeiträumen zu lösen gedenkt.

7.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

241. Die Expertenkommission teilt die Einschätzung der Bundesregierung, dass die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)[39] im September 2016 einen wichtigen Schritt für den effizienten Netzbetrieb darstellt. Der bisher bestehende Fehlanreiz, dass Investitionen möglichst im Basisjahr[40] erfolgen, um die Erlösobergrenzen zu erhöhen, wurde dadurch zum Teil behoben. Jedoch besteht weiterhin die Problematik, dass kapitalkostenintensive Netzmaßnahmen gegenüber betriebskostenintensiven Optionen[41] bevorzugt werden. Dies hat zur Folge, dass die Modernisierung und der Betrieb der Stromnetze insgesamt teurer werden als technisch notwendig. Beim Effizienzvergleich gemäß ARegV hat weiterhin die Länge eines Netzes den größten Einfluss. Auch damit wird der konventionelle Netzausbau gegenüber anderen Optionen bevorzugt. Die Expertenkommission empfiehlt daher, wie bereits in der vorangegangenen Stellungnahme, eine Überprüfung und ggf. Korrektur der ARegV-Novelle.

242. Das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)[42] vereinheitlicht die Netzentgelte im Gebiet der Bundesrepublik auf Übertragungsnetzebene. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklung, ist doch der Ausbau der großräumigen Übertragung der Elektrizität nicht allein von den Letztverbrauchern in den Regionen mit hohen Windanteilen zu finanzieren. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene hat für die Haushaltskunden aber eher symbolischen Charakter, da die Verteilnetzentgelte ein Großteil ausmachen. Verschiedene Studien beziffern die Auswirkung der einheitlichen Übertragungsnetzentgelte auf wenige Euro im Jahr je Haushalt (Möst et al., 2015, Bertsch et al., 2016). Der Aussage der Bundesregierung, dass mit dem NEMoG regionale Unterschiede verringert und mehr Verteilungsgerechtigkeit geschaffen werden kann, kann die Expertenkommission daher nur bedingt zustimmen. Für die Verbrauchergruppen Gewerbe und Industrie wird mit dem NEMoG tatsächlich eine stärkere Gleichbehandlung geschaffen. Da diese Verbraucher überwiegend in höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, wird sich der ausgleichende Effekt durch einheitliche Übertragungsnetzentgelte hier deutlich stärker bemerkbar machen, was den heftigen Diskurs um die Ausgestaltung der Reform im vergangenen Jahr erklärt. Modellrechnungen zu den Wirkungen finden sich in (Möst et al., 2015, Bertsch et al., 2016). Wie die Expertenkommission bereits in der letzten Stellungnahme feststellte, sind einheitliche Übertragungsnetzentgelte aber nicht geeignet, um Knappheitssituationen im Netz zu adressieren.

243. Auch im Verteilnetz zeigt sich ein erheblicher Reformbedarf. Ein erheblicher Anteil der Kosten im Verteilnetz ist auf den Anschluss und die Integration erneuerbarer Energie zurückzuführen. Ein Umstand, auf den die Bundesregierung in Kapitel 12.2 des Monitoring-Berichts auch selbst hinweist. Die Kosten hierfür werden aber auch mit der neu gestalteten Netzentgeltverordnung weiterhin ausschließlich von den Verbrauchern in den jeweiligen Netzgebieten getragen. Es ist auch nicht abzusehen, dass sich die Situation zukünftig entspannt. Erzeuger treffen ihre Investitions- und Produktionsentscheidungen nach wie vor ohne auf die Netzauslastung zu achten und auch Verbraucher haben kaum Anreize, ihren Verbrauch der Netzauslastung anzupassen.

244. Es sind weitergehende Reformen nötig, um mit den Netzentgelten auch Engpässe im Netz adressieren zu können und langfristig Investitionsanreize schaffen zu können. Im Koalitionsvertrag wird erfreulicherweise auf

[39] Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist.

[40] Das Basisjahr liegt drei Jahre vor Beginn einer Regulierungsperiode.

[41] Der konventionelle Netzausbau ist bspw. kapitalkostenintensiv. Netzoptimierende Maßnahmen dagegen sind betriebskostenintensiv.

[42] Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz - NEMoG) vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503)

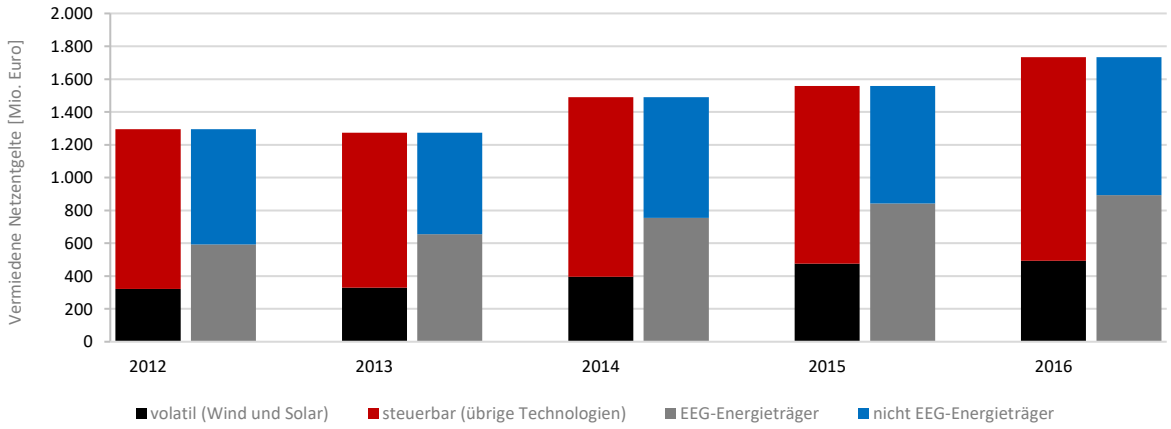
den Reformbedarf hingewiesen, auch wenn konkrete Maßnahmen noch nicht genannt werden. Vor diesem Hintergrund möchte die Expertenkommission ihren Ansatz noch einmal zusammenfassend darstellen. Für eine ausführliche Beschreibung sei auf die vorige Stellungnahme (EWK, 2016) verwiesen.

- Einführung von Netzentgelten für Erzeuger (Entry-Komponente), damit auch Erzeuger ihre Investitions- und Produktionsentscheidungen nach der Auslastung der Netze treffen. Eine solche Regelung würde zu einer Entlastung der Verbraucher in Gebieten mit hoher EE-Einspeisung führen und langfristig Investitionsanreize für Verbraucher in diesen Gebieten schaffen. Unter anderem empfiehlt auch die Monopolkommission (2017) in ihrem Sondergutachten „Energie 2017“ erzeugerseitige Netzentgelte.
- Senkung der Arbeitspreise durch Anhebung der Leistungspreise, um Verbrauchern flexible Reaktionen auf Preissignale am Strommarkt zu ermöglichen.
- Zeitliche und räumliche Dynamisierung der Netzentgelte zur Adressierung von Netzengpässen.

245. Die Expertenkommission hatte in der vorangegangenen Stellungnahme bereits eine Rücknahme der vermiedenen Netzentgelte empfohlen, da diese nicht sachgerecht sind und teils mit einer erheblichen Verteilungswirkung verbunden sind (EWK, 2016). Sie befürwortet daher grundsätzlich den Entschluss, die vermiedenen Netzentgelte abzuschaffen. Abbildung 21 zeigt die bisherige Entwicklung der vermiedenen Netzentgelte: Im Jahr 2016 waren über 1,7 Mrd. Euro zu verzeichnen; für 2017 wird mit einem sprunghaften Anstieg auf 2,4 Mrd. Euro gerechnet (BNetzA/BKartA, 2017).

246. Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) gibt Zeitpfade für die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte vor. Dabei wird nach volatilen (Wind- und solare Strahlungsenergie) und steuerbaren Anlagen (z. B. KWK-Anlagen) unterschieden. Für volatile Neuanlagen werden bereits ab 2018 keine vermiedenen Netzentgelte mehr gezahlt; für volatile Bestandsanlagen werden die vermiedenen Netzentgelte bis 2020 abgebaut. Steuerbare Neuanlagen erhalten dagegen erst ab 2023 keine vermiedenen Netzentgelte mehr. Für steuerbare Bestandsanlagen ist im NEMoG keine Rücknahme der vermiedenen Netzentgelte vorgesehen. Der Begriff des „Abschmelzens“ von vermiedenen Netzentgelten in Kapitel 12 des Monitoring-Berichts ist insofern irreführend, als nur die Netzentgelte für volatile Anlagen tatsächlich zurückgenommen werden. Die vermiedenen Netzentgelte für volatile Erzeuger machen aber, Stand 2016, nur 30 % der gesamten vermiedenen Netzentgelte aus. Die vermiedenen Netzentgelte für die bis zum Jahr 2023 errichteten steuerbaren Anlagen werden dagegen noch viele Jahre in vermutlich steigender Anzahl bestehen bleiben.

Abbildung 21: Entwicklung der vermiedenen Netzentgelte



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2017) und BMWi (2017a)

247. Die Formulierung der Bundesregierung suggeriert zudem, dass durch das NEMoG tatsächlich Kosten reduziert werden. Bei genauerer Betrachtung zeigt sich aber, dass mit der neuen Regelung zunächst nur Umverteilungseffekte verbunden sind (vgl. Ziffer 248). Bis 2023 ist sogar mit einem Anstieg der Belastung der gesamten Letztverbraucherausgaben zu rechnen.

248. Zur Quantifizierung der Wirkung des NEMoG auf die Letztverbraucherausgaben, muss zwischen EEG-geförderten und nicht EEG-geförderten Anlagen unterschieden werden. Nach Abbildung 21 wurden im Jahr 2016 knapp 900 Mio. Euro an vermiedenen Netzentgelten für EEG-Anlagen gezahlt, was knapp 50 % der gesamten vermiedenen Netzentgelte entspricht (BMWi, 2017a). Die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen werden nicht an die Anlagenbetreiber ausgezahlt, sondern zur Finanzierung der EEG-Differenzkosten verwendet. Der Netzbetreiber zahlt die vermiedenen Netzentgelte für die EEG-Anlagen auf das EEG-Umlagekonto und belastet im Gegenzug die Letztverbraucher durch eine Erhöhung der Netzentgelte. Diese Regelung hat bisher dazu geführt, dass ein nicht unwesentlicher Anteil der Kosten der EEG-Förderung zu Lasten der Letztverbraucher in Regionen mit hoher regenerativer Einspeisung geht, da die Netzentgelte – im Gegensatz zur EEG-Umlage – nicht überregional umverteilt werden (EWK, 2016). Von den 900 Mio. Euro wurden knapp 500 Mio. Euro für volatile EEG-Anlagen bezahlt. Dieser Betrag wird nach den neuen Regelungen im NEMoG bis 2020 tatsächlich abgebaut, allerdings dann als Fehlbetrag auf dem EEG-Umlagekonto zu spüren sein und letztendlich den Letztverbrauch durch eine erhöhte EEG-Umlage belasten. Die teilweise Rücknahme der vermiedenen Netzentgelte für EEG-Anlagen führt damit zu einer reinen Umverteilung, aber keiner Reduktion der gesamten Letztverbraucherausgaben (vgl. Kapitel 9.1). Die vermiedenen Netzentgelte für steuerbare EEG-Anlagen (2016: 300 Mio. Euro) werden bis 2023 weiter anwachsen und erst in den Folgejahren langsam wieder absinken.

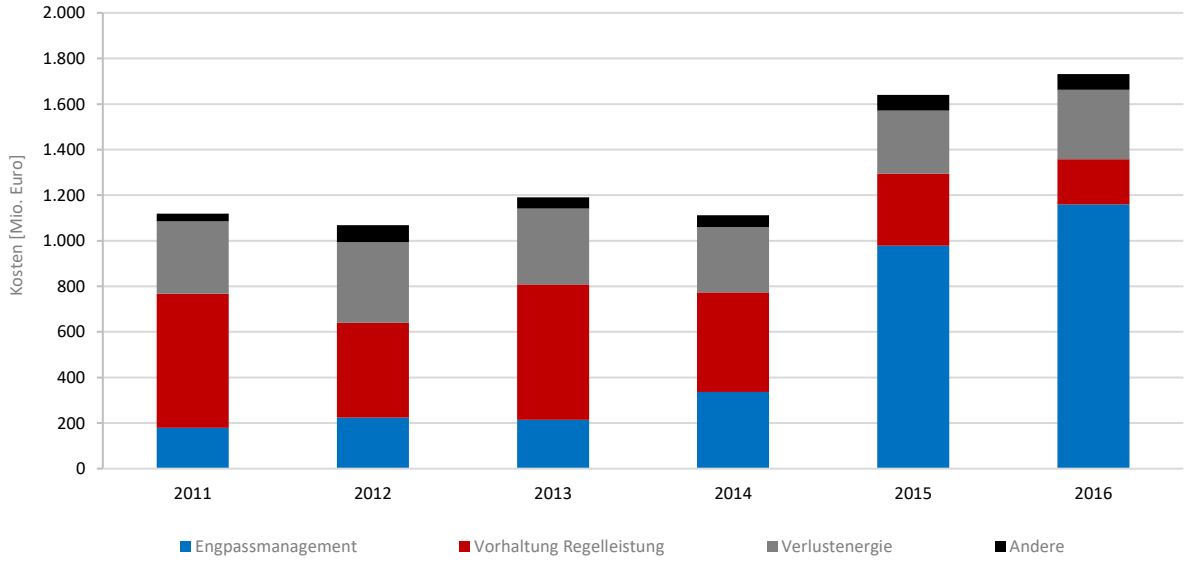
249. Im Falle der nicht EEG-geförderten Anlagen zahlt der Netzbetreiber den Anlagenbetreibern die vermiedenen Netzentgelte aus (2016: 840 Mio. Euro) und erhöht dafür die Netzentgelte der Letztverbraucher. Es ist zwar richtig, dass mit den neuen Regelungen ab dem Jahr 2023 keine zusätzliche Belastung der Letztverbraucher hinzukommt. Ein Entlastungseffekt für die Letztverbraucher tritt aber erst ein, wenn die Bestandsanlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Bis 2023 wird die Höhe der vermiedenen Netzentgelte für steuerbare Anlagen vorerst noch weiter anwachsen.

7.4 Systemdienstleistungen

250. Die Kosten für die Systemdienstleistungen[43], die von den Letztverbrauchern über die Netzentgelte bezahlt werden, setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung, die Beschaffung von Verlustenergie sowie den Kosten zusammen, die durch die Behebung von Netzengpässen entstehen (Engpassmanagement). Der Monitoring-Bericht stellt in Kapitel 12.4 richtig fest, dass die im Jahr 2016 angefallenen Kosten im Vergleich zu 2015 erneut gestiegen sind. Abbildung 22 stellt die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen grafisch dar: Während sich die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie bereits seit Jahren auf konstantem Niveau bewegen, konnten erneut Einsparungen bei den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung erzielt werden. Grund hierfür sind abermals gesunkene Ausschreibungsmengen und geringere Leistungspreise. Jedoch wird dieser Effekt durch eine erneute Erhöhung der Kosten für die Behebung von Netzengpässen mehr als ausgeglichen. (BNetzA/BKartA, 2017)

[43] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2017).

Abbildung 22: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen



Anmerkung: In der Darstellung sind die Kosten für das Einspeisemanagement dem Jahr zugeordnet, in dem die Auszahlung der Entschädigung stattgefunden hat, und nicht dem Jahr, in dem der Entschädigungsanspruch entstanden ist (vgl. Ziffer 253). In den Kosten für das Engpassmanagement sind auch die Kosten für den spannungsbedingten Redispatch enthalten.

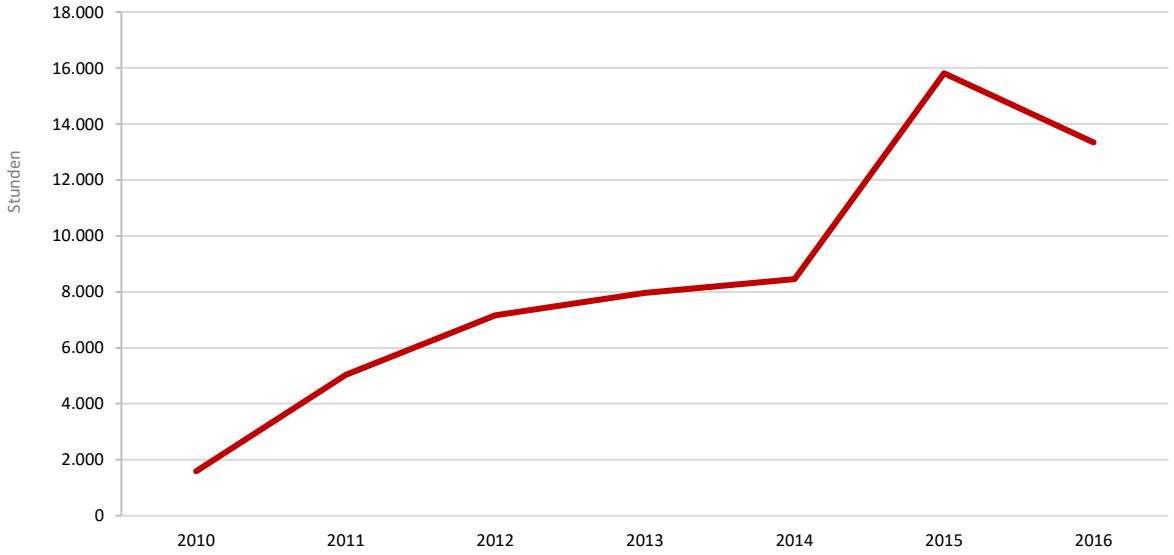
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2016, 2017) und eigenen Berechnungen

251. Die Behebung von Netzengpässen erfolgt über konventionelle Kraftwerke (im Rahmen des Redispatch und durch Netzreservekraftwerke) sowie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger (Einspeisemanagement). Im Jahr 2016 war gegenüber 2015 ein Rückgang beim Umfang der Engpassmanagementmaßnahmen zu verzeichnen. Die Summe der Dauer von marktbasierten Eingriffen (strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen) in den Stromerzeugungsfahrplan (vgl. Abbildung 23) betrug im Rekordjahr 2015 fast 16.000 Stunden und ist im Jahr 2016 auf rund 13.300 Stunden gesunken. Während 2015 ein extrem starkes Windjahr war, zeichnete sich 2016 eher durch geringe Windeinspeisungen aus. Auch die Fertigstellung einiger wichtiger Netzausbauprojekte (z. B. erster Stromkreis der Thüringer Strombrücke) trug zu einem reduzierten Umfang der Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen bei. Daneben führte eine Verbesserung der Abläufe bei den Übertragungsnetzbetreibern zu einer Reduktion der Mengen und Kosten beim Redispatch (BNetzA/BKartA, 2017). Die spezifischen Kosten des Einspeisemanagements[44] sind relativ konstant, für die spezifischen Kosten des Redispatch[45] konnten 2016 abermals Kostensenkungen erreicht werden (vgl. Abbildung 24 und Abbildung 25).

[44] Durchschnittliche Kosten in Euro je Megawattstunde abgeregelter erneuerbarer Energie (EEG-gefördert) oder KWK-Erzeugung (KWKG-gefördert).

[45] Durchschnittliche Kosten in Euro je Megawattstunde Einspeisereduzierung (negativer Redispatch). Die Kosten für die Gegenmaßnahmen (positiver Redispatch) sind enthalten.

Abbildung 23: Summe der Dauer von marktbasierten Eingriffen (Redispatchmaßnahmen46) in den Stromerzeugungsfahrplan in Stunden



Anmerkung: Die Stunden, in denen Redispatchmaßnahmen erforderlich waren, werden für alle Netzelemente auf Jahresbasis addiert.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2017)

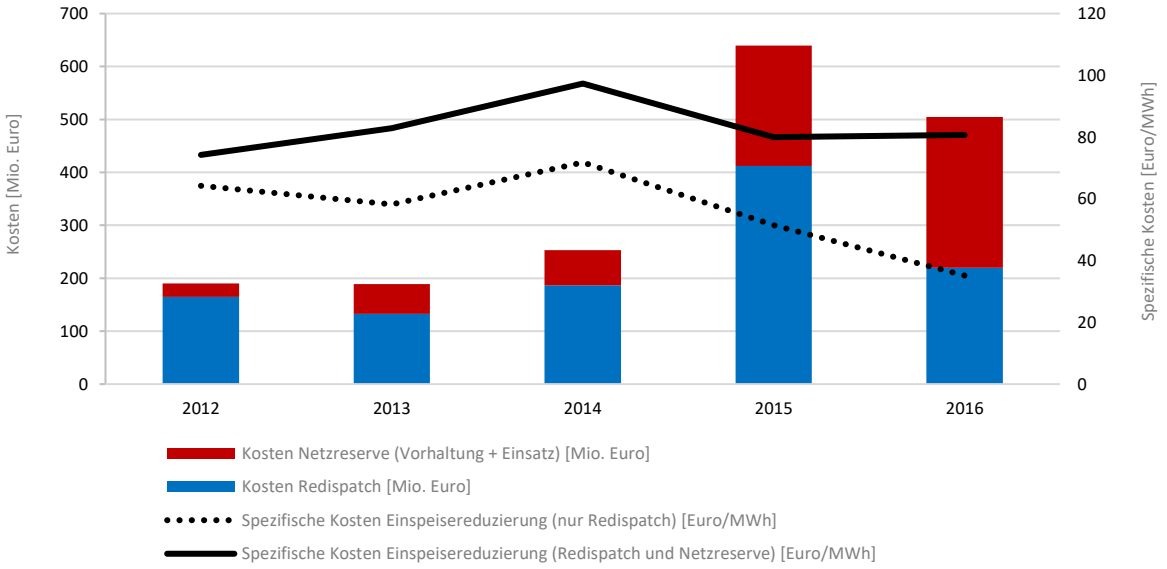
252. Der Reduktion der Kosten beim Redispatch stehen aber gestiegene Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreservekraftwerke gegenüber (vgl. Abbildung 24). Die Netzreserve (auch Winterreserve) nach Netzreserveverordnung (NetzResV)[47] dient der Behebung von Netzengpässen in den Wintermonaten durch Kraftwerke in Süddeutschland und im Ausland. Reichen die vertraglich gesicherten Redispatchkraftwerke nicht aus oder wirken nur ineffektiv auf den Engpass, werden Kraftwerke aus der Netzreserve eingesetzt (vgl. auch Ziffer 200). Seit 2015 haben die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke stark an Bedeutung gewonnen; ein steigender Anteil des positiven Redispatch wird durch die Reservekraftwerke erbracht. Es ist daher sachlich nicht richtig, die Kosten für Redispatch isoliert zu betrachten. Bei einer gemeinsamen Betrachtung fallen auch die erreichten Reduktionen bei den spezifischen Kosten geringer aus (vgl. Abbildung 24).

253. Der Kostenanstieg der Systemdienstleistungen im Jahr 2016 ist aber vor allem auf hohe Entschädigungszahlungen für abgeregelte EEG-Anlagen aus dem Jahr 2015 zurückzuführen. Verteilt man die Kosten für die Entschädigungen nach dem Jahr, in dem die Entschädigungsansprüche entstanden sind, und nicht nach dem Jahr, in dem die Entschädigungen ausgezahlt wurden, erhält man eine sachrichtige Zuordnung der Kosten. Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Entschädigungsansprüche und der -zahlungen im Vergleich. Demnach sind die Entschädigungsansprüche (und damit die abgeregelten Energiemengen) im Vergleich zu dem Rekordjahr 2015 erfreulicherweise wieder gesunken. Berücksichtigt man diesen Sachverhalt, sind die gesamten Kosten für Systemdienstleistungen im Jahr 2016 gegenüber 2015 sogar rückläufig.

[46] Es werden strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen berücksichtigt.

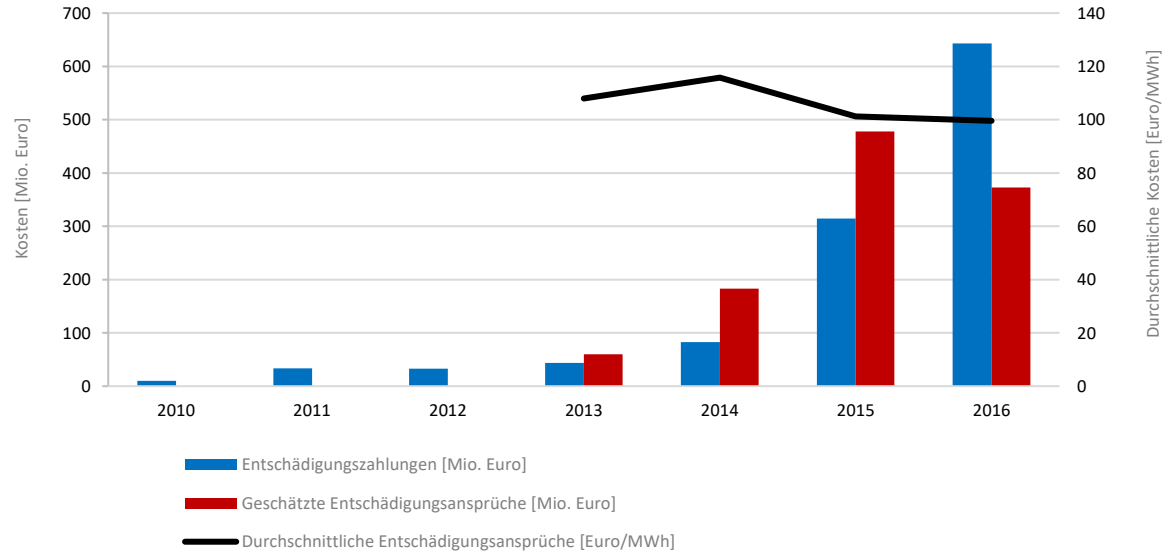
[47] Gemäß der Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Die „Netzreserve“ wird auch „Winterreserve“ genannt.

Abbildung 24: Kosten für Redispatch und Netzreserve



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014a, 2014b, 2015, 2016 und 2017) und eigenen Berechnungen

Abbildung 25: Entschädigungszahlungen und -ansprüche für das Einspeisemanagement



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2017a) und eigenen Berechnungen

254. Auch wenn die Eingriffsdauern und – bei einer sachgerechten Zuordnung – die Kosten für die Netzengpassbehebung im Jahr 2016 gesunken sind, befinden sie sich im Vergleich zu den Vorjahren noch auf hohem Niveau. Die Expertenkommission begrüßt das Vorhaben der Bundesregierung die Kosten im Rahmen eines Stakeholder-Prozesses weiter zu senken (Kapitel 12.4 im Monitoring-Bericht). Dadurch sollen nach Schätzung der beteiligten Akteure Einsparungen in Höhe von 200 Mio. Euro pro Jahr erreicht werden. Die Expertenkommission gibt aber zu bedenken, dass sich die Kosten auch schnell wieder nach oben entwickeln können, wenn nicht zeit-

nah der erforderliche Netzausbau erfolgt (vgl. Kapitel 7.1). Für 2017 zeichnet sich bereits ab, dass die Energiemengen und Eingriffsdauern beim Redispatch und der Netzreserve die Werte des Jahres 2016 deutlich übersteigen (BNetzA, 2018e). Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat für 2017 eine Verdopplung der Kosten für netzstabilisierende Maßnahmen des Jahres 2016 auf eine Rekordhöhe von über einer Milliarde Euro angekündigt (Energate, 2018a).

255. Entgegen der Empfehlung der Bundesnetzagentur (Bundestag, 2015) wurde die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)[48] Ende 2016 nur geringfügig überarbeitet und verlängert. Die Bundesregierung nennt die Neuauflage der Verordnung im Monitoring-Bericht in Kapitel 12 eine der „zentrale[n] Maßnahmen im Bereich [der] Netzinfrastruktur". Die Expertenkommission möchte wiederholt darauf hinweisen, dass die abschaltbaren Lasten bezogen auf den geringen Nutzen ein sehr teures Instrument sind. Durch die hohen Vorhaltekosten und die geringen Einsatzzeiten kommen Kosten zustande – ohne erkennbaren Nutzen für den Netzbetrieb. Im Jahr 2016 wurden die abschaltbaren Lasten nur an zwei Tagen abgerufen. Zu beiden Zeitpunkten hätte die erforderliche Systemdienstleistung auch durch Regelleistung erbracht werden können. Im Jahr 2017 zeigte sich ein ähnliches Bild. Auch hat die Novellierung der Verordnung bisher nicht die gewünschten Effekte gezeigt. Weder konnte eine deutliche Zunahme der Marktteilnehmer noch der angebotenen Leistung erzielt werden. Dadurch ergibt sich nach wie vor keine wettbewerbliche Preisbildung und demzufolge konnten auch die Kosten nicht deutlich gesenkt werden.[49]

256. In Summe fallen die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der abschaltbaren Lasten bei der Betrachtung der gesamten Kosten für Systemdienstleistungen kaum ins Gewicht (vgl. „Andere" in Abbildung 22). Jedoch sind auch diese Kosten zu viel, wenn sie aus Systemsicht irrelevant sind. Im Sinne der Effizienz sollte die Bundesregierung derart kleinteilige Instrumente vermeiden.

[48] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV) vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Abschaltbare Lasten können sowohl als Alternative zum Redispatch als auch zur Regelleistung eingesetzt werden.

[49] Nach eigenen Berechnungen auf Grundlage der Veröffentlichungen der Ausschreibungsergebnisse und Abrufwerte auf www.regelleistung.net.

8 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Der Endenergieverbrauch des Verkehrs ist im Jahr 2016 um fast 3 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist der vierte Anstieg in Folge und läuft dem gesetzten Ziel für das Jahr 2020 entgegen. Die derzeitige Ziellücke zum 2020-Ziel entspricht rechnerisch in etwa dem Jahresverbrauch von 10 bis 11 Mio. Pkw in Deutschland (ca. ein Viertel des Pkw-Bestands). Laut Klimaschutzplan 2050 soll der Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 seine Emissionen auf 98 Mio. t CO_2-Äquivalente senken. Hier besteht mit Emissionen von 167 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2016 ein Reduktionsbedarf von knapp 70 Mio. t CO_2-Äquivalenten bzw. ca. 41 %. Der Koalitionsvertrag stellt fest, dass die deutsche Verkehrspolitik dem Klimaschutzplan 2050 und dem Pariser Klimaschutzabkommen verpflichtet ist. In den genannten Maßnahmen bleibt der Koalitionsvertrag allerdings beim größten Verursacher von Energieverbrauch und Emissionen, dem motorisierten Individualverkehr (MIV), sehr unspezifisch.

Die wichtigsten Treiber des zunehmenden Energieverbrauchs und der wachsenden Emissionen im MIV sind zum einen die stetig steigende Zahl an Fahrzeugen und damit verbunden die steigende Gesamtfahrleistung. Zum anderen stagnieren der durchschnittliche spezifische Energieverbrauch im Pkw-Bestand, und damit auch die durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen, seit Jahren. Gründe hierfür sind die weiterhin bestehenden Abweichungen zwischen Test- und Realemissionen. Durch die Nutzung von Flexibilitäten im Testverfahren des Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) wurden die gesetzlich vorgegebenen Grenzwerte in der Praxis weitgehend wirkungslos. Das neue Testverfahren der Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) wird realistischere Resultate erzeugen, jedoch den Abstand zu den Emissionen unter echten Fahrbedingungen nicht schließen. Die Expertenkommission plädiert für ergänzende unabhängige Untersuchungen unter echten Fahrbedingungen, um die Entwicklung der Abweichungen regelmäßig zu überprüfen. Die Abweichungen sollten auch in der Ausgestaltung von Politikmaßnahmen berücksichtigt werden. Neue spezifische Emissionsgrenzwerte für Pkw, gültig ab dem Jahr 2021, sind derzeit auf EU-Ebene in Verhandlung, aber laut derzeitigem Entwurf der EU-Kommission nicht ausreichend als Beitrag zur Erreichung der Emissionsreduktionen nach dem Klimaschutzplan 2050. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung sich in den weiteren Verhandlungen für ambitioniertere CO_2-Grenzwerte einzusetzen. Fehlende Emissionsreduktionen müssen sonst durch zusätzliche nationale Maßnahmen kompensiert werden, um die Ziele des Klimaschutzplans 2050 zu erreichen.

Die Zunahme des Fahrzeugbesitzes und der Gesamtfahrleistung im MIV macht die Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen zunichte. Preisinstrumente können dabei helfen, Rebound-Effekte aus Effizienzverbesserungen einzudämmen und Externalitäten des Verkehrs zu internalisieren. Die Expertenkommission rät der Bundesregierung entsprechend ihrer letzten Stellungnahme die weitreichende Einführung eines Bepreisungssystems für die Straßennutzung voranzubringen. Weiterhin empfiehlt die Expertenkommission die Kfz-Steuer und die Dienstwagenbesteuerung zu nutzen, um Anreize zu setzen, kleinere, leichtere, effizientere und klimafreundlichere Fahrzeuge zu kaufen und klimaschädliche Fahrzeuge unattraktiver zu machen. Dies würde, neben Vorteilen im Ausstoß von CO_2, weitere Externalitäten wie Flächennutzung, Feinstaubemissionen und Ressourcennutzung adressieren.

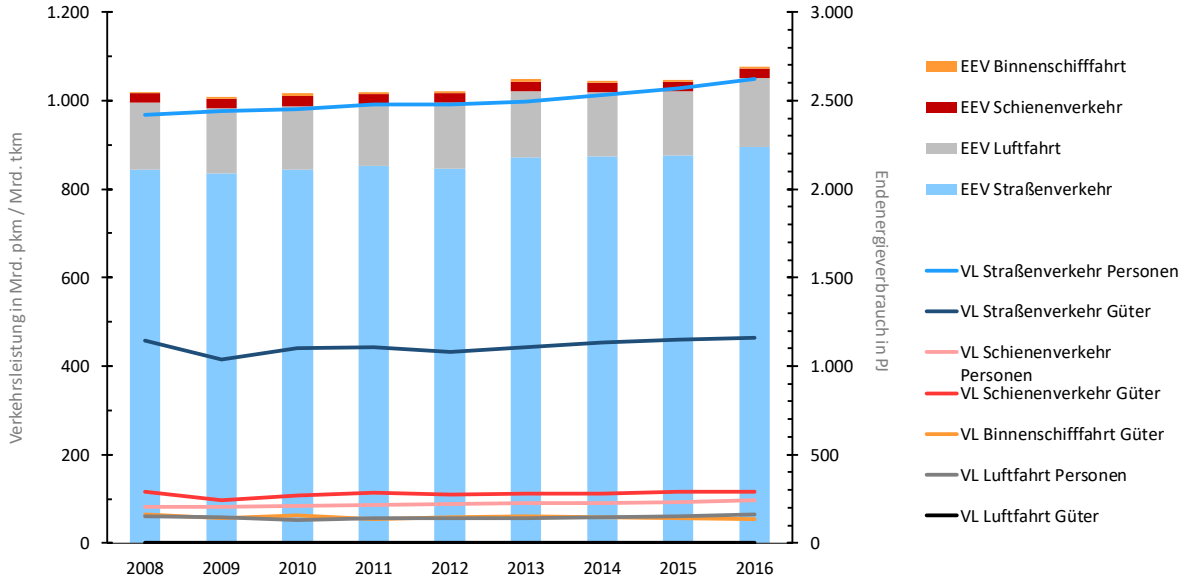
Die Anschaffungskosten für einen batterieelektrischen Pkw der unteren Mittelklasse waren im Jahr 2015 in Abhängigkeit von der Batteriegröße etwa 5.600 bis 17.700 Euro höher als die eines vergleichbaren konventionellen Fahrzeugs. Sie stellen trotz bestehender Förderinstrumente weiterhin ein Hindernis für die Verbreitung der Elektromobilität dar, so dass weitere unterstützende Maßnahmen nötig sein werden. Die für den Ausbau der Ladeinfrastruktur nötigen Investitionen in die Verteilnetze müssen zeitnah angegangen werden.

Beim Schienenverkehr begrüßt die Expertenkommission die Vorhaben, die im Koalitionsvertrag formuliert wurden. Existierende Potenziale zur Verlagerung des Verkehrs auf die Schiene sollten umfassend erschlossen werden. Eine auf den Externalitäten des Verkehrs basierende Bepreisung der Straßennutzung kann hier die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene verbessern. Vor dem Hintergrund des Klimaschutzplans 2050 sollte die Bundesregierung auch die Frage der nötigen Infrastrukturinvestitionen und der Verteilung zwischen Straße und Schiene im Bundesverkehrswegeplan neu bewerten.

8.1 Entwicklung des deutschen Verkehrssektors

257. Wie der Monitoring-Bericht der Bundesregierung feststellt, hat sich auch im Jahr 2016 der Endenergieverbrauch des Verkehrs weiter erhöht anstatt zu sinken. Ursächlich war hierfür fast ausschließlich der Straßenverkehr mit einer Erhöhung auf 2.242 PJ in 2016 gegenüber 2.191 PJ im Jahr 2015. Alle anderen Verkehrsbereiche blieben mehr oder weniger konstant, bis auf den Flugverkehr mit einem Anstieg auf 389 PJ von 362 PJ. Abbildung 26 stellt die Entwicklung der Verkehrsleistung verschiedener Verkehrsbereiche aufgeteilt in Personen- und Güterverkehr sowie die Endenergieverbräuche nach Verkehrsbereichen dar. Der Straßenverkehr erbringt neben dem Luftfrachtverkehr deutlich die meisten Verkehrsleistungen sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr. Dementsprechend entstehen hier auch die größten Endenergieverbräuche.

Abbildung 26: Verkehrsleistung und Endenergieverbrauch verschiedener Verkehrsbereiche



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BMVI (2017b)

258. Im Jahr 2016 betrugen die Verkehrsleistungen im Straßenpersonenverkehr 1.048 Mrd. pkm und im Straßengüterverkehr 464 Mrd. tkm. Dabei wurden 1.553 PJ Endenergie im Straßenpersonenverkehr und 689 PJ im Straßengüterverkehr genutzt. Das Verhältnis der Anteile von Personen- und Güterverkehr am Endenergieverbrauch des gesamten Straßenverkehrs liegt seit 10 Jahren relativ konstant bei etwa 70/30. Der Straßenpersonenverkehr wiederum wird dominiert vom motorisierten Individualverkehr (MIV), der mit 966 Mrd. pkm von insgesamt 1.048 Mrd. pkm den öffentlichen Straßenpersonenverkehr im Jahr 2016 weit übertrifft. Dies spiegelt sich auch im Endenergieverbrauch des Straßenpersonenverkehrs wieder, wo der MIV für 1.517 PJ der insgesamt

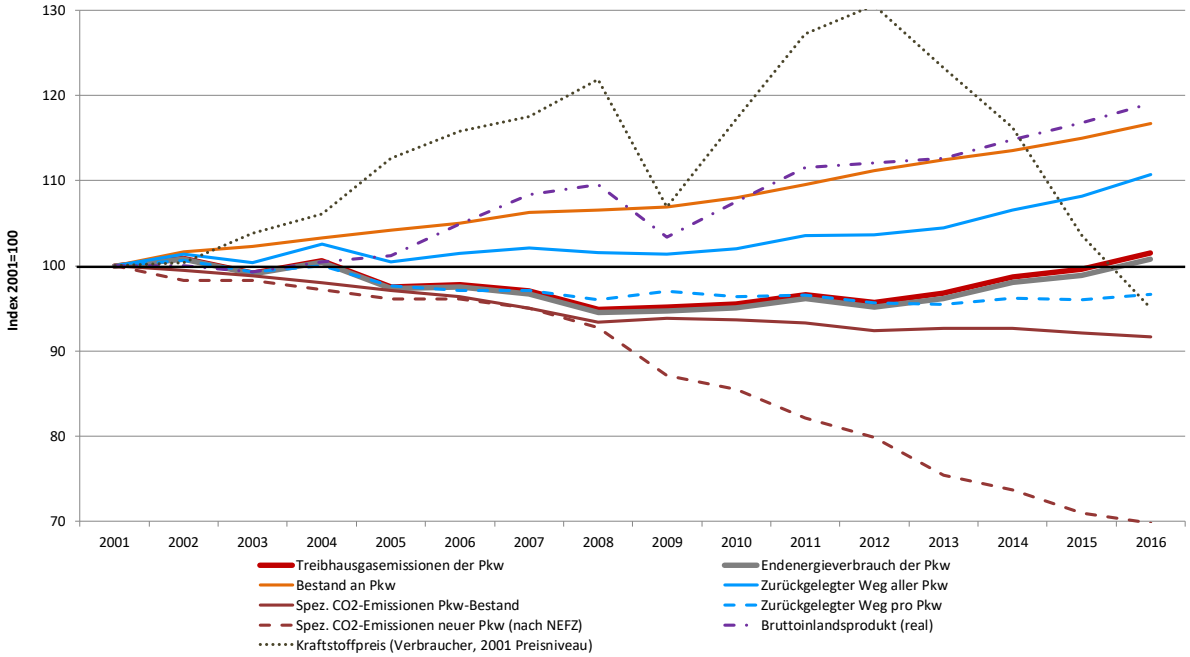
1.553 PJ verantwortlich ist. Insgesamt resultieren aus dem MIV 1.517 PJ Endenergieverbrauch von 2.242 PJ im Straßenverkehr (68 %) und von 2.696 PJ im Verkehr insgesamt (56 %).

259. Im Güterverkehr ist die Verkehrsleistung im Jahr 2016 neben dem Luftfrachtverkehr insbesondere im Straßengüterverkehr gestiegen, die anderen Bereiche blieben konstant bzw. sanken marginal. Seit der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 lässt sich ebenfalls ein leichter aber stetiger Aufwärtstrend für den Straßengüterverkehr feststellen, auch der Schienengüterverkehr stieg leicht im Vergleich zum Jahr 2009. Der Straßengüterverkehr verbrauchte etwa 31 % der Endenergie des Straßenverkehrs und 26 % der gesamten Endenergie des Verkehrs in 2016.

260. Aufgrund der vorliegenden Entwicklung ist nicht nur die Erreichung des 2020-Ziels einer zehnprozentigen Senkung des Endenergieverbrauchs im Verkehr im Vergleich zum Jahr 2005 unrealistisch. Um das Ziel der Bundesregierung noch zu erreichen müsste der Endenergieverbrauch im Verkehr gegenüber dem Jahr 2016 mit 2.696 PJ um 368 PJ auf 2.328 PJ im Jahr 2020 sinken. Diese Ziellücke entspricht rechnerisch dem Jahresverbrauch von etwa 10 bis 11 Mio. Pkw in Deutschland. Der Sektor ist im Moment auch alles andere als auf dem Weg zu einer Dekarbonisierung, wie sie durch das Sektorziel für das Jahr 2030 im Klimaschutzplan 2050 vorgesehen ist. Dementsprechend müsste der Verkehrssektor bis zum Jahr 2030 seine Emissionen auf 98 Mio. t CO_2-Äquivalente senken. Hier besteht mit Emissionen von 167 Mio t CO_2-Äquivalente im Jahr 2016 ein Reduktionsbedarf von knapp 70 Mio. t CO_2-Äquivalente bzw. ca. 41 %. Aus der vorherigen Darstellung wird deutlich, dass sowohl im MIV als auch im Straßengüterverkehr die größten Reduktionen stattfinden müssen.

261. Der MIV wiederum wird dominiert durch die Pkw. Krafträder, Mopeds, Mofas und Mokicks sind nur für etwa 1,5 % des Kraftstoffverbrauchs im MIV verantwortlich. Wie aus Abbildung 27 ersichtlich wird, stagnieren der Endenergieverbrauch und die Gesamtemissionen des Pkw-Verkehrs in Deutschland und befinden sich im Jahr 2016 auf dem Niveau des Jahres 2001. Diese Entwicklung ist vor allem geprägt durch die Zunahme der gesamten von Pkw zurückgelegten Wegstrecke auf der einen Seite und der ungenügenden Reduzierung der durchschnittlichen spezifischen CO_2-Emissionen des Fahrzeugbestandes auf der anderen Seite. Der Anstieg der insgesamt zurückgelegten Wegstrecke in Deutschland ist ein Ergebnis des stetig wachsenden Fahrzeugbestandes. Die Zahl der angemeldeten Pkw stieg von etwa 38,3 Mio. im Jahr 2001 auf 44,7 Mio. im Jahr 2016. Dies entspricht jeweils 462 Pkw pro 1.000 Einwohner im Jahr 2001 und 542 in 2016. Der durchschnittlich zurückgelegte Weg pro Pkw blieb hingegen relativ konstant über den betrachteten Zeitraum. Fahrzeugbestand und Wegstrecke entwickelten sich weitgehend unabhängig vom Kraftstoffpreis. Die spezifischen Emissionen neuer in Deutschland registrierter Fahrzeuge nach dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) sanken von etwa 179 g/km im Jahr 2001 auf 127 g/km in 2016 (ICCT, 2017a). Währenddessen verzeichneten die spezifischen Emissionen des gesamten Fahrzeugbestandes aber nur eine leichte Reduzierung von etwa 197 g/km in 2001 über 184 g/km im Jahr der Einführung der Flottengrenzwerte (2009) auf rund 180 g/km in 2016. Insbesondere seit 2009 gingen die beiden Indikatoren stark auseinander in ihrer Entwicklung: Während die spezifischen Emissionen nach NEFZ kontinuierlich sanken, schlug sich dies nur sehr schwach in den gesamten Emissionen des Pkw-Bestandes nieder. Weiterhin hätten die erreichten Effizienzfortschritte bei neuen Pkw nach NEFZ weitaus größer ausfallen können, wären die durchschnittliche Motorleistung und das durchschnittliche Fahrzeuggewicht konstant geblieben. Von 2001 bis 2016 stieg das durchschnittliche Gewicht in fahrbereitem Zustand neuer Fahrzeuge jedoch von 1.357 auf 1.468 kg. Im gleichen Zeitraum wuchs die durchschnittliche Motorleistung neuer Pkw in Deutschland von 83 auf 109 kW (ein Anstieg um fast 28 %). Im Durchschnitt sind die Fahrzeuge in Deutschland schwerer und leistungsstärker als im EU-Vergleich (1.392 kg und 95 kW in 2016).

Abbildung 27: Gesamte Treibhausgasemissionen durch Kraftstoffverbrennung in Pkw in Deutschland und Einflussfaktoren, 2000-2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Ecologic Institut (2017b), BMVI (2017b), ICCT (2017a), Eurostat (2018) und MVV (2018)

8.2 Novellierung der europäischen CO_2-Grenzwerte für Pkw

262. Der Pkw-Verkehr spielt gegenwärtig und auch mittelfristig die wichtigste Rolle beim Energieverbrauch und den Emissionen des Verkehrs in Deutschland. Das wichtigste Instrument zur Reduzierung der CO_2-Emissionen im Pkw-Verkehr sind die spezifischen Flottengrenzwerte für neue Personenkraftwagen, eingeführt durch die EU-Verordnung Nr. 443/2009. Die Verordnung und spätere Änderungen definieren einen Grenzwert für den Durchschnitt der in der EU zugelassenen Neuwagenflotte von 130 g/km ab dem Jahr 2015 und 95 g/km ab dem Jahr 2021. Basierend auf diesen EU-Grenzwerten werden fahrzeugmasseabhängige Grenzwerte für die durchschnittlichen Emissionen der Neuwagen der jeweiligen Hersteller eingeführt[50]. Die Einhaltung dieser Grenzwerte für die spezifischen Emissionen neuer Pkw wird auf Basis festgelegter Testzyklen gemessen, denen bis vor kurzem der NEFZ zugrunde lag, ein genormter Labortest.

263. Die im NEFZ gegebenen Flexibilitäten werden von den Herstellern genutzt, um die Ergebnisse zu optimieren (EEA, 2016, ICCT, 2017b). Eine Analyse des ICCT von mehr als einer Million Fahrzeugen auf Basis von 14

[50] Die herstellerspezifischen Zielvorgaben kalkulieren sich auf der Basis folgender Formel:

Spezifische CO_2-Emissionen = 130 + a * (M - M_0) im Jahr 2016

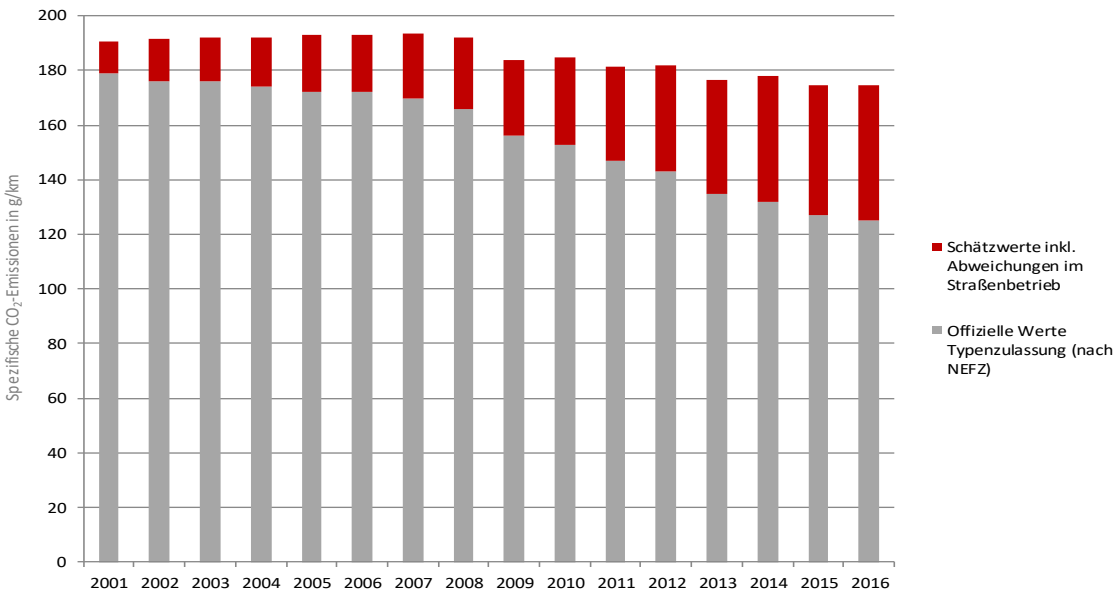
Spezifische CO_2-Emissionen = 95 + a * (M - M_0) im Jahr 2021

Hierbei stehen M für die durchschnittliche Masse der Neuwagenflotte eines bestimmten Herstellers im Jahr 2016, M_0 für eine festgelegte Referenzmasse die alle drei Jahre angepasst wird, um die durchschnittliche Masse neuer Fahrzeuge zu reflektieren (1.392,4 kg im Jahr 2016), und a für einen festgelegten Faktor (0,0457 in 2016; 0,0333 in 2021).

verschiedenen Datenquellen in 8 Ländern in Europa kommt zu dem Ergebnis, dass die Abweichung zwischen Emissionen unter Testbedingungen und den realen Emissionen in Europa im Jahr 2016 bei durchschnittlich 42 % lag. Diese Abweichung ist über die vergangenen Jahre immer größer geworden. Im Jahr 2001 lag sie noch bei etwa 9 % (ICCT, 2017b). Eine Untersuchung anhand eines Datensets für Deutschland kommt zu dem Schluss, dass die Abweichung zwischen Labor und Straße in Deutschland von 7 % (12 g/km) im Jahr 2001 auf 40 % (49 g/km) in 2016 anstieg (ICCT, 2017b).[51]

264. Wendet man die durchschnittlichen prozentualen Abweichungen zwischen Labor und Straße für Deutschland auf die durchschnittlichen Werte aus den Typengenehmigungen nach dem NEFZ an, so lässt sich die tatsächliche Entwicklung der spezifischen Emissionen neuer Pkw in Deutschland grob abschätzen. In Abbildung 28 wird deutlich, dass seit Einführung der europäischen Flottengrenzwerte im Jahr 2009 die tatsächlichen spezifischen CO_2-Emissionen neuer Pkw nahezu konstant geblieben sind. Dementsprechend sind auch die Reduktionen der spezifischen Emissionen im Fahrzeugbestand in Deutschland nur sehr gering. Wie oben bereits erwähnt sind seit der Einführung der Flottengrenzwerte im Jahr 2009 die spezifischen CO_2-Emissionen im Pkw-Bestand gerade einmal um etwa 2 % gesunken.

Abbildung 28: Spezifische CO_2-Emissionen neuer Pkw in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ICCT (2017a, 2017b)

265. Sowohl in der Analyse der spezifischen CO_2-Emissionen neuer Fahrzeuge als auch im Fahrzeugbestand ist somit festzustellen, dass die CO_2-Grenzwerte für neue Pkw zu keiner nennenswerten positiven Entwicklung ge-

[51] Dieser relative Anstieg der Abweichung basiert zum großen Teil auf steigenden absoluten durchschnittlichen Abweichungen und zu einem kleinen Teil auf einem rein mathematischen Effekt, da der Basiswert – die gemessenen Labortestwerte – stetig sinkt. Berechnet man die prozentuale Abweichung auf Basis der Werte aus den Typgenehmigungen im Jahr 2001, so ist immer noch ein Anstieg der Abweichung auf 29 % im Jahr 2016 festzustellen (ICCT 2017b).

führt haben. Ein wichtiger Grund hierfür war das zugrundeliegende Testverfahren, welches zu weit von den tatsächlichen CO_2-Emissionen im Straßenbetrieb entfernt war und welches den Fahrzeugherstellern zu weiten Spielraum zuließ, dessen Ausnutzung in zunehmendem Maße von den Herstellern perfektioniert wurde.

266. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung thematisiert die Abweichungen zwischen Testverfahren und Realbetrieb nur beiläufig und verspricht, dass sich die Bundesregierung auf EU-Ebene dafür einsetzen wird, „dass die CO_2-Flottenregulierung für neue Pkw und leichte Nutzfahrzeuge für die Zeit nach 2020 ambitioniert, aber realistisch weiterentwickelt wird.“ Es bleibt abzuwarten, was dies konkret bedeutet.

267. Das europäische Testverfahren wird derzeit bis zum September 2019 vollständig vom NEFZ auf den Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) umgestellt, welche realistischere Resultate erzeugen soll. Des Weiteren veröffentlichte die Europäische Kommission im November 2017 ihren Vorschlag zur Ausgestaltung der CO_2-Emissionsstandards für Pkw und kleine Nutzfahrzeuge bis zum Jahr 2030 (EU-KOM, 2017a) als Teil des „Clean Mobility Packages“[52], dem nach „Europe on the Move“ vom Mai 2017 zweiten Paket legislativer und nicht-legislativer Initiativen zur Umsetzung der europäischen Strategie für emissionsarme Mobilität.

268. Es ist zu erwarten, dass der WLTP die Lücke zwischen gemessenen Emissionen auf dem Teststand und echten Fahrbedingungen zunächst auf etwa die Hälfte reduziert, jedoch nicht komplett schließt (ICCT, 2017c). Aufgrund bestehender Schlupflöcher im WLTP ist weiterhin nicht auszuschließen, dass sich die Lücke wieder vergrößern wird. Aus diesem Grunde sollten ergänzende unabhängige Untersuchungen unter echten Fahrbedingungen stattfinden. Ergebnisse dieser Tests sollten den Käufern transparent zur Verfügung gestellt und auch auf den Effizienzlabels der Pkw berücksichtigt werden. Weiterhin sollten Forschung und Politik die Abweichungen in Kosten-Nutzen-Abwägungen von Politikmaßnahmen berücksichtigen.

269. Die neuen spezifischen Emissionsgrenzwerte für 2025 und 2030 sind als prozentuale Reduktionen im Zieljahr gegenüber dem Basisjahr 2021 festgelegt. So müssen die spezifischen Emissionen der EU-Neuwagenflotte im Jahr 2025 um 15 % geringer und im Jahr 2030 um 30 % geringer sein als im Jahr 2021[53]. Es findet in der Regulierung keine Festlegung absoluter Grenzwerte statt. Die Setzung der bisher geltenden absoluten Grenzwerte, zuletzt 95 g/km im Jahr 2021, fußte auf dem NEFZ. Da der WLTP realitätsnähere Testergebnisse liefern soll, wird es jedoch eine Umrechnung anhand eines Korrelationsfaktors geben (Durchführungsverordnung (EU) 2017/1153 der Kommission). Dieser wird im Jahr 2021 etwa 1,15 bis 1,25 betragen (ICCT 2018, Öko-Institut, 2017). Somit würde der Referenzwert auf den sich die prozentualen Reduktionsziele beziehen im Jahr 2021 zwischen ca. 109 und 119 g/km liegen. Dementsprechend würde eine Senkung von 30 % bis zum Jahr 2030 absolute Grenzwerte zwischen ca. 76 und 83 g/km getestet nach WLTP bedeuten. Unterstellt man eine durchschnittliche Abweichung von 20 % zwischen WLTP und Realemissionen, so ergeben sich reale spezifische Emissionsgrenzwerte für die EU-Neuwagenflotte von etwa 91 bis 100 g/km im Jahr 2030.

270. Im Szenario mit weiteren Maßnahmen (MWMS) kalkuliert der Projektionsbericht 2017 direkte Emissionsminderungen durch die Fortschreibung der CO_2-Grenzwerte für Pkw zum Jahr 2030 von 11,2 Mio. t CO_2 (BMUB, 2017a). Dieser Berechnung liegt die Annahme zugrunde, dass der Grenzwert für das Jahr 2030 nach dem NEFZ 60 g/km betragen wird. Dies entspräche einer prozentualen Reduktion gegenüber dem deutschen Flottenziel im Jahr 2021 (etwa 97,4 g/km, unter Annahme konstanter Gewichtsentwicklung) von ca. 38 % und bildet somit ein

[52] Der Regulierungsvorschlag der Europäischen Kommission wird nun dem Europäischen Parlament und dem Europäischen Rat für weitere Verhandlungen vorgelegt. Die endgültige Verordnung wird für Ende 2018 bzw. Anfang 2019 erwartet.

[53] Auch hier werden wieder, ähnlich zum Vorgehen nach EU-Verordnung Nr. 443/2009, fahrzeugmasseabhängige Ziele für die Hersteller auf Basis des EU-Flottenziels berechnet.

wesentlich ambitionierteres Ziel ab, als es der Vorschlag der EU-Kommission derzeit vorsieht. Doch auch diese Vorgabe würde nicht die benötigten Emissionsreduktionen im Verkehr erzeugen. Der Sektorzuordnung des Klimaschutzplans 2050 folgend, sinken die Emissionen des Verkehrs laut Projektionsbericht im MWMS von 163,3 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 1990 um 25,7 Mio. t auf 137,6 Mio. t im Jahr 2030. Der Klimaschutzplan 2050 setzt sich jedoch zum Ziel die Emissionen im Verkehrsbereich auf mindestens 98 Mio. t CO_2-Äquivalente im Jahr 2030 zu senken (BMBU, 2017b). Es besteht demnach auch unter Verwendung dieses strengeren Zielwertes eine Ziellücke von fast 40 Mio. t CO_2-Äquivalenten. Für einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der nötigen Emissionsreduktionen laut Klimaschutzplan 2050 müssten die Zielwerte für die spezifischen CO_2-Emissionen neuer Pkw im Jahr 2030 ambitionierter werden oder es müssen andere Maßnahmen greifen, insbesondere im Bereich der Verkehrsverlagerung und Verkehrsvermeidung (vgl. unten).

271. Fahrzeugseitig könnte einer Berechnung des Öko-Instituts für die Agora Verkehrswende zufolge eine Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen neuer Fahrzeuge von 50 % im Jahr 2025 und 75 % im Jahr 2030 gegenüber 2021 zu einer Emissionsreduktion im Verkehr in Deutschland von 37 Mio. t CO_2-Äquivalenten führen gegenüber dem Jahr 1990 auf einen 2030-Wert von etwa 126 Mio. t (Agora Verkehrswende, 2018). Die Lücke zum Ziel des Klimaschutzplans würde demnach auf 28 Mio. t sinken. Dieses Szenario wäre allerdings mit Anteilen (teil-)elektrischer Pkw an den Neuzulassungen von 45 % im Jahr 2025 (davon 25 % batterieelektrisch und 20 % Plug-In Hybride) und 76 % im Jahr 2030 (davon 47 % batterieelektrisch und 29 % Plug-In Hybride) verbunden. Voraussetzung für solche Anteile an den Neuzulassungen sind allerdings sinkende Fahrzeugkosten, die Einführung einer effizienten und flächendeckenden Ladeinfrastruktur, als auch Lösungen zur Verbesserung der Ressourceneffizienz der Fahrzeuge.

272. Der Vorschlag der EU-Kommission zu den CO_2-Emissionsstandards setzt außerdem nur geringe Anreize zur Einführung der Elektromobilität. Neben den prozentualen Reduktionszielen für die durchschnittliche Flotte eines Herstellers, enthält der Vorschlag der Kommission auch ein Anrechnungssystem, das auf dem Absatzanteil von Fahrzeugen mit sehr niedrigen Emissionen (<50 g/km) basiert. Hersteller mit einem Absatz von mehr als 15 % pro Jahr von 2025 bis 2029 und mehr als 30 % ab 2030 (EU-KOM, 2017b) können ihr spezifisches Emissionsziel um bis zu 5 % abschwächen. Dieser Anreiz erlaubt es Herstellern mit entsprechenden Anteilen von Niedrigemissionsfahrzeugen den übrigen Teil ihrer Flotte mit höheren spezifischen Emissionen in den Verkehr zu bringen als es ohne diese Sonderregelung möglich wäre. Der Regelungsvorschlag enthält weiterhin keine zwingende Verbindlichkeit für die Einhaltung der Absatzanteile von Niedrigemissionsfahrzeugen und auch keine Konsequenzen bei Nichteinhaltung.

273. Im weiteren legislativen Prozess sind Änderungen an der Ausgestaltung der CO_2-Grenzwerte weiterhin möglich. Das Europäische Parlament hat sich in der Entschließung vom 14. Dezember 2017 zu einer europäischen Strategie für emissionsarme Mobilität sowohl für ambitionierte spezifische CO_2-Grenzwerte als auch verbindliche Elektrofahrzeug-Quoten für die Hersteller ausgesprochen. Österreich, Belgien, Niederlande, Portugal, Irland, Luxemburg und Slowenien hatten bereits 2017 in einem Schreiben die EU-Kommission aufgefordert für 2030 ein 40 % -Reduktionsziel festzulegen. Frankreich und Schweden haben eigene Schreiben aus dem gleichen Grunde übermittelt (EURACTIV, 2017). Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung sich in den weiteren Verhandlungen glaubwürdig für ambitionierte CO_2-Grenzwerte einzusetzen. Denn fehlende Anreize aus der kommenden europäischen Verordnung werden – jedenfalls, wenn man die Ziele des Klimaschutzplans ernst nimmt – durch zusätzliche nationale Maßnahmen kompensiert werden müssen.

274. Der Verordnungsvorschlag der EU-Kommission zur Weiterführung der spezifischen CO_2-Grenzwerte für Pkw enthält auch Regelungen für leichte Nutzfahrzeuge. Für schwere Nutzfahrzeuge über 7,5 t und Busse gibt es

derzeit jedoch noch keine CO_2-Grenzwerte. Der spezifische Verbrauch und die CO_2-Emissionen neuer Lkw müssen erst seit Anfang 2018 bestimmt und berichtet werden (EU-KOM, 2017c). Zur Bestimmung werden aufgrund der Komplexität jedoch keine Messungen, sondern ein Simulationstool verwendet (VECTO). Regelungen für Busse sollen im Laufe des Jahres 2018 folgen (EU Issue Tracker, 2018). Ein Verordnungsvorschlag für CO_2-Grenzwerte für neue schwere Nutzfahrzeuge durch die EU-Kommission wird ebenfalls für das Jahr 2018 erwartet (EU-KOM, 2018a). Da die Grenzwerte nur für neue Fahrzeuge gelten, sollten diese so schnell wie möglich eingeführt werden, um mit Blick auf das Jahr 2030 den größtmöglichen Einfluss auf den Fahrzeugbestand zu haben. Es ist jedoch davon auszugehen, dass besonders im Straßengüterverkehr auch alternative Antriebe und Kraftstoffe zum Einsatz kommen müssen. Im Schwerlastverkehr stehen sofort einsetzbare Alternativkonzepte in dieser Form noch nicht zur Verfügung. Biokraftstoffe der ersten Generation und zweiten Generation können hier aufgrund verschiedener Restriktionen nur einen begrenzten Beitrag leisten. Mögliche weitere Technologien wären batterieelektrisch oder mit Brennstoffzellen betriebene elektrische Antriebe, die treibstoffbezogenen Alternativkonzepte „Power-to-Gas“ und „Power-to-Liquid“ und mittels Oberleitungen auf Fernstraßen versorgte elektrische bzw. Hybridantriebskonzepte. Diese Konzepte befinden sich jedoch noch im Test- und Pilotstadium. Für eine flächendeckende Umsetzung bestehen weiterhin in technischer und vor allem in wirtschaftlicher Hinsicht offene Fragen.

8.3 Preisinstrumente und die Reduzierung weiterer Externalitäten des MIV

275. In der Betrachtung der gesamten Emissionen des Pkw-Verkehrs bestimmt, neben den realen spezifischen Emissionen des Pkw-Bestands pro gefahrenem Kilometer, die Gesamtfahrleistung aller vorhandenen Fahrzeuge den Gesamtwert. Die CO_2-Flottengrenzwerte zielen darauf ab, die Effizienz neuer Pkw zu verbessern, um damit langfristig die spezifischen Emissionen des gesamten Pkw-Bestandes zu senken. Strukturell sind der Wirkung des Instruments damit jedoch Grenzen gesetzt, weil nur eine der beiden zentralen Einflussgrößen adressiert wird. Die Gesamtfahrleistung der Pkw in Deutschland war im Jahr 2016 um mehr als 10 % höher als im Jahr 2001. Dies ist hauptsächlich auf den stetig wachsenden Fahrzeugbestand zurückzuführen. Vor diesem Hintergrund sieht die Expertenkommission dringenden Bedarf für weitere Instrumente, um nötige Emissionsminderungen im Pkw-Verkehr anzustoßen.

276. Preisinstrumente können Anreize setzen die Externalitäten des Verkehrs zu internalisieren und auch Rebound-Effekte aus Effizienzverbesserungen eindämmen. An dieser Stelle sei noch einmal an die Ausführung der Expertenkommission zur Einführung einer sinnvollen Bepreisung im Straßenverkehr im Rahmen der Stellungnahme des Jahres 2016 verwiesen. Die Bepreisung sollte insbesondere alle Externalitäten des Verkehrs einschließen und sich möglichst am Schaden orientieren (und nur hilfsweise an den gefahrenen Kilometern), möglichst von allen Nutzern auf der gesamten Verkehrsinfrastruktur erhoben werden, und regional und zeitlich differenziert ausgestaltet werden (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2016).

277. Auf europäischer Ebene findet derzeit eine Überarbeitung der sogenannten Eurovignette-Richtlinie (Richtlinie 1999/62/EC[54]) statt, die bisher Vorgaben für die Ausgestaltung von Straßennutzungsgebühren für schwere Nutzfahrzeuge macht. Der Vorschlag der EU-Kommission vom Mai 2017 für eine Neuregelung im Rahmen des „Europe on the Move“-Paketes sieht unter anderem vor Busse, Kleinbusse, leichte Nutzfahrzeuge und Pkw in die Richtlinie zu integrieren. Des Weiteren beinhaltet der Vorschlag eine obligatorische Differenzierung der Gebühren nach End-of-Pipe CO_2-Emissionen (gemessen nach WLTP für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge und VECTO für Lkw). Weiterhin wird vorgeschlagen die zeitbasierten Vignetten in Europa auslaufen zu lassen und

[54] Es gab zwei zwischenzeitliche Ergänzungen der Richtlinie durch Richtlinien 2006/38/EC und 2011/76/EU

durch entfernungsabhängige Mautgebühren zu ersetzen. Es entsteht jedoch keine Verpflichtung zur Einführung streckenabhängiger Gebühren, so dass die Mitgliedstaaten auch weiterhin die Möglichkeit haben keine Maut zu erheben. Der Vorschlag enthält außerdem die Möglichkeit Gebührenbestandteile zur Internalisierung externer Kosten (in diesem Fall verkehrsbedingter Lärm und Schadstoffemissionen) einzuführen, verpflichtend sind diese jedoch nur für schwere Nutzfahrzeuge auf bestimmten, besonders belasteten Strecken ab 2021. Auch Stau- und Infrastrukturgebühren sind Teil des Vorschlages. Weitere Externalitäten wie z.B. Flächennutzung oder Unfälle werden nicht berücksichtigt (EU-KOM, 2017d, EU-KOM, 2017e, EPRS, 2017, T&E, 2017). Die Bundesregierung sollte sich konstruktiv und ambitioniert in die Überarbeitung der Eurovignette-Richtlinie einbringen und in Folge der Verabschiedung eine weitreichende Einführung eines Bepreisungssystems für die Straßennutzung in Deutschland erwägen. Die derzeitig im Koalitionsvertrag festgehaltene Ausdehnung der Lkw-Maut für Fahrzeuge ab 7,5 Tonnen auf alle Bundestraßen wird voraussichtlich als Beitrag zur Erreichung der 2030-Ziele im Verkehr nicht genügen und ist auch aufgrund ihres starren Erhebungsbereiches und der voraussichtlich relativ starren Bepreisung nicht in der Lage alle relevanten Externalitäten anzulasten.

278. Weiterhin sind, wie in vergangenen Stellungnahmen der Expertenkommission bereits aufgegriffen, in der Vergangenheit Motorleistungen und Fahrzeuggewicht im Durchschnitt gestiegen, so dass Effizienzpotentiale nicht vollständig genutzt werden konnten. Um diese Rebound-Effekte einzudämmen, kann es zusätzlich sinnvoll sein diese Größen in die Bestimmung der Kraftfahrzeugbesteuerung und der Dienstwagenbesteuerung mit einfließen zu lassen, um Anreize zu setzen kleinere, leichtere und klimafreundlichere Fahrzeuge zu kaufen. Dies würde neben den Vorteilen im Ausstoß von CO_2 weitere Externalitäten adressieren, wie die Flächennutzung und Feinstaubemissionen.

279. Dieses Argument gilt auch für Elektrofahrzeuge. Auch wenn Elektrofahrzeuge keine lokalen CO_2-Emissionen erzeugen, so entstehen jedoch noch für absehbare Zeit Emissionen in der Stromerzeugung, die es zu minimieren gilt. Des Weiteren entsteht durch die Erhöhung des Anteils der Elektrofahrzeuge in Deutschland eine zusätzliche Stromnachfrage, die bedient werden muss. Auch hier muss vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems angestrebt werden diese zusätzliche Stromnachfrage so gering wie möglich zu halten, um den zusätzlich nötigen Ausbau an erneuerbaren Energien möglichst gering zu halten. Somit sollten auch bei Elektrofahrzeugen Anstrengungen unternommen werden, um den spezifischen Energieverbrauch zu limitieren. Anreize zum Kauf kleinerer und leichterer Fahrzeuge könnten auch hier wirksam Einsparungen im spezifischen Energieverbrauch erzeugen, Feinstaubemissionen durch Reifenabrieb vermindern und Straßenverschleiß reduzieren. Des Weiteren benötigen kleinere und leichtere Fahrzeuge kleinere Batterien und sind somit ressourcensparender.

8.4 Ausbau der Elektromobilität

280. Wie in Ziffer 271 beschrieben wird der deutsche Verkehrssektor laut derzeitigen Szenarien nur mit signifikanten Anteilen (teil-)elektrischer Pkw an den Neuzulassungen in die Nähe der Ziele des Klimaschutzplans 2050 für 2030 kommen. Derzeit ist der Bestand an (teil-)elektrischen Fahrzeugen in Deutschland laut Monitoring-Bericht der Bundesregierung mit etwa 62.500 Fahrzeugen im Jahr 2016 jedoch noch vernachlässigbar. Aus Endkundensicht sind die größten Barrieren für die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs wohl immer noch die hohen Anschaffungskosten, die vergleichsweise kurzen Reichweiten und die geringe Verfügbarkeit von Ladesäulen.

281. Im Jahr 2015 musste nach Schätzung des ICCT ein Endkunde für einen batterieelektrischen Pkw der unteren Mittelklasse mit 160 bzw. 480 km Reichweite etwa 5.600 bzw. 17.700 Euro zusätzlich zu einem vergleichbaren konventionellen Fahrzeug bezahlen. Die zusätzlichen Kosten der Anschaffung eines batterieelektrischen Pkw gegenüber einem konventionellen Fahrzeug resultieren aus dem Antriebsstrang, welche wiederum zu etwa 50

bis 85 % durch die Fahrzeugbatterien entstehen, je nach verbauter Batteriegröße. Bis zum Jahr 2030 werden diese zusätzlichen Kosten rein elektrischer Fahrzeuge nach Schätzung des ICCT auf etwa 1.400 bzw. ca. 4.500 Euro sinken (ICCT, 2016). Der Umweltbonus der Bundesregierung fördert den Kauf eines batterieelektrischen Pkw mit 2.000 Euro (der gleiche Anteil muss von den Automobilherstellern vom Netto-Listenpreis als Nachlass gewährt werden). Das Ende 2016 eingeführte Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität setzt an den laufenden Kosten des Fahrzeugbetriebs an und gibt eine zehnjährige Steuerbefreiung bei der Kraftfahrzeugsteuer für reine Elektrofahrzeuge. Weiterhin werden im Einkommensteuergesetz das Aufladen eines Elektrofahrzeugs im Betrieb des Arbeitgebers oder eines verbundenen Unternehmens steuerbefreit (BMF, 2016). Obwohl sich Elektrofahrzeuge bei einer Kostenbetrachtung über die gesamte Nutzungsdauer des Fahrzeuges rechnen können, stellen die hohen Anschaffungskosten weiterhin ein erhebliches Hemmnis für die Marktentwicklung dar. Dies ist insbesondere bei Fahrzeugen mit großer Reichweite und damit hoher Attraktivität für den Endkunden der Fall. Die Expertenkommission begrüßt daher die Vorschläge des Koalitionsvertrages, die gewerbliche Nutzung elektrischer Fahrzeuge zu unterstützen und eine Sonderabschreibung für gewerblich genutzte Elektrofahrzeuge (50 % im Jahr der Anschaffung), ebenso wie einen reduzierten Satz in der pauschalen Dienstwagenbesteuerung (0,5 % des inländischen Listenpreises anstatt 1 %) einzuführen. Der private Kauf von Elektroautos wird hierdurch jedoch nicht unterstützt. Damit werden die hohen Anschaffungskosten auf absehbare Zeit ein Hindernis für die Verbreitung der Elektromobilität bleiben, sollten keine weiteren unterstützenden Maßnahmen beschlossen werden.

282. Zusätzlich zu den Anschaffungskosten spielt auch die Verfügbarkeit von Ladepunkten eine entscheidende Rolle bei der Kaufentscheidung eines Elektroautos. Derzeit sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt gerade einmal etwa 4800 Ladeeinrichtungen gemeldet, wovon nur ca. 600 Schnellladeeinrichtungen sind (BNetzA, 2018g)[55]. Der Koalitionsvertrag erwähnt das Ziel zusätzliche 100.000 Ladepunkte bis zum Jahr 2020 zugänglich zu machen, wovon ein Drittel Schnellladesäulen sein sollen. Die Expertenkommission unterstützt ausdrücklich den Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, weist jedoch darauf hin, dass dies nicht ohne den Ausbau und die Modernisierung der Verteilnetze durchzuführen ist. Negative Rückwirkungen in den Niederspannungsnetzen können durch intelligente Ladesteuerung, etwa durch Verschiebung der Lastspitzen in Schwachlastzeiten reduziert werden. Hierfür bedarf es jedoch der verbreiteten Installation intelligenter Mess- und Steuerungssysteme. Aber auch dann werden sich weiterhin an Verkehrsknotenpunkten, z. B. Autobahnen, Lastspitzen in den Niederspannungsnetzen ergeben, die Investitionen in zusätzliche Kapazitäten erforderlich machen werden. Auch dieses Thema sollte rechtzeitig angegangen werden.

8.5 Verlagerung auf die Schiene

283. Zum Schienenverkehr nennt der Koalitionsvertrag eine Reihe verschiedener Maßnahmen. Insbesondere das Impulspapier der SPD-Bundestagsfraktion zum Schienenpakt 2030 (SPD, 2016) und der Masterplan Güterverkehr des BMVI (BMVI, 2017a) finden sich im Koalitionsvertrag wieder. Zu den erwähnten Maßnahmen gehört u.a. die Einführung des Deutschlandtaktes, die Erhöhung der Elektrifizierung des Schienennetzes (70 % im Jahr 2025 von heute etwa 60 %), das Bekenntnis zur Senkung der Trassenpreise, Forschung zur Lärmsenkung, Umsetzung priorisierter Maßnahmen zur Umsetzung eines 740-Meter-Netzes für Güterzüge bis 2020, Unterstützung der Digitalisierung des Schienenverkehrs durch den Bund, Forschung zur Automatisierung des Schienengüterverkehrs und Prüfung von Einzelwagenverkehren. Weiterhin soll ein Programm zur Steigerung der Attraktivität klei-

[55] Die im Rahmen der Ladesäulenverordnung gemeldeten Daten beinhalten nur Ladeeinrichtungen, die ab dem 17. März 2016 aufgebaut wurden.

ner Bahnhöfe (Tausend-Bahnhöfe-Förderprogramm) beschlossen werden. Allerdings wird die im Originaldokument zum Schienenpakt 2030 vorgeschlagene Verdoppelung der Infrastrukturkapazität im Schienennetz der Bahn bis zum Jahr 2030 nicht im Koalitionsvertrag erwähnt. Der Masterplan Güterverkehr schlägt weiterhin vor die Abgabenlast im Schienenverkehr (Stromsteuer, EEG und Emissionshandel) zu reduzieren bzw. zu kompensieren und auf diesem Wege die Wettbewerbsfähigkeit der Schiene gegenüber der Straße zu verbessern. Dieser Vorschlag ist ebenfalls nicht explizit im Koalitionsvertrag erwähnt. Generell sollten die externen Kosten eines jeden Verkehrsträgers internalisiert, d. h. dem entsprechenden Verkehrsträger angelastet werden, so dass die Marktpreise die wahren Kosten widerspiegeln. Die Wettbewerbsfähigkeit des Schienenverkehrs könnte dementsprechend auch über die in den Ziffern 276 und 277 umfassende Bepreisung der Straßennutzung verbessert werden.

284. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung stellt die aus verschiedenen Studien hervorgegangenen Einschätzungen von Einsparpotenzialen beim Energieverbrauch und den Emissionen durch die Verkehrsverlagerung im Personen- und Güterverkehr dar. Es ist nun an der Bundesregierung die notwendigen Maßnahmen zur Realisierung dieser Potenziale zeitnah anzugehen. Ob der im Monitoring-Bericht beim Thema Infrastruktur erwähnte Bundesverkehrswegeplan 2030 (BVWP) wirklich ein geeignetes Instrument ist, um die Verlagerung auf effiziente und emissionsarme Verkehrsträger voranzutreiben, wird von der Expertenkommission skeptisch gesehen. Denn bereits im Jahr 2016, bei der Verabschiedung des BVWP, wurde vielfach kritisiert, dass sich insbesondere an der Mittelverteilung zwischen Straßen- und Schieneninfrastruktur gegenüber früheren Plänen nichts am Vorrang der Straße geändert hat und der Plan eben nicht die nötigen Schritte zur Infrastruktur einer Verkehrswende geht. Insbesondere vor dem Hintergrund der Emissionsreduktionsziele des Verkehrs aus dem Klimaschutzplan 2050 muss die Bundesregierung die Frage der nötigen Infrastruktur und der Verteilung zwischen Straße und Schiene noch einmal neu bewerten.

285. Der Koalitionsvertrag kündigt die Einsetzung einer Kommission an, die bis zum Anfang des Jahres 2019 eine Strategie zur "Zukunft der bezahlbaren und nachhaltigen Mobilität" erarbeiten soll. Die Strategie soll die Erreichung der Klimaziele von Paris und des Klimaschutzplans 2050 unter Berücksichtigung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und der Bezahlbarkeit sicherstellen. Die Expertenkommission hofft, dass die „Mobilitäts-Kommission“ trotz des kurzen Zeitrahmens in der Lage sein wird eine wirklich integrierte und verkehrsträgerübergreifende Langfriststrategie zu entwickeln, die mit quantitativen Zielen untermauert ist. Entsprechend der letzten Stellungnahme der Expertenkommission (vgl. Kapitel 4 in EWK, 2016) sollte diese Strategie nicht nur den Anspruch haben Energieverbrauch und Treibhausgase zu reduzieren, sondern alle weiteren Externalitäten des Verkehrs umfassend adressieren. Daher sollte die „Mobilitäts-Kommission“ alle zur Verfügung stehenden Handlungsfelder (Effizienzverbesserungen im konventionell motorisierten Verkehr, Nutzung alternativer Kraftstoffe, Verkehrsverlagerung zu effizienteren/emissionsärmeren Trägern, Vermeidung von motorisiertem Verkehr) nutzen und entsprechend ihrer Potenziale in die Gesamtstrategie einfließen lassen.

9 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP ist von 2,3 % im Jahr 2015 auf 2,2 % im Jahr 2016 leicht gesunken. Auch bei einer absoluten Betrachtung der Ausgaben lässt sich ein leichter Rückgang der Ausgaben um knapp 1 Mrd. Euro im Jahr 2016 konstatieren. Bei dieser Entwicklung stehen zum wiederholten Male Steigerungen in den Bereichen der staatlich induzierten (EEG-Umlage etc.) sowie regulierten Elemente (Netzentgelte) einem Rückgang der marktgetriebenen Elemente gegenüber. Die Stabilisierung der Gesamtausgaben ist voraussichtlich nur vorübergehend; vor allem im Bereich der Netzentgelte sind Steigerungen für das Jahr 2017 und 2018 bereits bekannt.

Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen am BIP in 2016 lag bei 2,9 %. In den vergangenen drei Jahren ist die absolute Kostenbelastung im Wesentlichen konstant geblieben. Geringere Ausgaben für Endenergieträger wurden durch höhere Energieeffizienzausgaben kompensiert. Wegen des Wachstums der deutschen Volkswirtschaft ist die relative Kostenbelastung im Vergleich zu 2014 um 0,2 Prozentpunkte gesunken. Die Realisierung eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes dürfte die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen künftig deutlich erhöhen. Infolgedessen ist mit Verteilungsproblemen unter den betroffenen Akteuren zu rechnen.

Die Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr sind im Jahr 2016 weiter gesunken, wenn auch nur leicht. Wie schon im Vorjahr ist dieser Rückgang auf exogene Faktoren zurückzuführen, etwa auf den Rückgang der mittleren Kraftstoffpreise. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt liegt die relative Kostenbelastung bei 2,2 %, entsprechend 0,2 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert. Wegen der Unklarheit darüber, wie die Politik den im Verkehr bestehenden Handlungsdruck lösen wird, ist eine perspektivische Abschätzung der Entwicklung schwierig.

Die Expertenkommission begrüßt die Aufnahme des Konzepts der Energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung durch die Bundesregierung. Die Indikatoren für Elektrizität, Wärme und Verkehr liefern Aussagen über die relative Entwicklung der Letztverbraucherausgaben in diesen drei Sektoren. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung künftig die erforderlichen Daten zu erheben und das nötige Know-how zur Erstellung der Indikatoren bereitzustellen. Zusätzlich zu den Energiepreisen sollten die Kosten und Stückkosten ausgewiesen werden.

9.1 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

286. Bereits in der Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht hat die Expertenkommission empfohlen, die Energiekostenbelastung anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen und nicht auf Basis sektoraler Energiepreise. Umso erfreulicher ist es aus Sicht der Expertenkommission, dass die Bundesregierung in ihrem diesjährigen Monitoring-Bericht den entwickelten Indikator aufgreift.

287. Die Zeitreihe zur Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung mit ihren wesentlichen Komponenten ist in Tabelle 17 und Abbildung 29 dargestellt. Bei den dargestellten Angaben handelt es sich teilweise um vorläufige Werte. Ausgangspunkt für die Berechnungen sind die vom Statistischen Bundesamt jährlich ermittelten Gesamterlöse aus dem Absatz von Elektrizität an Letztverbraucher. Diese Erlöse beinhalten neben den Arbeits- sowie Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch Netznutzungsentgelte sowie Steuern und Abgaben (Stromsteuern, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage etc.), nicht aber die Umsatzsteuer. Ebenfalls nicht enthalten sind die Ausgaben für die Eigenerzeugung von Elektrizität in Industrie- und Blockheizkraftwerken.

Tabelle 17: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Stromabsatz in TWh	**478,5**	**467,4**	**461,7**	**465,0**	**447,2**	**450,8**	**448,0**
	Mrd. Euro						
Gesamtausgaben [1]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,5**	**68,5**
Staatlich induzierte Elemente	**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**	**32,7**
Stromsteuern [2]	6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6
Konzessionsabgaben [3]	2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten) [4]	8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7
KWK-G [5]	0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3
Umlagen (§ 17F ENWG, §18 AbLaV) [6]	-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2
Staatlich regulierte Elemente	**16,9**	**17,6**	**19,0**	**21,2**	**21,4**	**21,4**	**22,3**
Netzentgelte Übertragungsnetz [7]	2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8
Netzentgelte Verteilnetz [8]	14,7	15,4	16,4	18,2	18,3	17,9	18,5
Marktgetriebene Elemente	**26,8**	**23,1**	**22,0**	**19,8**	**16,6**	**16,8**	**13,4**
Marktwert EEG-Strom [9]	3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3
Erzeugung und Vertrieb [10]	23,3	18,6	17,2	15,6	12,5	12,1	9,1

[1] Erlöse aus dem Stromabsatz gemäß Destatis (2017a) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß BMF (2017)

[2] Destatis 2017: Finanzen und Steuern. Steuerhaushalt. Fachserie 14 Reihe 4

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

[4] ÜNB Jahresabrechnungen EEG, Tatsächliche Einnahmen aus EEG-Umlage, https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm

[5] ÜNB-Jahresabrechnungen KWK-G, https://www.netztransparenz.de/de/KWK_Jahresabrechnungen.htm

[6] ÜNB-Jahresabrechnungen §§ 17F EnWG, § 18 AbLaV: https://www.netztransparenz.de

[7] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis persönlicher Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen 2012 bis 2016

[8] Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis persönlicher Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen 2012 bis 2016

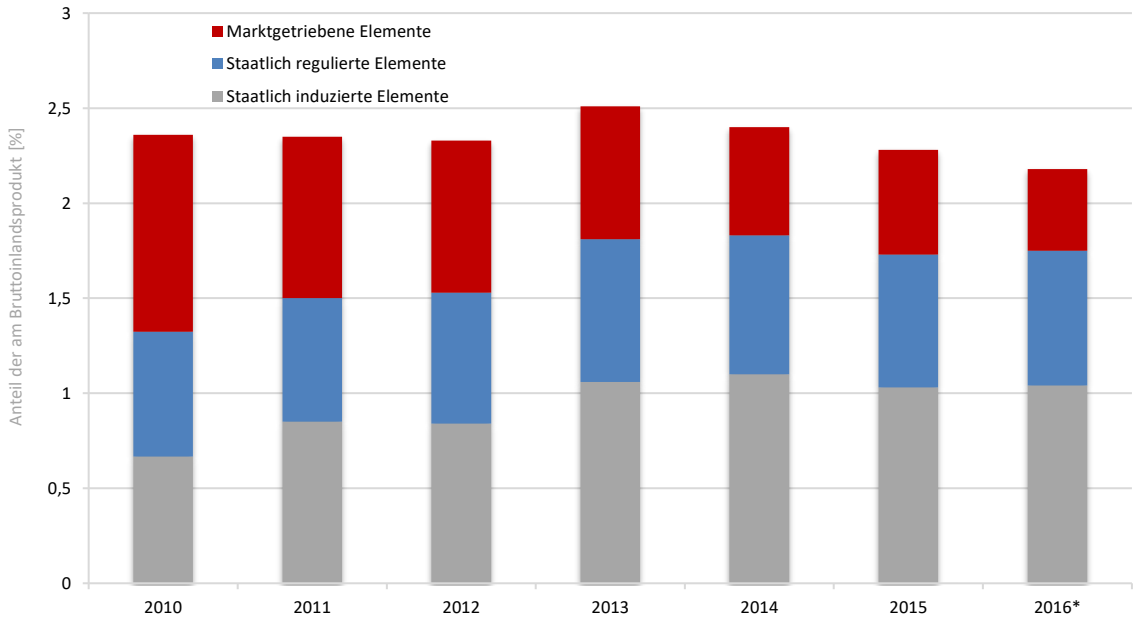
[9] BMWi 2017: EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018.

[10] Residuum

* teilweise vorläufig

288. Bei einer ersten Analyse dieser Ausgaben lässt sich feststellen, dass die Gesamtausgaben im Vergleich zum Vorjahr um ca. 1 Mrd. Euro gesunken sind. Dabei stehen zum wiederholten Male Steigerung in den Bereichen der staatlich induzierten sowie regulierten Elemente einem Rückgang der marktlich getriebenen Elemente gegenüber (vgl. Tabelle 17). Im Bereich der staatlich induzierten Elemente sind die Änderungen der EEG-Differenzkosten mit einem Zuwachs von ca. 0,7 Mrd. Euro und die Steigerung der KWK-Umlage mit ebenfalls ca. 0,7 Mrd. Euro am deutlichsten. Die Steigerung der Ausgaben durch die KWK-Umlage entspricht gar einer Verdopplung. Auch bei den staatlich regulierten Netzentgelten sind Steigerungen der Ausgaben um knapp. 1 Mrd. Euro zu verbuchen. Diesen Entwicklungen stehen die deutlichen Reduktionen im Bereich der marktlich getriebenen Elemente gegenüber, was sich im Wesentlichen durch die gesunkenen Großhandelspreise erklären dürfte. Die Großhandelspreise für Elektrizität befanden sich im Jahr 2016 auf einem Rekordtief, welches in etwa dem Großhandelspreisniveau des Jahres 2004 entsprach.

Abbildung 29: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 17 und BIP gemäß Destatis (2018d)

289. Im Zuge der Analysen hat sich die Expertenkommission sehr intensiv mit der Fragestellung auseinandergesetzt, ob sektorale Strompreise geeignetere Indikatoren zum Monitoring der Gesamtenergieausgabenbelastung sind. In Kenntnis der nach Verbrauchergruppen differenzierten Strompreise und der korrespondierenden Verbrauchsdaten, ließe sich eine einfache Abschätzung der Gesamtausgaben vornehmen. Allerdings wäre eine solche Abschätzung nur dann hinreichend genau, wenn die tatsächlichen Durchschnittspreise in den einzelnen Sektoren bekannt wären. Während die sektoralen Verbrauchsmengen statistisch gut erfasst sind, geben die bestehenden Preisstatistiken keinen Aufschluss über die tatsächlichen Durchschnittspreise eines jeweiligen Sektors. Vor allem im Bereich des industriellen Stromverbrauchs ist die Ermittlung eines Durchschnittspreises aufgrund der heterogenen Verbrauchsstrukturen, der Vielfalt an vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten sowie möglicher Ausnahmetatbestände (BesAR, StromNEV etc.) besonders schwierig.

290. Jenseits von Privilegierungstatbeständen sind die preisbeeinflussenden Merkmale Spannungsebene, Jahresverbrauch, Jahreshöchstlast und Benutzungsdauer. Der Verband der Energieabnehmer (VEA) unterscheidet beispielsweise 15 Referenzabnahmefälle anhand dieser Merkmale. Die Preisstatistiken von Eurostat basierten bis einschließlich 2007 auf neun Referenzabnahmefällen für Industrie/Gewerbe und fünf für Haushalte. Diese Referenzabnahmefälle dienten der Bundesnetzagentur in ihrem ersten Monitoring-Bericht aus dem Jahr 2006 als Vorbild für „typische Stromkundenkategorien“ (BNetzA, 2006). Die BNetzA wählte drei dieser Abnahmefälle (Haushalte, Gewerbe und Industrie) mit den entsprechenden Verbrauchsmerkmalen aus und erhebt seitdem die Strompreise für diese Fälle in den jährlichen Monitoring-Berichten.

291. Für den industriellen Strombedarf wählte die BNetzA den Versorgungsfall mit einer Abnahmemenge von 24 GWh als „typische Stromkundenkategorie“. Allerdings repräsentiert dieser Referenzfall nur einen kleinen Teil der Industrieunternehmen. Auswertungen von Chrischilles (2015) auf Basis der Amtlichen Firmendaten für Deutschland (AFiD) für das Jahr 2012 zeigen, dass der durchschnittliche Stromverbrauch eines Unternehmens des produzierenden Gewerbes bei 6,2 GWh liegt und 95 % der deutschen Industrieunternehmen nicht mehr als

14,7 GWh verbrauchen. Damit sind sowohl Aussagen über die durchschnittliche Strompreisentwicklung als auch Hochrechnungen der Gesamtausgaben auf Basis der BNetzA-Preisstatistiken nicht möglich. Auch die BNetzA ist sich dieses Problems bewusst und schreibt im regelmäßigen Monitoring-Bericht, dass „Aussagen über ‚den‘ durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten“ nicht möglich sind (BNetzA, 2014-2017).

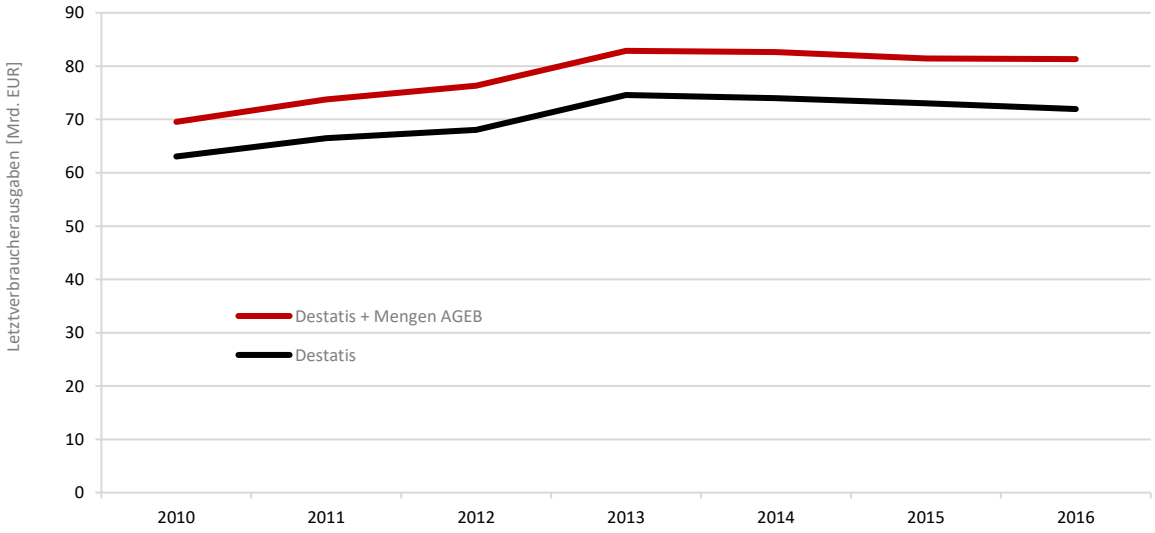
292. Die Analysen und Auswertungen der verschiedenen Strompreisstatistiken seitens der Expertenkommission führten daher zu der Einschätzung, dass die Statistik „Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Stromhändler“ für das Monitoring der Ausgabenbelastung die geeignetste Datenbasis darstellt. Diese Vollerhebung erfasst nach Kenntnisstand der Expertenkommission als Einzige die tatsächlichen Durchschnittspreise (Erlöse in Euro / Absatz in kWh) nach Abnehmergruppen anstatt sich auf Referenzabnahmefälle zu beschränken.

293. Allerdings erfasst die Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ definitionsgemäß nur die Letztverbraucherabsätze, nicht aber die Eigenerzeugung. Auf diese Problematik hat die Expertenkommission im Kontext der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung regelmäßig hingewiesen. Damit werden die Letztverbraucherausgaben um den Anteil des eigenerzeugten Eigenverbrauchs unterschätzt. Um die Ausgaben für die Eigenerzeugung zu ermitteln, ergeben sich grundsätzlich zwei Bewertungsprobleme:

- Statistische Abschätzung des Eigenverbrauchs: Zwar hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2016 erstmals Statistiken zum (teil-)umlagepflichtigen Eigenverbrauch gemäß §61(1) EEG veröffentlicht, allerdings ist nur ein kleiner Anteil der Eigenerzeugung von ca. 3 % bzw. 1.65 TWh damit statistisch erfasst (BNetzA, 2016). Damit liegt der größte Teil des Eigenverbrauchs außerhalb einer statistischen Erfassung und kann nur geschätzt werden.
- Neben den statistischen Problemen der Erfassung der Eigenerzeugungsmengen, müssen die Eigenerzeugungsmengen monetär bewertet werden.

294. Um diese beiden Bewertungsprobleme zunächst näherungsweise zu lösen, schlägt die Expertenkommission vor, die sektoralen Durchschnittserlöse der Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ mit den Statistiken der AG Energiebilanzen multiplikativ zu kombinieren. Bei diesem Vorgehen wäre der Gesamtstromverbrauch (inkl. Eigenerzeugung) erfasst und die Eigenverbrauchsmengen mit dem Prinzip des „anlegbaren Preises / Wertes“ monetär bewertet. Diesem Gedanken folgend zeigt Abbildung 30 die so ermittelten Letztverbrauchausgaben im Vergleich zu der Erhebung von Destatis. Bei diesem Vorgehen ergeben sich prozentuale Unterschiede in den Jahren 2010 bis 2016 in einer Bandbreite von 10-13 %, wobei der mittlere prozentuale Unterschied bei ca. 12 % liegt. Damit sind die in der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung ausgewiesenen Ausgaben um durchschnittlich ca. 12 % zu niedrig. Für das Jahr 2016 ergeben nach diesen Berechnungen um ca. 9.3 Mrd. EUR höhere Gesamtausgaben als in Tabelle 17 ausgewiesen.

Abbildung 30: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2017a) und AGEB (2018b)

9.2 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

295. In den vergangenen Stellungnahmen hat die Expertenkommission wiederholt einen Vorschlag zur Erfassung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen unterbreitet. Zur Wärmeerzeugung (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) beziehen die Letztverbraucher Energieträger wie Erdgas, Flüssiggas, schweres oder leichtes Heizöl, Elektrizität [56] oder Biomasse. Die Summe der Zahlungen (abzüglich Umsatzsteuer) bilden die direkten energetischen Letztverbraucherausgaben für Wärme. Dabei handelt es sich um die Kosten der Endenergieträger, die vom Letztverbraucher vor Ort in Wärme umgewandelt werden, und zwar in Heizanlagen, die zur typischen Grundausstattung von Gebäuden gehören. Die damit verbundenen Ausgaben für die Anschaffung, die Wartung und den Unterhalt werden daher nicht dem Energiesystem zugeordnet.

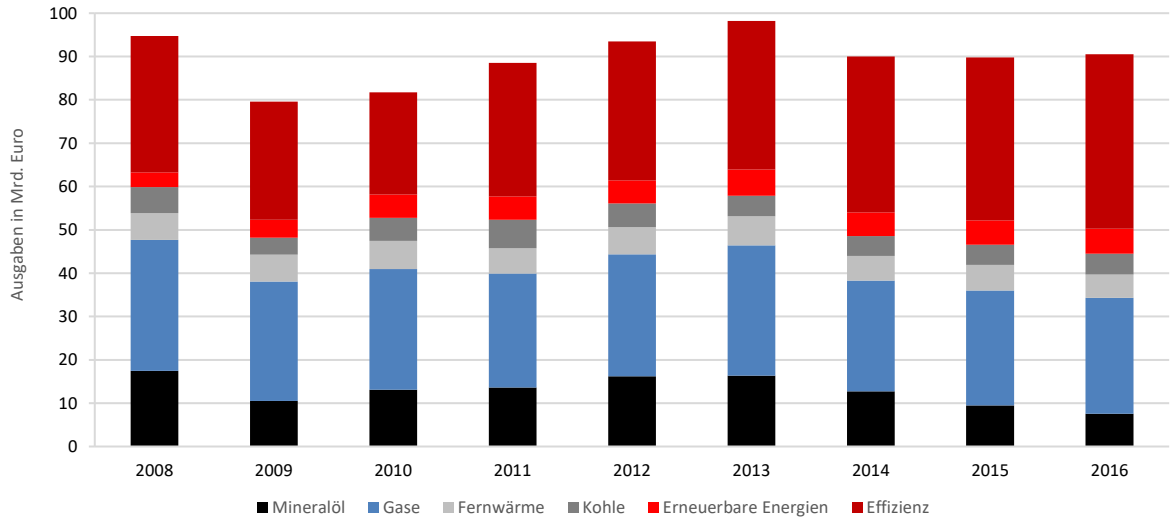
296. Elektrische Wärmepumpen, Solarthermie-Anlagen und Holzpellet-Heizungen erfordern höhere Anschaffungsausgaben als konventionelle Heizanlagen, etwa gegenüber der Gasbrennwerttherme, die nachfolgend als Referenzanlage angenommen wird. Andererseits sinken die Ausgaben für Energieträger. Dies kann fälschlicherweise den Eindruck erwecken, dass die Wärmeversorgung kostengünstiger wird. Tatsächlich werden jedoch die Letztverbraucherausgaben für Energie lediglich durch zusätzliche Letztverbraucherausgaben für Heizungssysteme ersetzt. Ähnliches gilt für Maßnahmen zur energetischen Gebäudesanierung, die als Effizienzausgaben zu den Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen gezählt werden. Dazu gehören:

- Wärmedämmung von Wänden, Dachflächen und Geschossdecken,
- Fenster und Außentüren mit hohen Dämmstandards,
- Erneuerung/Einbau einer Lüftungsanlage.

[56] Ausgaben für Elektrizität werden den Letztverbraucherausgaben für Strom zugeordnet.

297. In Abbildung 31 werden die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen fortgeschrieben. Im Jahr 2016 ist bzgl. der Energieträgerausgaben wieder ein leichter Rückgang zu verzeichnen, obwohl der Endenergieverbrauch für Wärme in 2016 im Vergleich zu 2015 um 4 % leicht gestiegen ist. Dies liegt vor allem an den jeweils um ca. 17 % stark gesunkenen Preisen für Erdgas im Industriesektor und für leichtes Heizöl im Haushaltssektor von 2015 auf 2016. Die Netto-Ausgaben für Energieeffizienz dagegen sind gestiegen. Diese Tendenz schlägt sich sowohl in der Anzahl der von der KfW geförderten Investitionen nieder (IWU, 2017) als auch in den Gesamtinvestitionsvolumina für energetische Sanierungsmaßnahmen, die sich aus den Erhebungen der Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe ergeben (DIW, 2017b). Die Kosten energetischer Sanierungen (inkl. der Mehrkosten innovativer Heizungssysteme gegenüber Referenzanlagen, aber abzüglich staatlich gewährter Fördermittel) werden in 2016 auf 40 Mrd. Euro beziffert. Dies entspricht einem Anstieg von rund 5 % gegenüber 2015.

Abbildung 31: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2018b, 2017a), BMWi (2016j), BNetzA (2014), DEPI (2016), Kluitmann (2016), Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2016), BDH (2018), BMWi/Fichtner (2014), DIW (2016), IER/IZT (2014) und AGEE-Stat (2016)

298. Insgesamt ergibt sich eine Kostenbelastung von ca. 90,5 Milliarden Euro oder im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt eine Kostenbelastung von 2,9 %. Damit ist in den vergangenen drei Jahren die absolute Kostenbelastung etwa konstant geblieben. Da in dieser Zeit die deutsche Volkswirtschaft allerdings gewachsen ist, ist die relative Kostenbelastung im Vergleich zu 2014 um 0,2 Prozentpunkte gesunken. Bei perspektivisch steigenden Energiepreisen und steigenden Ausgaben für Energieeffizienz ist anzunehmen, dass die Letztverbraucherausgaben nur vorübergehend so gering sind.

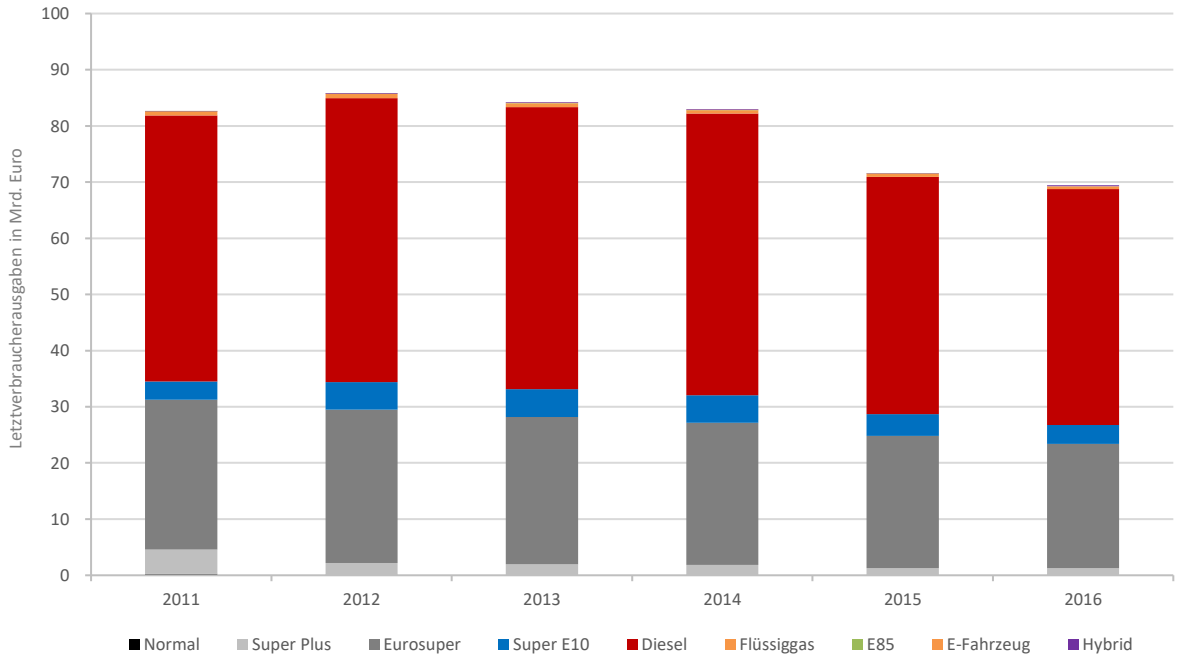
299. Die Darstellung der Letztverbraucherausgaben ist noch mit einigen methodischen Schwierigkeiten verbunden, die in Angriff genommen werden sollten. Aufgrund der von Jahr zu Jahr unterschiedlichen Witterung könnte man die Daten zu den Letztverbraucherausgaben um die Temperatur bereinigen. Um die Vergleichbarkeit mit dem Verkehrs- und Elektrizitätsbereich zu wahren, rät die Expertenkommission allerdings grundsätzlich davon ab. Insbesondere gibt es in der Literatur Unstimmigkeiten darüber, wie hoch die energetischen Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich tatsächlich sind. Die zusätzlichen Effizienzausgaben bei Neubauten sowie Steigerungen der Effizienz bei der Benutzung von Prozesswärme im industriellen Sektor, werden zudem nicht mitberücksichtigt. Vielmehr wird die höhere Effizienz der gewöhnlichen technologischen Entwicklung zugeordnet.

Auch wenn dieser Ansatz nicht immer gerechtfertigt sein mag, bietet er doch einen guten Ausgangspunkt für die intertemporale und intersektorale Vergleichbarkeit der Letztverbraucherausgaben.

9.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

300. Die Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr (ohne MwSt.) sind im Jahr 2016, wenn auch nur leicht, weiter gesunken (vgl. Abbildung 32). Beliefen sich die Kosten bis 2014 noch auf 80 bis 85 Milliarden Euro, so gab es einen deutlichen Einbruch 2015 auf knapp über 70 Milliarden Euro. 2016 ist dieser Wert weiter auf knapp unter 70 Milliarden Euro gesunken. Wie schon im Vorjahr ist dieser Rückgang auf exogene Faktoren zurückzuführen, etwa auf den Rückgang der mittleren Kraftstoffpreise. Gemessen am Bruttoinlandsprodukt, liegt die relative Kostenbelastung bei 2,2 %, entsprechend 0,2 Prozentpunkte unter dem Vorjahreswert. Für eine Beschreibung der Berechnungsmethode wird auf die Vorjahresberichte verwiesen.

Abbildung 32: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2018b), BMWi (2018b), C.A.R.M.E.N. e. V. (2015), BAFA (2018d, 2018e), KBA (2018) und DVFG (2018)

301. Ein Vergleich gängiger Modelle unterschiedlicher Hersteller[57] ergibt, dass sich die Mehrkosten[58] (bei der Anschaffung) rein elektrisch betriebener Autos im Vergleich zum jeweils konventionellen Pendent auf durchschnittlich ungefähr 7.000 Euro (ohne MwSt.) belaufen. Bei einem Hybrid sind die Mehrkosten mit rund 5.700 Euro etwas geringer. Seit 2016 gewährt die Bundesregierung mit der Richtlinie zur Förderung des Absatzes von elektrisch betriebenen Fahrzeugen – auch als Umweltbonus bekannt – eine Prämie beim Kauf eines Elektroautos (sowohl rein elektrische als auch hybride). Eine Zwischenbilanz des BAFA (2018c) vom Januar 2018 offenbart,

[57] Die Mehrkosten wurden auf Basis einer Preisliste des ADAC (2017) erstellt.

[58] Es handelt sich hierbei um Bruttokosten.

dass das Instrument auch über anderthalb Jahre nach seiner Einführung keine Anreizwirkung entfalten konnte. Zum Stichtag 31.01.2018 wurden lediglich 50.000 Anträge auf Förderung gestellt, das entspricht rund 17 % der förderfähigen Fahrzeugmenge. Das Förderprogramm droht auszulaufen ohne annähernd ausgeschöpft worden zu sein.

302. Auch in diesem Jahr fallen die Mehrkosten für Elektroautos nicht ins Gewicht. Laut KBA (2018) wuchs der Bestand der reinen Elektroautos in 2016 zwar um über 30 %, in absoluten Zahlen entspricht dies aber nur einer Zunahme um 8.500 Fahrzeuge von 25.502 auf 34.022 Autos. Angesichts eines bundesweiten Fahrzeugbestands von annähernd 46 Millionen Autos (KBA, 2018), haben diese Zahlen einen eher homöopathischen Charakter (0,07 % des Fahrzeugbestands ist rein elektrisch betrieben). Der Bestand der Hybridfahrzeuge weist in Bezug auf die Zielerreichung eine ähnlich schleppende Dynamik auf. Anfang 2017 waren in Deutschland 165.405 Fahrzeuge (davon 20.975 Plug-in Hybride) gemeldet, lediglich 35.000 mehr als noch im Vorjahr. Auch der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr ist nicht auf Zielpfad, laut AGEE-Stat (2018) ist der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr von 6 % im Jahr 2012 auf 5,2 % im Jahr 2016 sogar gesunken (vgl. Kapitel 5.1). Biokraftstoffe spielen nur noch als Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen eine Rolle. Der auf Bioethanol basierende Kraftstoff E85 und reiner Biodiesel sind nicht mehr an den Tankstellen zu finden.

303. Mehrkosten, die durch den Aufbau einer Ladeinfrastruktur entstehen, werden hier nicht berücksichtigt. Auch die perspektivisch geringeren Wartungskosten eines elektrischen Autos gegenüber einem konventionellen Auto werden mit dieser Herangehensweise nicht berücksichtigt. Mehrkosten dagegen, die durch einen höheren Investitionsbedarf in Verteilnetze entstehen, machen sich in erhöhten Netzentgelten bemerkbar und werden bei den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität berücksichtigt. Zusätzliche Anstrengungen zur Steigerung der Energieeffizienz konventioneller Fahrzeuge werden der gewöhnlichen technologischen Entwicklung zugeordnet. Mittel- bis langfristig sollte dieser Indikator um die Ausgaben im Luftverkehr und der Schifffahrt erweitert werden.

304. Die Expertenkommission begrüßt die Aufnahme des Indikators zu den Aggregierten Letztverbraucherausgaben durch die Bundesregierung. Im Jahr 2016 wird ein Wert von 212 Milliarden Euro ausgewiesen, drei Milliarden Euro weniger als in 2015. Summiert man die Zahlen der drei Sektoren der Expertenkommission (Elektrizität, Wärme, Verkehr), so erhält man für das Jahr 2016 knapp 229 Milliarden Euro. Dieser Unterschied resultiert aus zwei Unterschieden in der Berechnungsmethodik. Während die Expertenkommission die Mehrwertsteuer nicht mitberücksichtigt, wird sie im Ansatz der Bundesregierung im Haushaltssektor mitberücksichtigt. Darüber hinaus scheint die Bundesregierung die zusätzlichen Ausgaben für Effizienz vor allem im Wärmebereich noch nicht miteinzukalkulieren. Dadurch ergibt sich ein insgesamt etwas geringerer Zahlenwert.

9.4 Energiestückkosten

305. Im sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird auch das von der Expertenkommission empfohlene Konzept der Energiestückkosten als Maßzahl für die (energiebedingte) Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit aufgenommen (vgl. Kapitel 10.4 in BMWi, 2018a). Die Bundesregierung fügt jedoch hinzu, dass die Aussagekraft der Maßzahl „teilweise noch umstritten“ sei. Die Expertenkommission hält an ihrer Empfehlung des Indikators fest, denn für die meisten Unternehmen besitzen die Energiestückkosten eine große Aussagekraft (vgl. Kapitel 7.8 in EWK, 2016), und wiederholt an dieser Stelle wichtige Kernaussagen dazu:

- Die Energiestückkosten haben in der Debatte um die Belastung von deutschen Industrien mit Energiekosten Transparenz auf breiter Basis geschaffen, die es vor der Stellungnahme zum Berichtsjahr 2013 (vgl. Kapitel 11 in EWK, 2014a) nicht gab.
- Die Einschränkung, dass (direkte) Energiestückkosten die indirekten Kosten nicht berücksichtigen, wurde von der Expertenkommission umfänglich adressiert und der Indikator zu den „Totalen Energiestückkosten" entsprechend erweitert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015). Grund hierfür war, dass indirekte Energiekosten wichtige Informationen liefern, die es zu berücksichtigen gilt. Es ist die Differenz der totalen Energiekosten, welche mit Blick auf die internationale (energiebezogene) Wettbewerbsfähigkeit von Bedeutung ist.
- Hinsichtlich der Wirkungszusammenhänge wurden ebenfalls die Komponenten und Einflussfaktoren der Energiestückkosten breit diskutiert (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2015). Mit Hilfe einer Dekomposition wurden wichtige Treiber der Energiestückkosten am Beispiel der Chemieindustrie und der Metallindustrie dargestellt. Die zentralen Wirkungszusammenhänge sind im Energiestückkostenindikator erfasst. Wie für alle Indikatoren gilt: Weitergehende Untersuchungen zu Wirkungszusammenhängen (insbesondere Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge) sind empirischen Analysen vorbehalten.

306. Der Monitoring-Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass auf Basis der amtlichen Statistik die durchschnittlichen Energiestückkosten der deutschen Industrie im Jahr 2015 bei 17,15 Euro je 1.000 Euro Bruttoproduktionswert lagen. Im Jahr 2014 waren es noch 18,48 Euro. Doch neben dieser rein nationalen Betrachtung ist natürlich auch ein internationaler Vergleich instruktiv. Eine vorläufige Methodik zur Berechnung von internationalen Energiestückkosten hat die Expertenkommission in ihrer letztjährigen Stellungnahme beschrieben (vgl. Kapitel 7.8 in EWK, 2016).

9.5 Preise und Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien

307. Laut Monitoring-Bericht der Bundesregierung konnte die Kostendynamik in den Vorjahren „spürbar abgebremst werden". Die Aussage wird mit der EEG-Umlage als Indikator in Verbindung gesetzt (vgl. Kapitel 4.5 in BMWi, 2018a). Aus Abbildung 4.11 des Monitoring-Berichts geht hervor, dass die EEG-Umlage in den letzten Jahren recht konstant geblieben ist. Die „EEG-Umlage" ist als Bemessungsmaßstab jedoch nicht zielführend. Mit Preisen allein können keine Rückschlüsse auf tatsächlich entstandene Kosten gezogen werden (vgl. Kapitel 7 in EWK, 2016). Für eine bessere Einschätzung der Kostendynamik verweist die Expertenkommission auf die Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung, welche die gesamten Letztverbraucherausgaben sowie die relevanten Kostenpositionen für Elektrizität in einem Jahr abbildet (vgl. Kapitel 9.1). Diese beinhalten die strombezogenen Energiewendekosten. Solange die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum BIP oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die generelle Preiswürdigkeit für Strom insgesamt kaum ernsthaft in Zweifel stehen. Auch die Bundesregierung diskutiert den Zusammenhang von Preisen und Energiewendekosten in Kapitel 10.1 des Monitoring-Berichts und ist damit nach Ansicht der Expertenkommission auf einem sehr guten Weg.

308. Eine andere Perspektive bietet die Betrachtung allein der Neuanlagen. Werden allein die festgelegten EEG-Einspeisevergütungen für Photovoltaik und Wind im Zeitablauf als Indikatoren herangezogen, wird sehr schnell deutlich, welche bemerkenswerten Lernkurven die Technologien in den letzten Jahren durchlaufen haben (vgl. Kapitel 11). So lag der EEG-Mindestvergütungssatz für Strom aus Photovoltaik bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2008 beispielsweise für eine Dachanlage bis einschließlich 30 kW noch bei 46,75 ct/kWh. Der anzulegende Wert einer Anlage bis 10 kW bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2016 betrug nur noch etwa ein Viertel, nämlich 12,70 ct/kWh. Sehr plastisch können somit die Fortschritte der Energiewende dargestellt werden. Zu Recht ergänzt in diesem Zusammenhang der sechste Monitoring-Bericht daher Gebots- und Zuschlagswerte aus den Ausschreibungen 2017 für verschiedene Erneuerbare-Energien-Technologien (vgl. Kapitel 4.5 in BMWi, 2018a).

309. Einschränkend ist jedoch darauf hinzuweisen, dass für die Vergleichbarkeit von Preis- bzw. Kostendegressionen über den Zeitablauf eine Vielzahl von Faktoren zu berücksichtigen sind: Zum einen ist festzuhalten, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen, ganz ähnlich wie Informations- und Kommunikationstechnologien (etwa dem PC), von wesentlichem technischen Fortschritt gekennzeichnet sind. Zudem stehen Anlagen an unterschiedlicher Stelle und haben dementsprechend unterschiedliche Voraussetzungen für die Erzeugung von kostengünstigem Strom. So kann eine beispielsweise fortschrittlichere Anlage heute gegenüber einer 10 Jahre alten Anlage (an einem sogar günstigeren Standort) zu gleichen oder niedrigeren Stromgestehungskosten[59] betrieben werden. Auch die Preise wichtiger Rohstoffe, wie etwa Silizium für die Solarbranche, können sich im Fall von Engpässen auf nachfolgende Produktionsstufen auswirken. Im Idealfall müsste um diese und andere Effekte bereinigt werden, um eine „reine“ Degression der Preise bzw. Kosten zu messen. Eine Möglichkeit der Bereinigung ist die sogenannte „hedonische“ Methode.

310. Die hedonische Preismessung wird u. a. in der amtlichen Preisstatistik angewendet, da sie die „reine“ Preisänderung eines Produkts zwischen zwei Perioden zu messen versucht. Eine hedonische Qualitätsbereinigung ist dann erforderlich, wenn ein Produkt im Vergleich zur Vorperiode veränderte Produktmerkmale aufweist. Das ist beispielsweise bei technischem Fortschritt der Fall, um dessen Effekt bereinigt werden muss, um die „reine“ Preisänderung zu ermitteln. Dafür wird ein Produkt (etwa ein PC) in seine Qualitätsmerkmale zerlegt (wie Leistung, Speicher, Graphikkarte, Marke, Softwareausstattung etc.). Mit Hilfe einer Regressionsanalyse wird dann der Zusammenhang zwischen dem Produktpreis und einzelnen Qualitätsmerkmalen modelliert[60]. Die Effekte der einzelnen Qualitätsmerkmale auf den Preis können somit getrennt werden. Die „durchschnittlichen“ Produkte der Vorperiode bzw. der aktuellen Periode werden dann jeweils in das Regressionsmodell der Vorperiode eingesetzt: Werden die Merkmale des durchschnittlichen alten Produkts eingesetzt, wird der Preis dieses Durchschnittsprodukts in der Vorperiode geschätzt. Werden die Merkmale des durchschnittlichen neuen Produkts eingesetzt, wird der Preis geschätzt, wie viel das neue Durchschnittsprodukt in der Vorperiode wert gewesen wäre. Das Verhältnis der beiden Geldwerte wird als Maß für die reine Änderung der Qualität verwendet. Dieses Qualitätsverhältnis kann dann dazu verwendet werden, die qualitätsbereinigte Preisentwicklung zu ermitteln[61] (vgl. Destatis, 2002, 2005 und 2013). Das Verfahren könnte grundsätzlich auf Erneuerbare-Energien-Anlagen übertragen werden. Voraussetzung dafür wäre eine größere Anzahl von Beobachtungen hinsichtlich Stromgestehungskosten und verschiedenen Varianten derselben Technologie, z. B. bei Windkraft die Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Hersteller, Leistungsangaben und Ähnliches. Da eine solche Bereinigung relativ datenintensiv ist, ist im Monitoring-Kontext je nach Prioritäten ggf. darauf zu verzichten.

[59] Gesamtkosten einer Anlage über die Lebenszeit dividiert durch die gesamte erzeugte Strommenge über die Lebenszeit.

[60] Die Regressionsgleichung könnte wie folgt lauten: $\ln(P) = \beta_0 + \beta_1 \ln(Leistung) + \beta_2 D_1 RAM + \beta_3 DGraphik + \beta_4 D_1 Marke + \cdots + \beta_{11} DSoftware + \varepsilon$; mit P als Preis des PCs und Ds als Dummyvariablen. Der Koeffizient für die Leistung lässt sich im hier gewählten doppelt logarithmischen Modell als Elastizität interpretieren: Weist der PC eine 1 % höhere Prozessorleistung auf, so zahlen die Käufer in der Regel einen z. B. 1,6 % höheren Kaufpreis.

[61] Qualitätsbereinigte Preisänderung = [Durchschnittspreis neue Modelle / (Durchschnittspreis alte Modelle * Qualitätsverhältnis) - 1] * 100.

10 Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie

Das Wichtigste in Kürze

Derzeit besteht der klima- bzw. energiepolitische Instrumentenmix aus einer Vielzahl von kleinteiligen Anreizsystemen. Als Gegenentwurf sprach sich die Expertenkommission bereits in der vorhergegangenen Stellungnahme für eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument aus, um damit einen ökonomisch sinnvollen, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen. Darunter versteht die Expertenkommission ein schlankes Energiepreissystem, das möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegt. Komplementäre Instrumente sind (lediglich) dort geboten, wo weitere Marktunvollkommenheiten diese rechtfertigen.

Um die theoretische Forderung eines über alle Sektoren möglichst einheitlichen CO_2-Preissignals in der Praxis umzusetzen, bedarf es eines umfassenden Bewertungsmaßstabes. Gegenwärtig ist nicht klar, welche Sektoren mit welchen CO_2-Preisen konfrontiert sind. Eine belastbare Methode ist Voraussetzung dafür, einen informierten Vorschlag für eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie zu unterbreiten. Die Expertenkommission zeigt hierzu einen konzeptionellen Rahmen auf.

Das Preissystem für Energie bedarf einer klareren Zielausrichtung auf die ursächliche Größe des Klimawandels, die Treibhausgasemissionen, lässt derzeit große Potentiale bei der Kosteneffizienz ungenutzt, läuft der wichtigen Idee der Sektorkopplung zuwider und führt zu verzerrten bzw. überlagerten Preissignalen. Weitere wichtige Beurteilungskriterien einer Reform, wie eine langfristige Orientierung für Marktteilnehmer, Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie sowie regressive Wirkungen einer zusätzlichen CO_2-Bepreisung und Möglichkeiten der Abhilfe sind zu beachten.

Die Quantifizierungen der CO_2-Preissignale auf Basis des vorgestellten Monitoring-Berechnungsrahmens zeigen auf, wie komplex eine vollständige und korrekte Erfassung der CO_2-Preise in der Praxis ist. Dies gebietet Vorsicht bei der Formulierung eines umfassenden Reformvorschlages hin zu der von der Expertenkommission favorisierten allgemeinen CO_2-Bepreisung. Daher regt die Expertenkommission an, den aufkommensneutralen Ersatz aller Umlagen und Abgaben auf Elektrizität durch einen CO_2-bezogenen Zuschlag auf die Energiesteuern auf fossile Energieträger zu prüfen. Würde dieser Vorschlag verwirklicht, könnte der Elektrizitätspreis für die Letztverbraucher sinken, gleichzeitig dürfte der Großhandelsstrompreis durch die Einbeziehung der CO_2-Preise auf Brennstoffe von fossilen Kraftwerken steigen. Die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien würden sich dann reduzieren. Womöglich wären manche Erneuerbare-Stromerzeugungsanlagen sogar schon ohne weitere Förderung realisierbar. Die Marktchancen für Sektorkopplungs-Technologien würden sich verbessern. Die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit CO_2-armer Energieträger dürfte auch den marktgetriebenen (Braun-)Kohleausstieg ohne neue staatliche Interventionen ermöglichen. Die Gefahr einer Entsolidarisierung der Elektrizitätsverbraucher durch Eigenerzeugung wäre gemindert, da eine Eigenerzeugung nicht mehr so stark wie heute gegenüber dem Netzbezug bevorteilt wäre. Nicht zuletzt würde sich die Diskussion über die Behandlung von Elektrizitätsspeichern im Zusammenhang mit der Befreiung von elektrizitätsspezifischen Abgaben und Umlagen erübrigen, weil diese abgebaut oder zumindest deutlich reduziert wären.

10.1 Hintergrund

311. Derzeit besteht der klima- bzw. energiepolitische Instrumentenmix aus einer Vielzahl von kleinteiligen Anreizsystemen mit schier unzähligen Regelungen und Ausnahmen von Belastungen. Allein das EEG ist von seiner ursprünglichen Fassung mit 13 Paragraphen im Jahr 2000 auf über 100 Paragraphen im Jahr 2017 ausgeweitet worden. Damit kann keine adäquate Problemlösung erreicht werden. Als Gegenentwurf sprach sich die Expertenkommission für eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument aus, um damit einen ökonomisch sinnvollen, stabilen und langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems zu setzen (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016). Unter einer „allgemeinen CO_2-Bepreisung“ versteht die Expertenkommission ein schlankes, da zielgerichtetes, Energiepreissystem, das möglichst alle Treibhausgas-Emissionsquellen mit einem weitgehend einheitlichen Preis pro emittierter Tonne CO_2 belegt.

312. Die Einführung einer allgemeinen CO_2-Bepreisung würde aber nicht den gänzlichen Wegfall aller anderen Maßnahmen im Kontext der Energiewende bedeuten: Komplementäre Elemente sind (lediglich) geboten, um abseits der Treibhausgasemissionen weitere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Beispiele hierfür sind etwa Wissens-Spillovers bei der Entwicklung innovativer Energiewende-Technologien. Darunter sind Effekte zu verstehen, welche die zum Teil ungewollte Übertragung von Wissen der z. B. forschenden Firma auf Firmen in ihrem Umfeld beschreibt, die zu Unterinvestition des Innovators in die eigene Forschung führt (vgl. Kapitel 10 in EWK, 2014b). Ein anderes bekanntes Beispiel im Gebäudebereich besteht darin, dass die Partei, die Investitionen in Energieeffizienz tätigt (Vermieter), nicht die Partei ist, die nun geringere Energiekostenabrechnungen bezahlt (Mieter). Hier bestehen Informationsprobleme, da die Wirkungen auf die Miete im Vorfeld nicht immer klar sind. Im Grunde hat der Vermieter erst dann ein Interesse an einer energetischen Gebäudesanierung, wenn er selbst über höhere Kaltmieten profitiert. Aus Sicht des Mieters ist eine energetische Sanierung erst dann vorteilhaft, wenn dadurch die Warmmiete sinkt (vgl. Kapitel 9 in EWK, 2015). Auch auf andere Formen von Marktunvollkommenheiten ging die Expertenkommission in vergangenen Stellungnahmen ein, wie etwa Finanzierungsrestriktionen, Pfadabhängigkeiten oder begrenzte Rationalität. Zur Überwindung dieser Probleme können zusätzliche Instrumente durchaus ökonomisch sinnvoll sein.

313. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine möglichst umfassende, allgemeine und einheitliche Bepreisung von Treibhausgasemissionen effizient: Bei unterschiedlicher Bepreisung, z. B. in unterschiedlichen Sektoren, besteht immer die Möglichkeit, dass eine günstigere Vermeidungsoption nicht realisiert wird. Die Höhe des CO_2-Preises sollte sich an den Grenzschäden der Treibhausgasemissionen orientieren. Der bevorzugte Ansatzpunkt für ein wirksames einheitliches CO_2-Preissignal ist natürlicherweise die globale Ebene und umfasst alle Emissionsquellen. Tatsächlich nahmen im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens ca. 100 der „national festgelegten Beiträge“ (Nationally Determined Contributions, NDCs) auf CO_2-Preisinstrumente Bezug (World Bank Group, 2016). Die Architektur des Klimaabkommens wurde aber bewusst „bottom up“ festgelegt. Daher fußen auch die Beiträge auf nationalem Eigeninteresse. Im Klimaabkommen selbst wurde ein einheitlicher globaler CO_2-Preis nicht adressiert.

314. Der zweite Ansatzpunkt wäre die europäische Ebene, insbesondere das bereits existierende europäische Klimainstrument, der EU ETS. Dieser funktioniert gegeben seiner Rahmenbedingungen zur Erreichung der europäischen Klimaziele, kann aber die notwendigen Anreize zur Erreichung der deutschen Klimaziele nicht setzen. Europäische Optionen zur Stärkung der Anreizwirkungen scheinen angesichts der notwendigen politischen Prozesse und Widerstände ebenfalls wenig wahrscheinlich. Sollen die deutschen Klimaziele in der mittleren Perspektive erreicht werden, sind zusätzliche rein nationale Preisanreize bzw. Reformen wohl unumgänglich – auch wenn ein international abgestimmtes Vorgehen kosteneffizienter wäre und die Gefahr von Carbon Leakage reduzieren würde.

10.2 Monitoring von CO_2-Preissignalen

315. Um die theoretische Forderung eines wirksamen und über alle Sektoren möglichst einheitlichen CO_2-Preissignals in der Praxis umzusetzen, bedarf es eines umfassenden Bewertungsmaßstabes. Denn gegenwärtig ist nicht klar, welche Sektoren in den verschiedenen Ländern mit welchen CO_2-Preisen konfrontiert sind. Einleuchtend ist nur, dass es aufgrund der Vielzahl der bestehenden nationalen Fördermechanismen und Regulierungen zu einer Fülle von CO_2-Preissignalen in allen Sektoren kommt. Ein belastbarer Berechnungsrahmen für CO_2-Preissignale ist aber nicht nur für internationale Belastungsvergleiche wichtig, sondern gleichzeitig Voraussetzung dafür, einen informierten Vorschlag für eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie in Deutschland zu unterbreiten. Hierzu sollen in diesem Unterkapitel einige methodische Überlegungen und ein Vorschlag unterbreitet werden.

316. In einem ersten Schritt sollen die energie- und klimapolitischen Instrumente in eine Systematik gebracht werden, die es erlaubt, die entsprechenden Preissignale sichtbar zu machen. Für alle klimapolitischen Instrumente ist typisch, dass diese CO_2-Emissionen entweder „explizit“ oder zumindest „implizit“ bepreisen. Bei Emissionshandelssystemen und CO_2-Steuern wird CO_2 explizit bepreist: Die Preise sind direkt beobachtbar. Bei allen anderen Instrumenten, die ebenfalls CO_2 reduzieren, wird CO_2 implizit bepreist, jedoch in nicht direkt beobachtbarer Höhe (d. h. sofern Sonderrechnungen ausbleiben). Dazu gehören insbesondere Instrumente zur Förderung von erneuerbaren Energien, zur Steigerung von Energieeffizienz sowie Energiesteuern (vgl. Tabelle 18). Damit ist auch gesagt, dass es zwischen energiepolitischen und klimapolitischen Instrumenten diesbezügliche Überschneidungen gibt.

Tabelle 18: Taxonomie der Preisbestandteile von Energieprodukten

<table>
<tr><td rowspan="4">Preis des Energieprodukts</td><td>Klimapolitische Instrumente</td><td>Emissionshandelssystem, CO_2-Steuer</td><td>Explizite CO_2-Bepreisung</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Energiepolitische Instrumente</td><td rowspan="2">Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien, der Energieeffizienz, Energiesteuern und sonstige energiebezogene Entgelte</td><td rowspan="2">Implizite oder keine[1)] CO_2-Bepreisung</td></tr>
<tr></tr>
<tr><td colspan="2">Sonstige Preisbestandteile</td><td>Keine CO_2-Bepreisung</td></tr>
</table>

[1)] CO_2-Reduktion als Zieldimension des Instruments zu unbedeutend, um als klimapolitisches Instrument zu gelten.

Quelle: Eigene Darstellung

317. Die Erfassung bzw. Quantifizierung von expliziten CO_2-Preissignalen ist wegen ihrer direkten Beobachtbarkeit unproblematisch. Für Deutschland existiert zudem derzeit nur ein einziges explizites CO_2-Preisinstrument, nämlich das Emissionshandelssystem ETS der EU. Im Jahr 2016 bepreist dieses Klimaschutzinstrument die Tonne CO_2 mit durchschnittlich 5,35 Euro. Zuletzt ist dieser Preis auf über 15 Euro pro Tonne CO_2 angestiegen. Deutlich diffiziler ist die Situation bei den impliziten CO_2-Preisinstrumenten. Neben der Nicht-Beobachtbarkeit der resultierenden Preissignale wird die Bestimmung dadurch erschwert, dass es derer sehr viele gibt, und sich die Instrumente zudem auch stark in ihren Wirkmechanismen unterscheiden (z. B. KWK-Umlage vs. Effizienzstandards). In der Folge überlagern sich viele dieser Signale gegenseitig und unterscheiden sich auch grundsätzlich in der Art und Weise ihrer Quantifizierung. Hinzu kommt, dass viele dieser klimawirksamen impliziten Instrumente nicht allein aus Klimaschutzgründen, sondern auch zur Reduktion von lokalen Luftschadstoffen, zum Ausbau erneuerbarer Energien oder zum Aufbau und Erhalt der Infrastruktur etc. eingeführt wurden: Im Prinzip sind aber nur die „klimaschutzbezogenen Preisbestandteile“ der impliziten Instrumente relevant. Das totale CO_2-Preissignal ergibt sich letztendlich aus der Summe der ermittelten expliziten und impliziten CO_2-Preise. Im Detail ergeben sich aber erhebliche Probleme beim Monitoring der CO_2-Preissignale.

318. Zur Illustration der methodischen Probleme sei im Folgenden der Verkehrssektor herausgegriffen. Da der Verkehrssektor nicht im europäischen ETS eingebunden ist, ergibt sich auch kein explizites CO_2-Preissignal. Allerdings sind in diesem Sektor u. a. die Energiesteuer auf Treibstoffe, die Kraftfahrzeugsteuer und die Lkw-Maut wirksam. Die Einnahmen des deutschen Staates aus den drei genannten Instrumenten liegen bei ca. 53 Mrd. Euro (FNP, 2018). Grob kategorisiert dienen die Einnahmen aus den Instrumenten der Instandhaltung/Bau von „Infrastruktur“, zur Internalisierung von „Umweltschäden“ insgesamt bzw. zur Internalisierung der durch „Treibhausgase“ verursachten Umweltschäden. Bevor ein implizites CO_2-Preissignale ermittelt werden kann, muss die Frage geklärt sein, wie sich der Gesamtbetrag von 53 Mrd. Euro auf die Kategorien aufteilen lässt:

- Infrastruktur: Der Logik des Verursacherprinzips folgend ist es gerechtfertigt, denjenigen Teilbetrag der Energiesteuer, Kfz-Steuer und Lkw-Maut der Aufrechterhaltung der Straßenverkehrs-Infrastruktur (Instandhaltung und Bau) zuzurechnen, der von Gebietskörperschaften (Bund, Länder und Gemeinden) bereitgestellt wird. In der Literatur ist ein Betrag von etwa 19 Mrd. Euro zu finden (FNP, 2018). Wird diese Summe vereinfacht entsprechend der Energiemengen im Straßenverkehr aufgeteilt, ergeben sich 6,6 Mrd. Euro bzw. 12,4 Mrd. Euro, die jährlich durch Steuern auf Benzin und Diesel finanziert werden müssen.
- Umweltschäden: Einfache Subtraktion ergibt, dass (maximal) 34 Mrd. Euro zur Deckung von Umweltschäden verbleiben, die durch den Straßenverkehr entstehen. Neben den Treibhausgasemissionen ist hierbei u. a. an Lärm, Erschütterungen oder Gesundheitseffekte zu denken. Das UBA (2012) weist deutschlandweite Kostensätze für Umweltschäden pro Fahrzeugkilometer für verschiedene Fahrzeugtypen aus, z. B. einen Umweltschaden an „Natur und Landschaft“ von 0,1 ct/Fahrzeugkilometer für Benziner- bzw. Diesel-Pkws. Die Kostensätze für Lkws fallen grundsätzlich höher aus. Die Gesamtfahrleistung für Benziner-Pkws liegt bei ca. 328,0 Mrd. km, das entspricht pro Fahrzeug 10.900 km. Die entsprechenden Werte für Diesel-Pkws liegen bei 294,3 Mrd. km bzw. 20.300 km und für Lkws bei 83,2 Mrd. km bzw. 29.300 km (Destatis, 2017b). Unter der Annahme, dass die Fahrleistungen mit Hilfe der unter das Energiesteuergesetz fallenden Kraftstoffe Benzin und Diesel erbracht wurden, können diese mit den entsprechenden Kostensätzen multipliziert werden, um – unter Einbezug der Überlegungen oben – die Umweltschäden abzuschätzen.
- Treibhausgase: Mit Hilfe der Kostensätze für Umweltschäden pro Fahrzeugkilometer ergeben sich durch Benzin im Straßenverkehr verursachte Umweltschäden aus Treibhausgasemissionen (die „Klimakomponente“) von (grob geschätzt) 3,3 Mrd. Euro und durch Diesel von 4,3 Mrd. Euro.

- Sicherlich gibt es nun verschiedene Möglichkeiten mit den Beträgen umzugehen, aber bei einem einfachen Bezug der Klimaschäden auf die Gesamtkosten ergäbe sich ein Anteil von 17,9 % bei Benzin und 12,4 % bei Diesel (vgl. Tabelle 19).

Tabelle 19: Benzin und Diesel zurechenbare Kosten des Straßen-Baus und der –Instandhaltung sowie Umweltschäden

Komponenten			Benzin	Diesel	Benzin	Diesel
			[%]		Mrd. Euro	
Klima-relevant	Umweltschäden	Treibhausgasemissionen	17,9	12,4	3,3	4,3
Nicht-klima-relevant	Umweltschäden	Nicht-Treibhausgasemissionen	6,4	18,0	1,2	6,3
		Abrieb	1,3	1,4	0,2	0,5
		Lärm	8,9	12,1	1,6	4,2
		Bau, Wartung, Entsorgung	7,7	4,5	1,4	1,6
		Kraftstoffbereitstellung	20,4	14,9	3,7	5,2
		Natur und Landschaft	1,3	1,0	0,2	0,3
	Instandhaltung	Infrastruktur	36,1	35,7	6,6	12,4
Gesamt			100	100	18,2	34,8

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Destatis (2017b), FNP (2018) und UBA (2012)

319. Auf Basis dieser Allokation der Gesamteinnahmen (bzw. Gesamtkosten) aus den drei betrachteten Instrumenten im Straßenverkehr auf die entsprechenden Zwecke kann nun das implizite CO_2-Preissignal ermittelt werden:

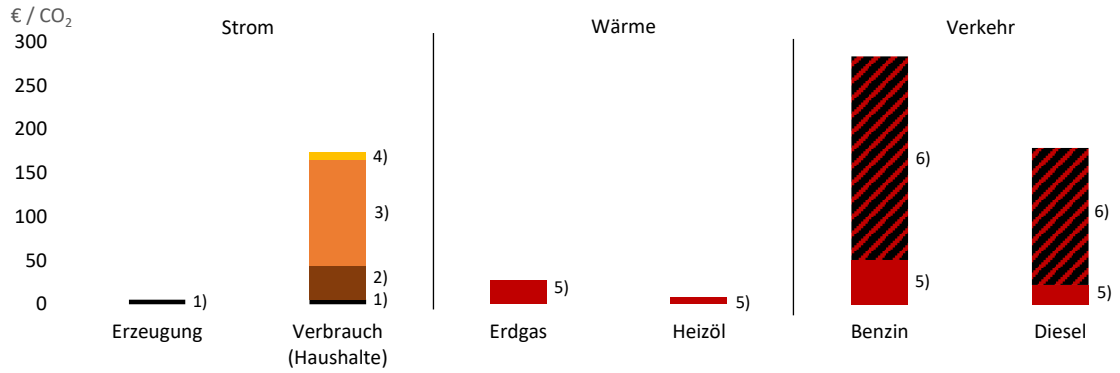
- Kraftfahrzeug (KraftStG) und Lkw-Maut (BFStrMG): Auch wenn aus der Kraftfahrzeugsteuer und der Lkw-Maut tatsächlich dämpfende Wirkungen auf Umweltschäden und Klimawandel (z. B. verminderte Klimaschäden durch CO_2-Emissionen) resultieren (es wird etwas weniger gefahren), sollen diese aufgrund ihrer geringen Bedeutung in dieser Beispielrechnung vernachlässigt werden[62].
- Energiesteuer (EnergieStG): Wenn die in § 2 Absatz 1 Nr. 1 und Nr. 4 EnergieStG festgelegten Steuersätze für Benzin und Diesel (654,50 Euro/1.000 l bzw. 470,40 Euro/1.000 l) mit den entsprechenden CO_2-Emissionsfaktoren multipliziert werden, ergeben sich die impliziten CO_2-Preise von 283,28 Euro/t CO_2 für Benzin und 178,78 Euro/t CO_2 für Diesel.
- Wenn die Prozentsätze aus Tabelle 19 (17,9 % für Benzin und 12,4 % für Diesel) zur Bereinigung der impliziten CO_2-Preise herangezogen werden, dann reduzieren sich die oben genannten CO_2-Preise auf 50,68 Euro/t CO_2 für Benzin und 22,14 Euro/t CO_2 für Diesel.
- Die CO_2-Preise würden ggf. sogar noch geringer ausfallen, wenn weitere denkbare Kosten- oder Nutzenkategorien berücksichtigt werden. Beispielsweise reduziert die Energiesteuer den Kraftstoffverbrauch an sich und erhöht die Versorgungssicherheit im Land, da auf fossile Importe verzichtet werden kann. Solche indirekten Effekte oder auch Effekte zwischen verschiedenen Instrumenten werden aber immer schwerer zu quantifizieren.

320. Ähnliche Berechnungen können auch für andere Sektoren und auch im internationalen Kontext durchgeführt werden, um die Belastungen im internationalen Vergleich darzustellen. Im Folgenden wird ein indikativer Überblick gegeben:

[62] Ein gewisser Klimabezug ist auch rein formal – per Gesetz – bei der Kraftfahrzeugsteuer und bei der Lkw-Maut vorhanden, denn die Kraftfahrzeugsteuer bemisst sich entsprechend § 8 Nr. 1 KraftStG auch nach CO_2-Emissionen (zumindest bei Pkw) und die (weiterentwickelte) Lkw-Maut soll nach Überarbeitung der sogenannten Eurovignette-Richtlinie künftig eine Differenzierung nach CO_2-Emissionswerten beinhalten (vgl. Kapitel 8).

- Stromsektor: Im EU ETS regulierte deutsche Stromerzeuger zahlen den expliziten Zertifikatepreis (5,35 Euro/t CO_2 im Jahr 2016) und sind von der Energiesteuer befreit (§§ 53 ff. EnergieStG). Neben diesem Betrag (sofern er vollständig weitergegeben wird) zahlen Stromverbraucher (Haushalte) noch die Stromsteuer sowie die EEG- und KWK-Umlage (2,05 ct/kWh nach § 3 StromStG sowie 6,354 und 0,445 ct/kWh). Nach Umrechnung mittels Emissionsfaktor der Stromerzeugung (527 g CO_2/kWh) errechnet sich ein totaler CO_2-Preis von 173,26 Euro/t CO_2.
- Wärmesektor: Die Berechnung impliziter CO_2-Preise des EnergieStG im Wärmemarkt folgt der obigen Logik und es ergeben sich 27,31 Euro/t CO_2 für Erdgas und 7,97 Euro/t CO_2 für Heizöl. Die Ergebnisse der nationalen Berechnungen sind in Abbildung 33 zusammengestellt. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch Agora Energiewende (2017b).
- Für einen internationalen Vergleich kann auf die Effective Carbon Rates der OECD (2016) zurückgegriffen werden, die u. a. für alle EU-Länder vorliegen und die Gesamtbelastung aus marktbasierten Instrumenten quantifizieren (CO_2-Steuern, CO_2-Zertifikate, Energiesteuern). Die Ergebnisse der Berechnungen der OECD sind in Abbildung 34 ersichtlich.
- Die hier skizzierten Berechnungen sind wie erwähnt lediglich indikativer Natur, da gerade keine Bereinigungen um „nicht-klimaschutzbezogene“ Zwecke von impliziten Klimainstrumenten durchgeführt wurden. Das wäre aber auch in diesen Fällen geboten. So könnte beispielsweise im Rahmen des EEG an eine „Innovations- bzw. Adaptions-Komponente“ für Erneuerbare-Energien-Anlagen (analog der „Infrastrukturkomponente“ im Verkehrssektor) gedacht werden, da das EEG dazu einen Beitrag leistet. Zudem gehen sicherlich auch vom EEG zahlreiche positive Umweltwirkungen abseits des Klimaschutzes aus, etwa positive Gesundheitseffekte.

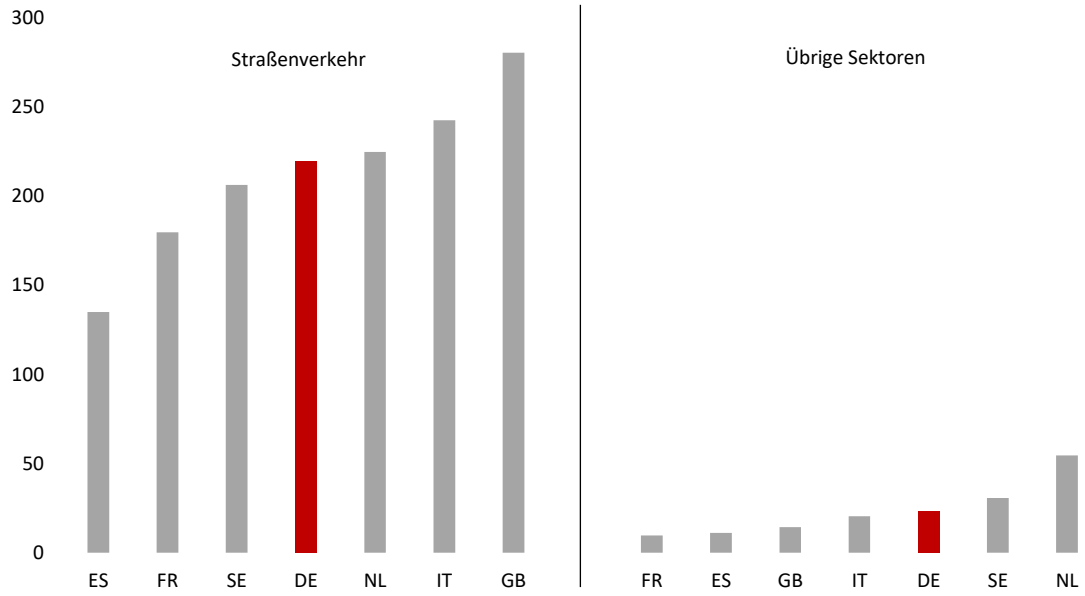
Abbildung 33: „Totale CO_2-Preise“ in Deutschland 2016



1) EU-ETS-Zertifikate, 2) Stromsteuer, 3) EEG-Umlage, 4) KWK-Umlage, 5) Energiesteuer,
6) "Infrastrukturkomponente" und Bepreisung von anderen Umweltwirkungen abseits von Treibhausgasemissionen.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Agora Energiewende (2017b)

Abbildung 34: „Effective carbon rates“ in wichtigen EU-Ländern 2012



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von OECD (2016)

321. Aus den Abbildungen werden gleich mehrere Punkte deutlich:

- Augenscheinlich besteht eine große Heterogenität in der CO_2-Bepreisung (aufgrund von Emissionshandelssystem und energiebezogenen Abgaben und Steuern) zwischen den Sektoren in Deutschland. Gerade zwischen der Nachfrageseite des Strommarktes und des Wärmemarktes wird dies deutlich (CO_2-Preissignal für Strom von 164,82 Euro/t CO_2 vs. Heizöl von 7,97 Euro/t CO_2). Die Empfehlung der Expertenkommission für die allgemeine CO_2-Bepreisung setzt hier an und möchte die unterschiedlichen Preissignale für Emissionen zwischen den Sektoren nivellieren.
- Mit einer entsprechenden Reform könnten gleichzeitig die aus Klimasicht besonders kritischen (weil niedrigen) CO_2-Preise emissionsintensiver Energieträger (z. B. Heizöl) adressiert werden. Die volkswirtschaftliche Theorie gibt an, dass die optimale Korrektur einer Externalität durch eine Bepreisung in der Höhe der zusätzlichen bzw. marginalen Schäden erfolgen sollte. Seit Jahrzehnten haben Ökonomen versucht, die zusätzlichen Schäden des CO_2-Ausstoßes zu quantifizieren, also die Schäden, die durch die Emission einer zusätzlichen Tonne CO_2 verursacht werden. Die entsprechenden Berechnungen sind modellbasiert und variieren stark mit Modellstruktur und Modellannahmen. Das UBA (2012) schlägt in seiner Methodenkonvention Kosten in Höhe von 80 $Euro_{2010}$/t CO_2 vor, wobei dieser Kostensatz in der Zukunft ansteigt, da die relevanten Systeme durch den Klimawandel in Mitleidenschaft gezogen werden. Entsprechend dieser Logik empfiehlt das Umweltbundesamt einen mittelfristigen Kostensatz für 2030 in Höhe von 145 $Euro_{2010}$/t CO_2 und einen langfristigen Kostensatz für 2050 von 260 $Euro_{2010}$/t CO_2. Neuere Literatur beschäftigt sich eingehend mit den sozialen Kosten von Treibhausgasemissionen und kommt zu einem breiteren Korridor für die zusätzlichen Schäden von Treibhausgasemissionen. Wegen dieser Unsicherheiten wird in der Praxis der alternative Preis-Standard-Ansatz verwendet. Dabei wird ein Emissionsstandard festgelegt (das bekannte <2 Grad Ziel des Paris-Abkommens) und dann ein Preiszuschlag erhoben, der dieses Emissionsziel einzuhalten verspricht. Um diesen Preiszuschlag zu bestimmen, ist erneut der Einsatz von Modellen erforderlich, doch beschränken sich geeignete Modelle auf die Quantifizierung von

Preiselastizitäten: Wie stark sinken die Emissionen bei gegebenen Preiszuschlägen auf CO_2-Emissionen. Auch diese müssten eventuell mit der Zeit aufwachsen, um das festgelegte Emissionsziel zu erreichen.[63]

- Auch innerhalb der Sektoren besteht beträchtliche Heterogenität. Das ist besonders im deutschen Stromsektor augenscheinlich, in dem der errechnete CO_2-Preis nach dieser Rechnung in der Erzeugung nur ca. ein Zwanzigstel des CO_2-Preises des Verbrauchs beträgt. Im Verkehrssektor ergibt sich Heterogenität durch die unterschiedliche Besteuerung von Energieträgern (vgl. Benzin versus Diesel).
- Die Korrektur um „nicht-klimaschutzbezogene“ Preisbestandteile für implizit klimawirksame Instrumente verändert die Situation etwa in dem oben erläuterten Beispiel des Verkehrssektors und muss in der künftigen Diskussion um korrekt erfasste CO_2-Preissignale berücksichtigt werden. Nach Kenntnis der Expertenkommission liegen bisher keine entsprechend bereinigten Rechnungen dieser Art vor. Das gegebene Beispiel für den Verkehrsbereich (bzw. für eine Auswahl in diesem Sektor wirksamer Instrumente) verdeutlicht, wie die entsprechenden Berechnungen weiterentwickelt werden sollten.

322. Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass bei der Interpretation der Ergebnisse zu CO_2-Preisen weitere Einschränkungen zu beachten sind: Von einigen der zahlreichen bislang nicht berücksichtigten energie- und klimarelevanten Instrumente sind ebenfalls substantielle implizite CO_2-Preissignale zu erwarten. Dazu gehören u. a. die zahlreichen regulatorischen Instrumente, wie z. B. Standards. Allein für die EU-Pkw-Emissionsstandards errechnen Paltsev et al. (2016) Mehrkosten in Milliardenhöhe für die EU. Grundsätzlich sollten auch Subventionen in das in Abbildung 33 gezeigte Gesamtbild einbezogen werden. Ferner bleiben indirekte CO_2-Kosten unbeachtet, die von einer Wertschöpfungsstufe zur nächsten weitergegeben werden. Wie die Expertenkommission in ihrer Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht zeigte, können indirekte Energiekosten substantiell sein (vgl. Kapitel 8 in EWK, 2015) – dies ist auch für die CO_2-Kosten vorstellbar, insbesondere, wenn in der Zukunft weltweit die CO_2-Preise sukzessive steigen. Schließlich lassen (buchhalterische) CO_2-Preise allein noch keine Aussagen über ökonomische Belastungs- und Wohlfahrtswirkungen zu. Summa summarum: Zusammenfassend sind für ein umfassendes Monitoring von CO_2-Preissignalen noch zahlreiche Lücken zu schließen. Dies mahnt zur Zurückhaltung bei der Formulierung eines Reformvorschlages hin zu einer umfassenden allgemeinen CO_2-Bepreisung. Trotzdem soll im übernächsten Abschnitt ein genereller Ansatz zur Energiepreisreform zur Diskussion gestellt werden. Im folgenden Abschnitt soll jedoch zunächst auf Grundlage der bisherigen Erkenntnisse ein Fazit zu den bestehenden Problemlagen des gegenwärtigen Energiepreissystems gezogen werden.

10.3 Problemlagen des gegenwärtigen Energiepreissystems

323. Anhand der durchgeführten Berechnungen zu CO_2-Preisen sowie zu den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (vgl. Kapitel 9.1) lassen sich die grundsätzlichen Problemlagen des gegenwärtigen Abgaben- und Umlagen-Systems für Energie aufzeigen:

- Das System bedarf einer klareren Zielausrichtung. Die Expertenkommission favorisiert einen einheitlichen und umfassenden Lenkungsmechanismus, der an den Treibhausgasemissionen ansetzt. Mittels einer allgemeinen CO_2-Bepreisung als Leitinstrument für die Energiewende würden die CO_2-Emissionen mit einem möglichst einheitlichen Preis belastet. Dies würde in der Folge zu verschiedenen Vermeidungsreaktionen – etwa zu einer vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien oder zur Steigerung der Energieeffizienz oder auch zu einem schrittweise marktgetriebenen Ausstieg aus der Kohleverstromung – führen. Komplementäre

[63] Vgl. auch die Diskussion in Kapitel 2.4 um sektorale Emissionsreduktionspfade entsprechend CO_2-Grenzvermeidungskosten in Großbritannien und die Tatsache, dass es sich unter Umständen lohnen kann „teure“ Vermeidungsoptionen zeitlich „nach vorne“ zu ziehen, z. B. wenn hohe Investitionen – etwa in die Verkehrsinfrastruktur – nötig sind.

Elemente sind dabei geboten, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren, etwa im Gebäudebereich, im Verkehr oder bei den erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016).

- Die Expertenkommission empfahl der Bundesregierung schon früher, das energie- und klimapolitische Instrumentarium auf den Prüfstand zu stellen und Instrumente abzuschaffen bzw. zu integrieren, um Effizienzgewinne zu realisieren. Aus Effizienzgesichtspunkten wäre ein einheitlicher und umfassender Lenkungsmechanismus wünschenswert (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016). Die Expertenkommission ist sich bewusst, dass neben dem Klimaproblem noch weitere Externalitäten eine Rolle spielen und im Rahmen von Reformvorschlägen und Modellrechnungen zu berücksichtigen sind. Dies kann ein Abweichen von der einheitlichen Bepreisung rechtfertigen (z. B. im Fall von Technologie-Externalitäten vgl. Otto et al., 2008).
- Das bestehende Abgaben- und Umlagen-System für Energie läuft der Sektorkopplung zuwider (um fossile Energieträger im Wärme- oder Transportsektor zu vermeiden), denn die strombezogenen bestehenden Umlagen, Abgaben und Steuern machen den elektrischen Strom wirtschaftlich unattraktiver (vgl. auch Kapitel 2 in EWK, 2016). Dabei hat die Bundesregierung in ihrem Impulspapier „Strom 2030“ die Sektorkopplung zurecht als einen von 12 langfristigen Trends bzw. Aufgaben für die kommenden Jahre benannt (vgl. BMWi, 2016). Optionen, mit denen insbesondere Windkraft und Photovoltaik in die anderen Sektoren integriert werden können, werden perspektivisch von immer größerer Bedeutung für die Erreichung der Klimaziele und für die Flexibilisierung des Energiesystems.
- Das bestehende Abgaben- und Umlagen-System für Energie führt zu verzerrten Preissignalen. Außerdem werden die Kunden u. a. auf Grund fehlender Messeinrichtungen nicht zu den flexiblen Großhandelsstrompreisen plus Zuschläge beliefert. Selbst bei einem Großhandelsstrompreis von null (oder darunter), wenn also Strom im Überfluss vorhanden ist, sind die Strompreise für die entsprechenden Abnehmer aufgrund staatlicher Preiselemente regelmäßig noch sehr hoch. Dies kann z. B. dazu führen, dass Eigenversorgungsanlagen weiterhin laufen, obwohl ein Bezug aus dem Netz wünschenswert ist.

324. Eine Reform des Preissystems sollte all diese übergeordneten Problemlagen adressieren. Daneben existieren aber noch weitere Kriterien, an denen ein guter Reformvorschlag zu messen ist. Wie bei jedem Zielsystem stehen einige Dimensionen in einem Spannungsverhältnis zueinander:

- Langfristige Orientierung: Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung nicht nur die mittlere Perspektive bis 2030, sondern auch die langfristige Perspektiven aufzuzeigen. Das Energiewendeprojekt wird auch in Zukunft kapitalintensiv bleiben. Gerade in den Sektoren Wärme und Verkehr ist die Transformation der existierenden Infrastruktur kaum vorangekommen. Das Preissystem sollte auch einen langfristig verlässlichen Rahmen für Investitionen in Forschung und Entwicklung geben.
- Wettbewerbsfähigkeit: Die Wettbewerbs- und Innovationsfähigkeit der (energieintensiven) Industrie sollte gewahrt bleiben. Derzeit werden besonders kritische Industrien beispielsweise im Rahmen der Stromsteuer durch Ausnahmeregelungen geschützt. Je nach Ausgestaltung kann ein Reformvorschlag auch weiterhin eine Sonderbehandlung von energie- bzw. CO_2-intensiven Industrien vorsehen. Allerdings sollte eine Sonderbehandlung nur punktuell und maßvoll geschehen, um nicht die oben beschriebenen Effizienzvorteile eines schlankeren Instrumentariums zu konterkarieren. Derzeit gibt es keine Evidenz für negative Auswirkungen etwa des EU ETS auf Umsätze, Produktion, Exporte oder Beschäftigte der regulierten Unternehmen (Petrick und Wagner, 2014).
- Soziale Gerechtigkeit: Eine Reform des energie- und klimapolitischen Instrumentariums sollte sozial austariert erfolgen. Mit Blick auf die privaten Haushalte ist zu berücksichtigen, dass ärmere Haushalte höhere Anteile ihres verfügbaren Einkommens für Energie aufwenden. Die Gefahr regressiver Effekte ist der CO_2-

Bepreisung daher grundsätzlich inhärent. Im Falle der gleichzeitigen Reduktion staatlicher Strompreisbestandteile können allerdings auf der anderen Seite substantielle Entlastungswirkungen für alle Stromkonsumenten erzielt werden. Dies gilt dann natürlich auch für die ärmeren Haushalte. Zudem gibt es zusätzliche Gestaltungsmöglichkeiten bei der Verwendung von Einnahmen aus einer CO_2-Bepreisung, um regressive Effekte für ärmere Haushalte abzufedern oder gar zu kompensieren. Als Beispiele können die kanadischen Bundesstaaten British Columbia und Alberta genannt werden, die eine Rückverteilung pro Kopf für einen Teil ihrer CO_2-Steuereinnahmen festgelegt haben. Auch in der Schweiz werden die Einnahmen aus ihrer CO_2-Lenkungsabgabe – über die Krankenversicherungsprämien – rückerstattet.[64] Ärmere Bürger können dann sogar mehr Geld zurückbekommen als sie über die CO_2-Abgabe bezahlt haben. Zwar geben ärmere Haushalte einen prozentual höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens für Energie aus, absolut gesehen verursachen aber die reicheren Mitbürger mehr CO_2-Emissionen. Weil bei der für alle Bürger gleichen Rückerstattung diejenigen mit unterdurchschnittlichen CO_2-Emissionen profitieren, werden arme Haushalte begünstigt (vgl. Beck et al., 2015, Klenert und Mattauch, 2016). Die Frage der „optimalen“ Ausgestaltung von CO_2-Bepreisung und Einnahmenverwendung ist letztlich für die Akzeptanz in der Bevölkerung wichtig (vgl. Kapitel 1.1).

- Internationale Koordination: Die Empfehlung aus Kapitel 2, die Energiewende-Zusammenarbeit im europäischen bzw. internationalen Kontext auszuweiten, betrifft auch die Reformvorschläge für das Energiepreissystem. Die Reform sollte möglichst international koordiniert (bzw. zumindest anschlussfähig sein), um die oben angesprochenen Aspekte der Wettbewerbsfähigkeit, Carbon Leakage und Kosteneffizienzvorteile zu berücksichtigen.
- Aufkommensneutralität: Da die Reform u. a. Energiesteuern tangiert, würde diese auch die Staatseinnahmen betreffen und damit die Finanzierung von staatlichen Aufgaben. Eine Reform sollte diese Aufgabe nicht gefährden. Gleichzeitig sollte eine Reform auch nicht zu Mehrbelastungen für Haushalte und Industrie führen, etwa durch eine Erhöhung der Staatsquote bzw. Mehreinnahmen des Staates. Im Gegenteil, Aufkommensneutralität wahrt diese Prinzipien.

Beurteilung existierender Reformvorschläge

325. Mit dem Konzept der allgemeinen CO_2-Bepreisung hatte die Expertenkommission in ihren vergangenen Stellungnahmen bereits eine Lösung für die Problemlagen des gegenwärtigen Preissystems für Energie aufgezeigt. Wo immer bedeutsam wurden auch die angesprochenen Kriterien wie Wettbewerbsfähigkeit oder soziale Gerechtigkeit abgewogen. In diesem Zusammenhang sei daher erinnert an die wichtigen Diskussionen in:

- Kapitel 2.1 „Allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument“ in EWK (2017) hinsichtlich eines einheitlichen und umfassenden klimapolitischen Lenkungsmechanismus (vgl. auch Kapitel 2 in EWK, 2016),
- Kapitel 5.4 „Sektorkopplung“ in EWK (2016) für eine vertiefte Untersuchung der Möglichkeiten dieser (vgl. auch Kapitel 2 in EWK, 2015),
- Kapitel 5 „Erneuerbare Elektrizitätserzeugung strategisch weiterentwickeln“ sowie Kapitel 6 „Elektrizitätswirtschaftliche Infrastruktur zukunftsfest machen“ in EWK (2017) hinsichtlich Verbesserungen bei Netzausbau und Netzbepreisung (vgl. auch Kapitel 6 in EWK, 2016 und Kapitel 7 in EWK, 2015) und
- Kapitel 7 „Preiswürdigkeit der Energie weiter im Griff behalten“ in EWK (2017) hinsichtlich Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (vgl. auch Kapitel 7 in EWK, 2016 und Kapitel 8 in EWK, 2015).

326. In jüngster Zeit haben neben der Expertenkommission viele weitere Fachkreise Reformvorschläge zu Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Energie formuliert. Bevor die Expertenkommission – unter Einbezug

[64] Parallel dazu existiert ein Mechanismus der Rückverteilung auch an Unternehmen.

ihrer früheren Anregungen – den eigenen Vorschlag weiterentwickelt, sollen zunächst die bekanntesten, von dritter Seite stammenden Vorschläge vorgestellt und qualitativ auf ihre Stärken und Schwächen geprüft werden:

- Dynamisierung der EEG-Umlage: Im gegenwärtigem System ist die Umlage statisch, per Kilowattstunde Verbrauch, ausgestaltet. Zur besseren Integration von Erneuerbaren wurde u. a. von Ecofys/RAP (2014) vorgeschlagen, die EEG-Umlage zeitlich variabel auszugestalten, indem die EEG-Umlage stündlich durch Multiplikation des Day-ahead-Großhandelspreises für Strom (Spotmarkt) mit einem jährlich festzulegenden Faktor (Multiplikator) berechnet wird. In Niedrigpreisstunden würde dies zur Absenkung der Umlagenhöhe führen und umgekehrt. Diese Dynamisierung kann natürlich auf weitere Strompreisbestandteile ausgeweitet werden. Damit würden Preisschwankungen bzw. das Signal für die Knappheit des Gutes Strom für Verbraucher gegenüber dem statischen System verstärkt, was den Nachteil mit sich bringt, dass dies zu höheren Flexibilitätsanreizen führen kann als notwendig.
- Senkung der Stromsteuer: Zahlreiche Vorschläge, z. B. vom Bund der Steuerzahler Deutschland e. V. (2016), diskutieren eine Absenkung der Stromsteuer, insbesondere auf den Mindestsatz nach EU-Recht, d. h. entsprechend der EU-Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG auf 0,1 ct/kWh (für nichtbetriebliche Verwendung). Da die aktuelle Stromsteuer (in der Regel) 2,05 ct/kWh beträgt (§ 3 StromStG), kommt dies einer Absenkung um 1,95 ct/kWh (zuzüglich Umsatzsteuer) gleich. Allerdings ist diese Reduktion nicht ausreichend, um die Sektorkopplung zu unterstützen.
- Einrichtung von Fonds zur Begrenzung der EEG-Umlage: Frühe Vorschläge zur EEG-Umlage sahen die Einrichtung von Fonds vor, welche die Umlage begrenzen und zusätzlich benötigte Mittel langfristig über Kredite finanzieren. Dazu zählen der von Ilse Aigner Anfang 2014 vorgeschlagene „Streckungsfonds“ und der von Matschoss und Töpfer im Jahr 2015 vorgeschlagene „EEG-Fonds“. Im Falle des „Streckungsfonds“ geht ein Gutachten des ifo Instituts davon aus, dass bei einer Fixierung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh ab dem Jahr 2017 die kumulierte verzinste Kreditaufnahme im Jahr 2029 ihr maximales Volumen bei 29,13 Mrd. Euro erreichen würde. Eine vollständige Tilgung des Fonds wäre bis zum Jahr 2038 möglich (Pittel und Weissbart, 2016). Beim „EEG-Fond“ sollten (zurückliegende und zukünftige) EEG-Vergütungen über 9ct/kWh für Photovoltaik und Wind offshore aus der EEG-Umlage herausgenommen und in den Fonds überführt werden. Wäre dieser 2015 eingeführt worden, hätte sich ein jährlicher Finanzbedarf von ca. 9 Mrd. Euro in den ersten acht Jahren ergeben, der bis zum Jahr 2050 auf ca. 0,6 Mrd. Euro abgesunken wäre (Matschoss und Töpfer, 2015).
- EEG-Finanzierung durch Energiesoli: Nach Ansicht des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln könnte entweder der bestehende Solidaritätszuschlag umgewidmet oder ein neuer Solidaritätszuschlag geschaffen werden (Schaefer, 2017). Bemessungsgrundlage wäre dann die Einkommens- und Körperschaftssteuer, so dass – entsprechend dem Leistungsfähigkeitsprinzip – nicht mehr der Stromverbrauch, sondern die Höhe des eigenen zu versteuernden Einkommens entscheidend für die Finanzierung wäre.
- Finanzierung aus Bundeshaushalt statt EEG-Umlage: Der Verband der Chemischen Industrie e. V. schlägt vor, alle Erneuerbare-Energien-Neuanlagen ab 2019 nicht mehr über die EEG-Umlage, sondern aus dem Bundeshaushalt zu finanzieren (VCI, 2017). Die bisherige EEG-Umlage soll nur noch für Bestandsanlagen gelten. Damit würde die EEG-Umlage ab 2019 nicht mehr steigen und (mit dem Ende der garantierten 20-jährigen Einspeisevergütungen bestehender Anlagen) bis 2038 auf null Euro absinken. In ähnlicher Weise schlagen der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. und der Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. vor, die im EEG vorgesehenen Industrieprivilegien direkt über den Bundeshaushalt und nicht mehr über das EEG-Konto zu finanzieren (BEE, 2016, BDEW, 2017). Damit würde das EEG-Konto um 5 Mrd. Euro entlastet und die EEG-Umlage könnte um 1,4 ct/kWh sinken. (Des Weiteren soll nach Ansicht des BEE die Stromsteuer in eine CO_2-Bepreisung fossiler Stromerzeugung umgewandelt werden.)
- Sektorale Ausweitung der EEG-Umlage: Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. präsentiert ein sektorenübergreifendes Modell, nach dem der fossile Energieverbrauch für Wärme und Verkehr gemäß der

jeweiligen CO_2-Emissionen in die Umlage einbezogen werden soll. Dies könnte über eine langjährige stufenweise Ausweitung der Umlage geschehen. Auf Basis von Szenario-Rechnungen ist mit einem Rückgang der EEG-Umlage um über 50 % zu rechnen, allerdings würden die Kosten für den fossilen Energieverbrauch im Gegenzug steigen (Gährs et al., 2016 und 2017).

- CO_2-basierte Bepreisung von Energieträgern (mit verschiedenen Varianten, darunter):
  - Agora Energiewende diskutiert sowohl Vorschläge für eine einheitliche als auch sektorenabhängige CO_2-Bepreisung. Im Falle einer einheitlichen CO_2-Bepreisung käme etwa eine Reduktion der Stromsteuer und EEG-Umlage auf 80 Euro/t CO_2 bei gleichzeitiger Erhöhung der impliziten CO_2-Belastung auf 80 Euro/t CO_2 im Wärme- und Verkehrssektor in Frage. Im Falle unterschiedlicher Bepreisung würde die EEG-Umlage zwar reduziert, aber Benzin, Diesel und Heizöl um 10 ct/Liter bzw. Erdgas um 1 ct/kWh verteuert (vgl. Agora Energiewende (2017a) für einen Einstieg in die Diskussion).
  - Die Initiative „Für eine faire Neuverteilung der Energiewendekosten“ fordert neben der Reduktion der Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz und der Verminderung der EEG-Umlage durch Auslagerung der Kosten für Industrieausnahmen in den Staatshaushalt die energieträger- und sektorenübergreifende Umschichtung der EEG-Kosten auf andere Energieträger entsprechend ihres CO_2-Gehalts (Müller et al., 2017).
  - Eine Initiative aus 15 Energie- und Klimaschutzexperten griff existierende Vorschläge der CO_2-Bepreisung auf und identifizierte Leitplanken für einen neuen ökonomischen Rahmen zum Erreichen der Klimaschutzziele (Bals et al., 2017). Im Einzelnen handelte es sich um folgende Leitplanken: „Verlässlichkeit und Orientierung“, „Aufkommensneutral ausgestalten“, „Sozial austarieren“, „Carbon Leakage verhindern – Innovationen fördern“, „Europäische und internationale Anschlussfähigkeit“ und „Eine gemeinsame deutsch-französische Initiative ist möglich“.
  - In einer aktuellen Studie untersuchte das Öko-Institut (2018a) die Möglichkeit der Einführung eines CO_2-Mindestpreises (lediglich) im Stromsektor in mehreren Szenarien. Wird ein Preis von 30 Euro/t CO_2 erhoben, können die Emissionen im Stromsektor kurz- bis mittelfristig auf 200 Millionen Tonnen CO_2 zurückgehen und die Lücke zur Erreichung des 40 %-Ziels würde praktisch komplett geschlossen. Bei gleichzeitiger verbindlicher Stilllegung von Kohlekraftwerken würde ein niedrigerer CO_2-Mindestpreis ausreichen, um die gleiche Emissionsminderung zu erzielen.

327. Die Expertenkommission hatte bereits in der Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht herausgestellt, dass sie die Einführung einer allgemeinen CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende favorisiert (vgl. Kapitel 2 in EWK, 2016). Da die oben angesprochenen Vorschläge zur CO_2-basierten Bepreisung am ehesten in diese Richtung gehen, sieht die Expertenkommission auch hier die größten Vorteile, gerade was die Zielausrichtung und Kosteneffizienz betrifft. Demgegenüber greifen die meisten der oben genannten Vorschläge deutlich zu kurz, da sie im Grunde nur vom Stromsektor her reformieren (über die Instrumente Stromsteuer und EEG-Umlage), nicht aber das Gesamtsystem umfassen. Die strukturellen Problemlagen des Gesamtsystems bleiben also bestehen. Die Vorschläge verletzen auch eine Reihe von weiteren möglichen Bewertungskriterien:

- Die meisten der oben genannten Vorschläge bringen nur partielle Verbesserungen bei den Wettbewerbsbedingungen für Technologien der Sektorkopplung mit sich. So reduziert zwar die Senkung der Stromsteuer in begrenzten Umfang auch den Strompreis, lässt aber die Preise der Energieträger im Wärme- und Verkehrssektor außer Acht. Ausnahmen bilden die Vorschläge für eine einheitliche oder zumindest sektorenabhängige CO_2-Bepreisung. In diesem Zusammenhang ist auch die Sinnhaftigkeit der Mindestbesteuerung für Strom entsprechend EU-Vorgaben kritisch zu hinterfragen. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung sich für deren Abschaffung einzusetzen.
- Partielle Reformen bieten den Marktakteuren zudem keine langfristige Orientierung, da die Reformnotwendigkeit des Systems nicht beseitigt wird. Die Fondsideen zur EEG-Umlage hätten zumindest den Vorteil einer

langen Laufzeit, auch wenn die Expertenkommission diese Vorschläge als Lösungen wie beschrieben für unzureichend hält.

- Jeder Reformvorschlag hat seine eigenen verteilungspolitischen Konsequenzen. Niedrige Strompreise reduzieren die Belastungen bei Stromkunden, die bislang unter keine Ausnahmeregelung fallen. Eine Dynamisierung der Strompreise verschiebt Lasten zwischen peaklastigen und nicht-peaklastigen Verbrauchern. In anderen Fällen werden Lasten auf andere Energieträger oder Steuerarten oder gar in die Zukunft verschoben. Bei einem umfassenden Ansatz, wie der von der Expertenkommission favorisierten allgemeinen CO_2-Bepreisung, wirken diese verschiedenen Aspekte zusammen, verstärken sich teilweise oder heben sich gegenseitig auf. In jedem Fall bleibt zu untersuchen, ob die zu erwartenden Verteilungswirkungen gewünscht bzw. tolerabel sind.
- Den oben genannten Vorschlägen gemein ist die grundsätzliche Beschränkung auf den nationalen Kontext. Am ehesten die Vorschläge für eine einheitliche oder zumindest sektorenabhängige CO_2-Bepreisung wären international anschlussfähig und könnten in einer internationalen Initiative münden (vgl. auch Kapitel 2.4 zum internationalen Monitoring und Zusammenarbeit).

10.4 Reformvorschlag

328. Aus dem oben präsentierten Berechnungsrahmen für eine vollständige und korrekte Erfassung von CO_2-Preissignalen wurde deutlich, dass derzeit noch ein erheblicher Weiterentwicklungsbedarf besteht (vgl. Kapitel 10.2). Dies gebietet Vorsicht bei der Formulierung eines Reformvorschlages hin zu der von der Expertenkommission favorisierten umfassenden allgemeinen CO_2-Bepreisung. Die nachfolgenden Überlegungen sind als ein Schritt dorthin zu verstehen und beruhen auf den beschriebenen Problemlagen im Energiepreissystem (vgl. Kapitel 10.3). Dabei ist zu bedenken, dass zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssen, sollte die angestrebte Emissionsreduktion nicht erreicht werden.

329. In Übereinstimmung mit der vom IHK/VBEW (2016) vorgeschlagenen „politikübergreifenden Energiewende-Umlage“ plädiert die Expertenkommission für den aufkommensneutralen Ersatz aller Umlagen und Abgaben auf Elektrizität. Dabei würden alle bisherigen Umlagen (EEG-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage etc.) zu einer gemeinsamen Umlage gebündelt, wie dies unter dem Namen „Public Service Obligation“ in mehreren europäischen Mitgliedsstaaten bereits erfolgt ist. Diese Energiewende-Umlage wird – zumindest weitgehend - durch einen am CO_2-Ausstoss orientierten Zuschlag auf alle Primärenergieträger- und Endenergieträger-Importe finanziert. In analoger Weise kann auch die heute nicht mehr zeitgemäße Stromsteuer behandelt werden, wie beispielsweise vom Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE, 2016) in seinem Positionspapier „Kostenvorteile Erneuerbarer Energien an die Stromkunden weitergeben“ vorgeschlagen. Der CO_2-Preis sollte sich an den sozialen Schäden der Treibhausgasemissionen oder an den notwendigen CO_2-Preisen zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele orientieren.

330. So ergeben sich interessante dynamische Preiswirkungen. Mit dem Ersatz elektrizitätsbezogener Steuern, Umlagen und Abgaben würde der Elektrizitätspreis für die Letztverbraucher sinken, gleichzeitig würde der Stromgroßhandelspreis durch den Effekt der CO_2-Bepreisung steigen (mit entsprechenden Auswirkungen auf die materielle Steuerlast). Dies hätte im darauffolgenden Jahr insbesondere geringere Marktprämien an die EEG-Anlagen zur Folge, weshalb der durch die CO_2-Bepreisung aufkommensneutral zu finanzierende CO_2-Preiszuschlag im Folgejahr sinkt. Auf der anderen Seite steigt dieser Preiszuschlag, wenn sich die nationalen CO_2-Emissionen zurückbilden. Gesellschaft und Politik müssten diese dynamischen Effekte akzeptieren (so wie sie heute die schwankenden Vergütungssätze der EEG-Umlage akzeptieren). Den per Saldo sinkenden Stromletztverbraucherpreisen stehen höhere Letztverbraucherpreise für Kohle, Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel gegenüber. Deshalb

darf die Politik die sinkenden Stromgroßhandelspreise nicht zum Anlass nehmen, den Stromletztverbrauchern neue Abgaben und Umlagen aufzubürden. Eine diesbezüglich glaubhafte Selbstverpflichtung des Staates ist wesentliche Voraussetzung für Investitionsanreize zugunsten von Technologien der Sektorkopplung. Die Expertenkommission ist sich bewusst, dass auch dieser Vorschlag verschiedene Nachteile hat. Die aus theoretischer Sicht optimale Lösung einer allgemeinen CO_2-Bepreisung wird damit noch nicht erreicht, so dass die aus klimapolitischer Sicht bestehenden Ineffizienzen des heutigen Systems von Energiesteuern und -abgaben zunächst weiter fortbestehen. Die anderen Sektoren sollten entsprechend ebenfalls rasch in ein allgemeines CO_2-Preissystem einbezogen werden. Aus praktischer Sicht wichtiger sind die zu erwartenden wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Widerstände. In diesem Zusammenhang dürfte insbesondere die Frage eine Rolle spielen, wie die Besondere Ausgleichsregelung zugunsten energieintensiver Industrien zu ersetzen wäre. Jede Änderung der bestehenden Vorteile löst bei den Begünstigten in naheliegender Weise die Sorge aus, dass die Reform für den Einzelnen eine wirtschaftliche Schlechterstellung bedeuten könnte, vielleicht auch deshalb, weil beihilferechtliche Bedenken der EU-Kommission befürchtet werden. Es müssten also entsprechende Konzepte entwickelt und diskutiert werden. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung, diese Debatte durch wissenschaftliche Gutachten zu unterstützen.

331. Auf der anderen Seite sind mit der vorgeschlagenen Umfinanzierung der elektrizitätsbezogenen Steuern, Abgaben und Umlagen eine Reihe teils erheblicher Vorteile verbunden:

- Die Marktchancen für Sektorkopplung würden sich verbessern, und zwar technologie-, standort- und anwenderneutral. Entsprechend ließe sich das volle Marktpotential der Sektorkopplung entwickeln und es könnte mit selbsttragenden Massenmarkt- und Lerneffekten für Power-to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG) etc. gerechnet werden.
- Die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien dürften sich reduzieren, weil die Großhandelsstrompreise durch die Einbeziehung der Brennstoffe von fossilen Kraftwerken tendenziell steigen.
- Womöglich würden manche Erneuerbare-Stromerzeugungsanlagen ohne weitere Förderung realisierbar. Dies würde auch die Chancen des Weiterbetriebs von EEG-geförderten Anlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung verbessern.
- Natürlich würde sich auch die Wettbewerbsfähigkeit CO_2-armer gegenüber CO_2-intensiven Energieträgern verbessern. Dies dürfte beispielsweise den marktgetriebenen (Braun-)Kohleausstieg ohne neue staatliche Interventionen möglich machen.
- Die Gefahr einer Entsolidarisierung der Elektrizitätsverbraucher durch Eigenerzeugung wäre gebannt, da eine Eigenerzeugung nicht mehr so stark wie heute durch die Nutzung von Arbitrage motiviert wäre.
- Die Diskussion über die Behandlung von (Elektrizitäts-)Speichern im Zusammenhang mit der Befreiung von elektrizitätsspezifischen Abgaben und Umlagen würde sich erübrigen, weil solche Abgaben abgebaut oder drastisch reduziert wären.
- Diese energie- und klimapolitischen Vorteile wären ohne zusätzliche finanzielle Belastungen der Energieverbraucher erreichbar, soweit es gelingt, vorhandene Steuern, Abgaben und Umlagen aufkommensneutral durch eine CO_2-Bepreisung zu ersetzen.
- Schließlich könnte der sich in den letzten Jahren beschleunigende Anstieg von staatlichen Detailregelungen auch in anderen Bereichen gestoppt werden. In Bezug auf den Klimaschutz war diese Regulierungsdynamik bislang auch nicht wirklich zielführend.

332. Der Vorschlag einer aufkommens-neutralen Energiewende-Umlage ist nur ein Zwischenschritt hin zu einer einheitlichen CO_2-Bepreisung. Gleichwohl schafft eine entsprechende Reform – auch in Verbindung mit einer Reform der Stromnetzentgelte, wie von der Expertenkommission im Vorjahresbericht vorgeschlagen (vgl. Kapitel 6 in EWK, 2017) – deutlich verbesserte Rahmenbedingungen für die Sektorkopplung. Damit würden endlich die

Perspektiven für eine breite kommerzielle Entwicklung dieser Technologien geschaffen – entsprechend der Idee, den Markt als Entdeckungsverfahren für die Entwicklung und Verbreitung neuer Technologien zu nutzen. Die Umsetzung des Vorschlags einer politikübergreifenden Energiewende-Umlage muss nicht über Nacht in einem einzigen Schritt erfolgen, sondern ließe sich schrittweise über beispielsweise fünf Jahre gestaffelt realisieren. Ein solches Vorgehen sorgt für die Dämpfung der mit der Reform verbundenen Regulierungsschocks und schafft gleichzeitig Planungssicherheit für alle.

11 Innovation und Digitalisierung

Das Wichtigste in Kürze

Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung behandelt das Thema Energieforschung und Innovation in einem eher knappen Überblick. Um der dort genannten Bedeutung der Energieforschung als „Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende“ gerecht zu werden, empfiehlt die Expertenkommission für künftige Berichte eine ausführlichere Darstellung, zumal die Energiewende als Innovationstreiber erhebliche Chancen für die Wirtschaft bietet.

Zunächst sollten ergänzend zu den staatlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung auch die Ausgaben der Privatwirtschaft in den Blick genommen werden, die um etwa den Faktor 10 höher sein dürften. Denn der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verweist zurecht darauf, dass die Erforschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft ist und die öffentliche Forschungsförderung u. a. dazu dient, die Innovationsaktivitäten der deutschen Wirtschaft zu unterstützen.

Weiterhin wird empfohlen, die bestehende Indikatorik für die Forschungs- und Entwicklungsphase von Innovationen um die Diffusionsphase (Kostensenkung, Marktanteile, Welthandelsanteile usw.) zu erweitern und die Ergebnisse einer geeigneten Interpretation zu unterziehen. Eine Ergänzung können so genannte „Innovationsbiographien“ bilden, d. h. exemplarische Analysen für Technologien, die besonders relevant für die Energiewende sind. Auf dieser Grundlage könnten sich verallgemeinerungsfähige Innovationsmuster ableiten lassen, die zeigen, welche Faktoren generell für Erfolg oder Misserfolg eine zentrale Rolle spielen, etwa in Bezug auf die Rahmenbedingungen für den Transfer von Forschungsergebnissen in den Markt.

Viele Innovationen werden von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) angestoßen. Daher sollte die Bundesregierung in ihrem Innovations-Monitoring zur Energiewende verstärkt diese Unternehmen in den Blick nehmen. Allerdings ist zu konstatieren, dass es für KMU speziell in technologie- und kapitalintensiven Bereichen schwierig sein dürfte, Innovationen zu entwickeln und umzusetzen. Dies gilt vor allem für High-Tech-Startups, die quasi den „Nachwuchs“ an forschenden Unternehmen darstellen. Die Expertenkommission begrüßt deshalb die Überlegungen der Bundesregierung, die Gründungskultur zu stärken und den Zugang für Startups zur Forschungsförderung insbesondere im Bereich der Energieforschung deutlich zu erleichtern.

Ein Großteil der Geschäftsmodelle von Startups in der Energiewende ist darüber hinaus datengetrieben. Damit einher geht eine Transformation von linearen Wertschöpfungsketten hin zu Wertschöpfungsnetzwerken. Denn Digitalisierung und Dezentralisierung lösen Veränderungen der Marktstruktur aus, die verstärkt zu parallelen (und nicht rein linearen) Interaktionen der Marktakteure und Transaktionen von tangiblen und intangiblen Faktoren führen. Um diesen Entwicklungen gerecht zu werden, unterbreitet die Expertenkommission einen Vorschlag zur Weiterentwicklung des Monitorings von Unternehmensgründungen im Energiemarkt. Ein derartig methodisch erweitertes Monitoring ist Ausgangspunkt zur Beantwortung von neuen Fragen im Zusammenhang von Marktrollen, Netzwerkanalysen und Wertschöpfungsprozessen.

11.1 Ausrichtung der Energieforschung

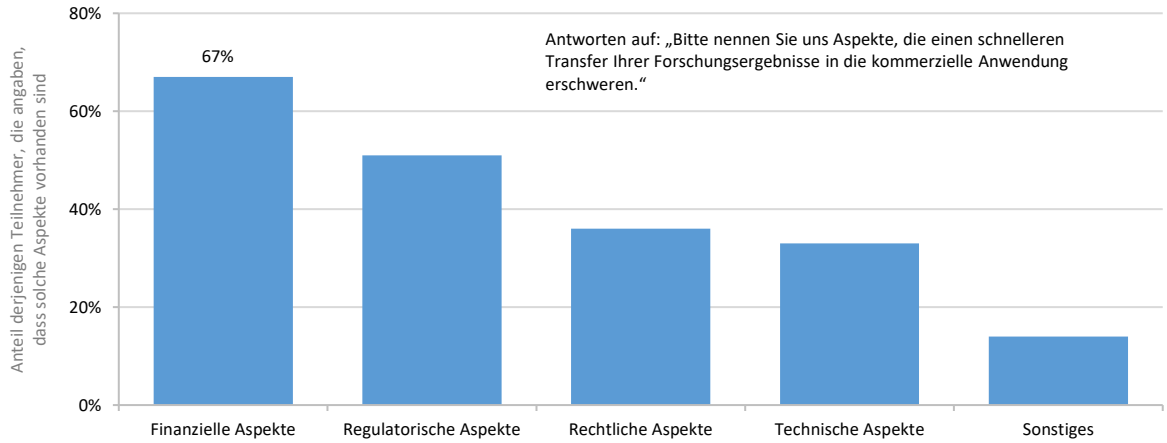
333. Im Kapitel „Energieforschung und Innovation“ des sechsten Monitoring-Berichts betont die Bundesregierung die Bedeutung der Energieforschung als „Schlüssel für eine erfolgreiche Energiewende“. Es wird die thematische Ausrichtung der Forschung angesprochen, die sich aufgrund der bereits erreichten Durchdringung und des im Koalitionsvertrag angestrebten Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 65 % bis zum Jahr 2030 künftig stark an Energiesystemtechnologien (Netze und Speicher) und der Kopplung der Sektoren Strom,

Wärme und Verkehr orientieren soll (Rz. 3242 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Darüber hinaus sollen die Themenfelder „Solares Bauen/Energieeffiziente Stadt“ sowie „Energiewende im Verkehr“ im Fokus stehen. Dies ist zu begrüßen, um durch Forschung und Entwicklung die in den nächsten Jahren notwendigen substantiellen Erfolge der Energiewende in diesen Bereichen zu unterstützen.

334. Die Bundesregierung plant dazu ein neues Energieforschungsprogramm, das bereits mit dem strategischen Leitprojekt „Trends und Perspektiven der Energieforschung“ (Leitprojekt, 2018), den Impulsen aus der „Energiewende-Plattform Forschung und Innovation“ und den Ergebnissen des im Jahr 2017 gestarteten Konsultationsprozesses vorbereitet wurde. Während die vorliegenden Empfehlungen für die inhaltliche Fortschreibung des Energieforschungsprogramms kaum „weiße Flecken“ aufweisen dürften, sollte hingegen auch sichergestellt werden, dass die Verteilung der Mittel auf die Forschungsfelder kompatibel mit den Zielen und Herausforderungen des Klimaschutzplans 2050 ist.

335. Für die anwendungsorientierte Forschung kommt dem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 die größte Bedeutung zu, weil sie in aller Regel auf eine kommerzielle Umsetzung innerhalb einer Dekade abzielt. Die Bundesregierung adressiert dies mit folgender Textpassage: „Um innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen, ist neben der Forschungsförderung die Unterstützung durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen wesentlich. Dazu gehören die regelmäßige Anpassung des Ordnungsrechts, aber auch gezielte Fördermaßnahmen zum Forschungstransfer und zur Marktvorbereitung. Der Koalitionsvertrag sieht vor, den Übergang von Forschung zu Demonstration und Markteinführung zu unterstützen und dazu „Reallabore“ (z. B. Power-to-Gas/Power-to-Liquid) als weitere Säule der Energieforschung auszubauen“ (Rz. 3346 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013). Die Expertenkommission begrüßt diesen Ansatz, weil einem reibungslosen Übergang bislang offenbar erhebliche Defizite entgegenstehen. Denn nach einer im März 2017 durchgeführten Umfrage (ifo Institut, 2017) bei allen in den Forschungsnetzwerken Energie registrierten Mitgliedern (vor allem Forscher, Verbände, Industrievertreter) sowie weiteren Experten aus dem Bereich der industriellen Energieeffizienz ergab sich aus 760 Rückmeldungen, dass 59 % der Befragten Probleme sehen. Davon entfielen 67 % auf finanzielle Aspekte und 51 % auf regulatorische Aspekte, während technische Hemmnisse nur zu 33 % als relevant angesehen wurden (vgl. Abbildung 35).

Abbildung 35: Hemmnisse eines schnellen Praxistransfers



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ifo Institut (2017)

336. Auch wenn die Befragungsergebnisse nicht näher konkretisiert werden (z. B. um welche Art finanzieller Hemmnisse es sich handelt), deuten sie darauf hin, dass es wichtig ist die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans

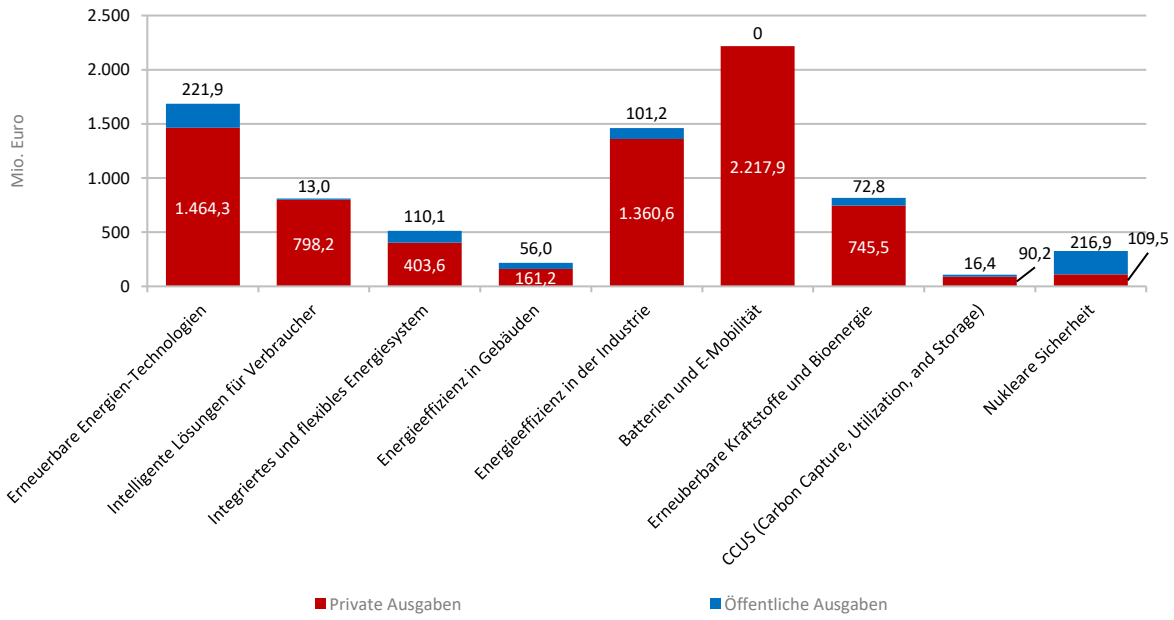
für 2030 zeitnah mit konkreten Instrumenten und Maßnahmen zu untersetzen, die in vielen Bereichen noch ausstehen. So wird im Klimaschutzplan 2050 selbst darauf hingewiesen, dass er „…im Jahr 2018 mit einem in seiner Minderungswirkung quantifizierten Maßnahmenprogramm unterlegt [wird], das sicherstellt, dass die 2030er Ziele erreicht werden“ (BMU, 2016).

11.2 Ausgaben der Privatwirtschaft für die Energieforschung

337. Mit einer klaren Umsetzungsperspektive lässt sich vermeiden, dass F&E-Anstrengungen ins Leere laufen. Dies gilt für die öffentlich geförderte Energieforschung ebenso wie für das Engagement von Unternehmen Eigenforschung zu betreiben. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verweist zurecht darauf, dass die Erforschung, Entwicklung und Demonstration innovativer Energietechnologien in erster Linie Aufgabe der Wirtschaft ist und die öffentliche Forschungsförderung vor allem dazu dient (neben der Grundlagenforschung), die angewandte Forschung, technologische Entwicklungen sowie Innovationsaktivitäten der Wirtschaft, von Forschungseinrichtungen und Hochschulen zu unterstützen. Als Beleg für eine erfolgreich am Bedarf ausgerichteten Forschungsförderung wird darauf hingewiesen, dass sich die Industrie im Jahr 2016 an 54 % aller laufenden Forschungsvorhaben zur angewandten Energieforschung beteiligt hat und sich die Industriezusagen bei den neu bewilligten Forschungsvorhaben auf 252 Mio. € beliefen.

338. Im Monitoring-Bericht werden allerdings keine Aussagen darüber getroffen, wie hoch die gesamten Eigenmittel der Industrie für die Energieforschung sind. Für eine erste Orientierung kann auf Informationen des Strategic Energy Technologies Information System SETIS der Europäischen Kommission (EU-KOM, 2017g) und der Internationalen Energie Agentur (IEA, 2018b) zurückgegriffen werden, die auch einen internationalen Vergleich zulassen. Wie Abbildung 36 zeigt, entfallen etwa 90 % der Ausgaben für Forschung und Innovation auf den privaten Sektor. Die aktuellste, im Jahr 2017 veröffentlichte Übersicht bezieht sich allerdings auf die Datenbasis 2013. Wünschenswert wäre es deshalb, im Rahmen des Monitoring-Prozesses der Bundesregierung entsprechende aktuelle Informationen mitzuführen, um die Ausrichtung der öffentlichen Forschungsförderung immer wieder im internationalen Vergleich und an den Forschungstrends in der Wirtschaft zu spiegeln. Dabei sollte möglichst zwischen Forschung im engeren Sinne und der Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen differenziert und sowohl die Datenqualität als auch die Zuordnung nach Themenfeldern überprüft werden. Denn auf den ersten Blick wird in der Veröffentlichung der Europäischen Kommission z. B. nicht deutlich, warum die Unternehmen ihre Forschungsausgaben in den Themenfeldern „erneuerbare Energien“ sowie „Batterien und Elektromobilität“ zurückgefahren haben. Hilfreich wären auch Informationen darüber, in welchem Umfang andere staatliche Maßnahmen (z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz) auf indirektem Weg Forschungs- und Entwicklungsausgaben ausgelöst haben.

Abbildung 36: Private und öffentliche Ausgaben für Energieforschung und Innovation in Deutschland 2013[1)]



1) Letztes Jahr mit verfügbaren Daten für private Ausgaben.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von EU-KOM (2017g)

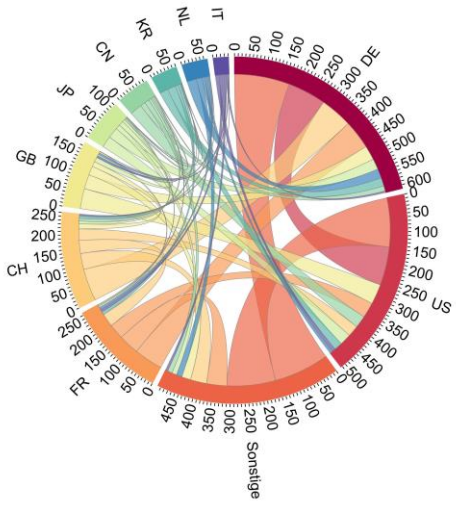
11.3 Diffusion von Innovationen

339. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung beschreibt einige Beispiele für die erfolgreiche Diffusion von Innovationen. So wird für die Photovoltaik als Beleg angeführt, dass der Vergütungssatz nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (als erste Näherung für die Kosten von Photovoltaik-Strom) für kleine Dachanlagen von etwa 50 ct/kWh im Jahr 2007 auf inzwischen 12 ct/kWh abgesenkt werden konnte. Die Ausschreibungsergebnisse für Freiflächenanlagen liegen bereits bei unter 5 ct/kWh. Insgesamt bleibt der Berichtsteil aber eher abstrakt und wirkt schlaglichtartig. Hier wäre eine Ausdehnung auf andere Themenfelder und vor allem eine systematischere Betrachtung wünschenswert. Denn die Energiewende gilt allgemein als Innovationstreiber par excellence und bietet erhebliche Chancen für die Modernisierung der deutschen Volkswirtschaft. 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 (unter anderem die Photovoltaik), dass mit der Energiewende Innovationen mit einer entsprechenden Wirkung ausgelöst wurden. Allerdings können teilweise sehr heterogene Transmissionsmechanismen beobachtet werden. Die Expertenkommission wiederholt deshalb ihre Empfehlungen aus früheren Stellungnahmen (vgl. u. a. EWK, 2014b), das Innovationsgeschehen der Energiewende umfassender zu untersuchen und dabei die Diffusion von Innovationen stärker zu beleuchten, in dem die Indikatorik über die Kenngrößen „Kostenreduktion“ und „Marktanteile“ und deren zeitlichen Verlauf hinaus erweitert wird.

340. Eine Ergänzung hierfür können so genannte „Innovationsbiographien“ bilden, d. h. exemplarische Analysen für Technologien, die besonders relevant für die Energiewende sind. Hieran lässt sich auch herausarbeiten, welche Faktoren für den Erfolg (oder Misserfolg) eine zentrale Rolle spielen, etwa in Bezug auf die Rahmenbedingungen für die Anschlussfähigkeit von Forschung und Entwicklung, d. h. den Transfer von Forschungsergebnissen in den Markt. Auf einer solchen Grundlage lassen sich voraussichtlich verallgemeinerungsfähige Innovationsmuster ableiten und es kann im Sinne eines effektiven und effizienten Mitteleinsatzes die Frage beantwortet werden, ob, in welche Richtung, wann und in welchem Umfang öffentliche Gelder für die Energieforschung platziert werden sollten. Dabei spielt auch eine Rolle, welche Bedeutung deutsche Unternehmen am internationalen Markt für Energiewendetechnologien haben (z. B. Exportquoten, Welthandelsanteile etc.). Hierzu ließe sich beispielsweise auf die Untersuchungen zur Umweltwirtschaft aufsetzen (UBA, 2017).

341. Die Bundesregierung adressiert in ihrem Monitoring-Bericht auch die frühen Phasen des Innovationsprozesses und weist auf die Forschungsausgaben als Inputindikator und (punktuell) auf Patente als Output-Indikator hin. Bei den Patenten wird festgestellt, dass sich die Zahl der Patentanmeldungen im Bereich der Elektromobilität deutlich erhöht hat, gleichzeitig aber im Bereich der erneuerbaren Energien stark zurückgegangen ist. Hier wäre eine tiefergehende Analyse hilfreich. Exemplarisch sei der Hinweis aus dem Monitoring-Bericht aufgegriffen, dass 2016 im Bereich der erneuerbaren Energien 68,7 % der Anmeldungen aus dem Ausland eingereicht wurden. Dies wirft u. a. die Frage auf, ob deutsche Unternehmen (und Forschungseinrichtungen) im Innovationswettbewerb in diesem Bereich zurückfallen. Dass dies aber nicht zwangsläufig der Fall sein muss, lässt sich am Beispiel der Photovoltaik in einer ersten Näherung aus der Patentlandschaft ableiten. Von den über 13.000 internationalen Patentanmeldungen beim Europäischen Patentamt im Zeitraum 1979-2017 (EPO, 2017) entfielen auf Deutschland bzw. auf deutsche Beteiligungen rund 20 % und der Wert schwankt seit der Jahrtausendwende um einen Wert von etwa 18 %. Darüber hinaus ist Deutschland auch bei internationalen Kooperationen, die etwa ein Fünftel aller Patentanmeldungen ausmachen, sehr gut aufgestellt (ZSW, 2018). Wie Abbildung 37 zeigt, liegt Deutschland hier an erster Stelle. Primäre Forschungspartner sind die zweitplatzierten USA sowie die Nachbarländer Frankreich und Schweiz. Die an dritter Stelle liegende Kategorie „Sonstiges“ deutet auf eine breit verteilte Forschungsaktivität in der Photovoltaik hin. Über die Hälfte der Kooperationen in diesen Ländern erfolgen hierbei mit Deutschland oder den USA.

Abbildung 37: Internationale Kooperation im Bereich von Photovoltaikpatenten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ZSW (2018)

342. Viele Innovationen werden von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) angestoßen. Daher sollte die Bundesregierung als weiteres Element einer tiefergehenden Analyse des Innovationsgeschehens verstärkt diese Unternehmen in den Blick nehmen. Eine Informationsquelle kann dafür u. a. die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen AiF sein, die auch als Projektträger für das im Monitoring-Bericht der Bundesregierung genannte Zentrale Innovationsprogramm Mittelstand (ZIM) fungiert. Denn KMU werden oftmals als das „Rückgrat der deutschen Wirtschaft“ bezeichnet, weil Unternehmen mit weniger als 500 Mitarbeitenden und weniger als 50 Mio. Euro Umsatz etwa 60 % der Arbeitsplätze in Deutschland stellen (IfM, 2018). Das Spektrum der Unternehmen in Bezug auf Innovationstätigkeiten ist sehr breit, allerdings wird seit längerem beobachtet, dass sie insgesamt abnimmt (Rammer, 2016, DIHK, 2017). Die Ursachen sind vielfältig und reichen vom Fachkräftemangel über Probleme mit Genehmigungsverfahren bis hin zur Finanzierung von Innovationen. Auch ist es für kleinere Unternehmen schwieriger als für große mit wissenschaftlichen Einrichtungen zu kooperieren, denn häufig bringen sie nicht die dafür erforderlichen finanziellen, personellen und inhaltlichen Ressourcen mit. Speziell in technologie- und kapitalintensiven Bereichen dürfte es für KMU besonders anspruchsvoll sein, mit großen Unternehmen bei der Erschließung internationaler Märkte und der Entwicklung von Innovationen mit ausländischen Unternehmen und Wissenschaftseinrichtungen mitzuhalten. Zumindest für den Bereich der Photovoltaik scheint dies zuzutreffen (ZSW, 2018).

343. Finanzielle und infrastrukturelle Hemmnisse dürften speziell für Hightech-Startups von großer Bedeutung sein, die quasi den „Nachwuchs“ an forschenden Unternehmen darstellen. Diese Unternehmen, die nicht älter als 10 Jahre sind und eine FuE-Intensität (FuE-Ausgaben in % des Umsatzes) von 10 % oder mehr aufweisen, machten im Mittel der Jahre 2008-2014 nur 4 % der forschenden KMU und weniger als 1 % aller KMU in Deutschland aus. Ihre Zahl nahm in diesem Zeitraum merklich ab, was im Wesentlichen die nachlassende Gründungstätigkeit im Bereich forschungs- und wissensintensiver Branchen widerspiegelt, in denen sich die meisten Hightech-Startups befinden (Rammer, 2016).

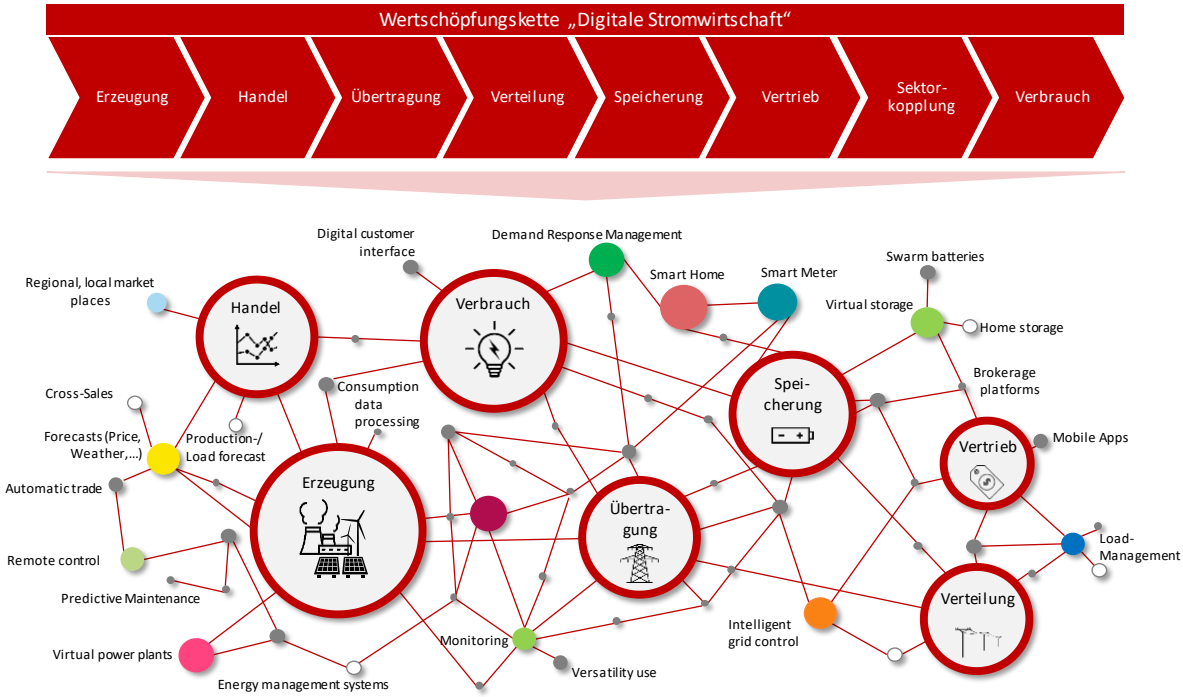
344. Die Expertenkommission begrüßt deshalb die im Koalitionsvertrag beschriebene Absicht der Bundesregierung, die Gründungskultur zu stärken und den Zugang für Startups zur Forschungsförderung deutlich zu erleichtern, insbesondere im Bereich der Energieforschung (Rz. 3355 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) Um dafür zielgerichtet Maßnahmen zu ergreifen und deren Wirksamkeit überprüfen zu können, empfiehlt die Experten-Kommission ein Startup-Monitoring zur Energiewende. Die Ausführungen des folgenden Abschnittes geben dafür am Beispiel der digitalen Stromwirtschaft einige Hinweise.

11.4 Unternehmensgründungen

345. Der sechste Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht – wie der Vorgänger-Bericht – auf die Rolle innovativer Geschäftsmodelle ein: „Wirtschafts- und energiepolitische Rahmenbedingungen beeinflussen maßgeblich die Investitionsentscheidungen von Unternehmen und die Nutzung innovativer Geschäftsmodelle“ (vgl. Kapitel 15.1 in BMWi, 2018a). Gerade für Start-ups ist dies relevant. In der letztjährigen Stellungnahme der Expertenkommission wurde ein Startup-Monitoring anhand der „linearen“ Wertschöpfungskette der (digitalen) Stromwirtschaft dargestellt, welche wiederum in „lineare“ vor- und nachgelagerte Wertschöpfungsketten eingebettet ist (vgl. Kapitel 8.4 in EWK, 2016). Das Thema wurde in dem breiteren Kontext der „Digitalisierung“ betrachtet (vgl. Kapitel 8 „Chance der Digitalisierung nutzen“ in EWK, 2016). Die Expertenkommission begrüßt, dass der sechste Monitoring-Bericht das wichtige Thema der „Digitalisierung der Energiewende“ als eigenes Unterkapitel adressiert (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2018a).

346. Durch externe Einflüsse und Veränderungen der Marktstruktur, vorrangig ausgelöst durch Dezentralisierung und Digitalisierung, verschwimmen die Grenzen dieser Wertschöpfungsstufen und es kommt verstärkt zu parallelen (und nicht rein linearen) Interaktionen der Marktakteure und Transaktionen von tangiblen und intangiblen Faktoren. Die Transformation von der klassischen, linearen Wertschöpfungskette hin zu Wertschöpfungsnetzwerken (vgl. Abbildung 38) bietet erweiterte Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle und Neukombinationen bestehender Modelle, erhöht jedoch auch die Komplexität der Wertschöpfung. Dies hat unter anderem zur Folge, dass eine statistische Erfassung und Einteilung von Unternehmen anhand von Marktsegmenten und Wirtschaftsklassen sowie deren Zuweisung zu Anteilen an der gesamten Wertschöpfung der Branche zunehmend herausfordernder und mit deutlichen Unschärfen behaftet ist. Lau und Terzidis (2017) beschäftigen sich daher mit Methoden, um zukünftig die Einteilung nach Marktsegmenten und Wirtschaftsklassen durch eine Einteilung und Analyse der Energiewirtschaft basierend auf Marktrollen und Netzwerkmustern abzulösen. Eine solche Betrachtung ermöglicht die Zuordnung von Wertschöpfungsanteilen über Unternehmensgrenzen hinweg basierend auf tatsächlichen Transaktionen zwischen Marktrollen und Marktakteuren.

Abbildung 38: Von Wertschöpfungsketten hin zu Wertschöpfungsnetzwerken

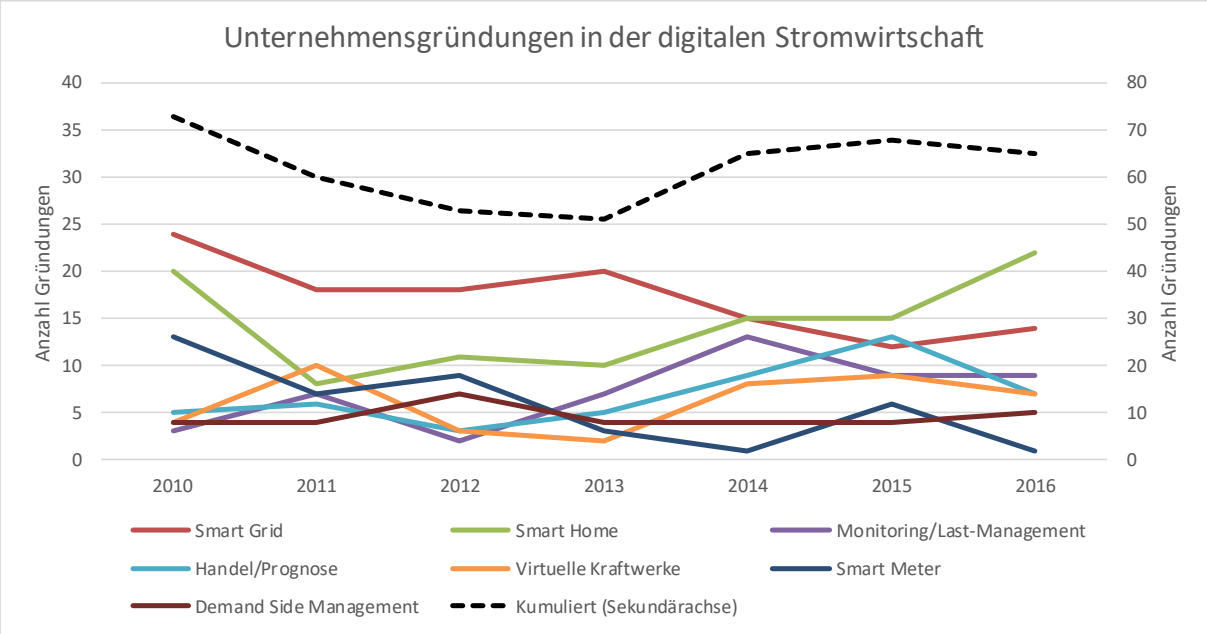


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2017)

347. Da sich diese Ansätze zurzeit noch in der Validierungsphase befinden sowie aus Gründen der Konsistenz und besseren Vergleichbarkeit im Sinne eines Monitorings wird für die diesjährige Erfassung der Unternehmensgründungen in der digitalen Stromwirtschaft die Datenstruktur und Kategorisierung der letztjährigen Stellungnahme zugrunde gelegt. Einziger Unterschied in der Kategorisierung der Daten ist die Kategorie der Virtuellen Speicher welche nicht mehr speziell aufgeführt wird. Diese Virtuellen Speicher werden in der Regel von allen Betreibern virtueller Kraftwerke eingesetzt, jedoch nicht als Hauptgeschäftsfeld angegeben und daher nur sehr selten als Gründungskategorie gewertet. Die Hinzunahme der Virtuellen Speicher als eigene Kategorie würde das Bild dahingehend verfälschen, dass sie in der Auswertung unterrepräsentiert wäre. Die digitale Stromwirtschaft wird daher unterteilt in die Technologielinien Smart Grid, Smart Home, Monitoring/Last-Management, Handel/Prognose, Virtuelle Kraftwerke, Smart Meter und Demand Side Management.

348. Die Daten zu Unternehmensgründungen der digitalen Stromwirtschaft kommen wie im letzten Jahr aus einer Sonderauswertung der am Karlsruher Institut für Technologie in Kooperation mit dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung durchgeführten Studie „Monitoring Energy Entrepreneurship“ (Lau und Terzidis, 2016). Die in dieser Studie entwickelte Datenbank zu Unternehmensgründungen der deutschen Energiewirtschaft wurde für die diesjährige Stellungnahme auf die Jahre 2015 und 2016 ausgeweitet. Insgesamt wurden über den Zeitraum von 2010 bis 2016 435 Gründungen aus dem Bereich der digitalen Stromwirtschaft identifiziert. Dies entspricht einer Neuidentifikation von 68 Gründungen für das Jahr 2015 und 65 Gründungen für das Jahr 2016. Im Bereich der digitalen Stromwirtschaft wachsen die datengetriebenen Geschäftsfelder wie Monitoring/Last-Management, Demand Side Management und Handel/Prognose jährlich stetig an (vgl. Abbildung 39).

Abbildung 39: Zusammensetzung und Entwicklung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ nach Technologielinien (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2017) (Grundlage: Energieloft-Datenbank)

349. Im letztjährigen Bericht wurde bereits beschrieben, dass nur eine Detailuntersuchung einen Einblick in den innovativen Charakter dieser Unternehmensgründungen liefern kann. Diese Detailuntersuchung wird dieses Jahr durch die Verknüpfung der Datenbank aus der „Monitoring Energy Entrepreneurship“-Studie mit der Energieloft Startup-Datenbank[65] ermöglicht. Diese Datenbank listet Energie-Startups mit konkreten Informationen über deren Produkte oder Technologien und ermöglicht somit eine Unterscheidung der Unternehmen in innovative und diffusionstreibende Gründungen, also solche, die neue Technologien oder Produkte auf den Markt bringen und solche, die vielmehr die Verbreitung bestehender Technologien und Dienstleistungen vorantreiben.

[65] Die Energieloft Startup-Datenbank deckt die Technologiethemen Energie, Mobilität, Smart City und IT ab. Darunter sind verschiedenste internationale Startups vertreten, regional fokussiert sich die Datenbank auf Deutschland. Alle Startups liegen mit Kategorisierung sowie Beschreibung der verwendeten Technologie und des Geschäftsmodells vor. Ein Merkmal der Energieloft Startup-Datenbank ist besonders die Erfassung von sehr jungen „Pre-Seed“ Startups sowie die zur Verfügung stehende Informationsqualität. Für weiterführende Informationen vgl. https://energieloft.de.

Unabhängig ob innovativ oder diffusionstreibend bezeichnet der Begriff des „Energie-Startups“ Unternehmensgründungen, die mit ihren Produkten, Technologien und Dienstleistungen, per Kerngeschäft oder signifikantem Nebengeschäft, einen Beitrag zur umweltfreundlichen Erzeugung, Speicherung und Verteilung von Energie, zur Verbesserung der Energieeffizienz oder zur Förderung einer nachhaltigen Mobilität leisten (Lau, 2018). Die Datenanalyse zeigt, dass innovative Startups vorrangig die Felder Smart Home und Handel/Prognose stark vorantreiben. Die größten Treiber im Smart Home Bereich sind Energiemanagementsysteme, Gebäudeautomatisierung und Verbrauchs-Monitoring. Für den Anstieg der Kategorie Handel/Prognose sind vor allem Handelsplattformen für Stromfahrpläne, Erzeuger/Verbraucher-Pooling sowie Energiedirektvermarktung verantwortlich. Die Kategorien Smart Grid ebenso wie Monitoring/Last-Management und Demand Side Management werden hingegen vor allem durch diffusionstreibende Gründungen repräsentiert.

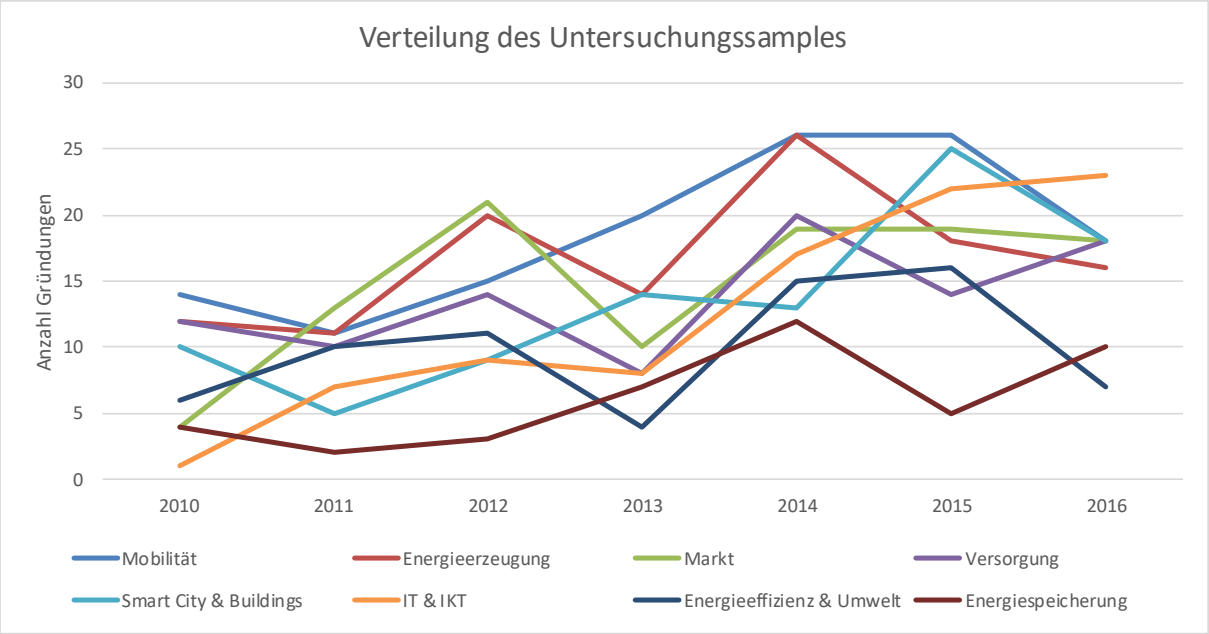
350. Eine Betrachtung des Marktsegments „Digitale Stromwirtschaft“ auf Basis der Wirtschaftszweigklassifikation WZ 2008 gibt Aufschluss über die heterogene Zusammensetzung des Marktsegments. Die seit 2015 neu identifizierten Unternehmensgründungen gehören zu 40 % zur Klasse der Information und Kommunikation. 32 % sind den Dienstleistungsklassen zuzuordnen. 13 % werden als Unternehmen aus der Klasse des Verarbeitenden Gewerbes geführt. Lediglich 7 % gehören zur Klasse der Energieversorgung. Die Klasse Handel stellt 5 % der Gründungen. Die restlichen 4 % verteilen sich auf das Baugewerbe, Verkehr und Lagerei sowie Grundstücks- und Wohnungswesen. Hiermit belegt die Aufteilung den bereits in der letztjährigen Stellungnahme angedeuteten Trend innerhalb der digitalen Stromwirtschaft, wonach die jährlichen Gründungszahlen aus dem Abschnitt „Energieversorgung“ rückläufig bleiben und in den Folgejahren mehr und mehr durch Gründungen aus den Dienstleistungssektoren sowie aus der Informatik und Kommunikation substituiert werden. Vorrangig getrieben durch die Digitalisierung kommt der Großteil der Wertschöpfung aus IKT zur Datenerfassung, Datenaufbereitung und -analyse, entsprechender Softwareentwicklung und daran anknüpfende datengetriebene Dienstleistungen und Beratungsangebote.

351. Die oben erwähnte Neukonfiguration von der linearen Wertschöpfungskette hin zu Wertschöpfungsnetzwerken lösen neben Veränderungen der Wertschöpfung auch Anpassungen der Geschäftsmodelle aus. Eine Untersuchung der Geschäftsmodelle von Energie-Startups ist daher ein logischer Schritt hin zum besseren Verständnis der Marktstrukturen und eine mögliche methodische Weiterentwicklung des Monitorings. Neuere Studien zur Analyse von Geschäftsmodellen zeigen, dass es trotz unterschiedlicher Märkte, Technologien oder Ökosysteme markt- oder technologiebezogene Gemeinsamkeiten in Geschäftsmodellen gibt. Eine der bekanntesten Arbeiten zu diesen sogenannten Geschäftsmodellmustern sind die Studien des St. Galler Business Model Navigators von Gassmann et al. (2013). Insgesamt identifizieren Gassmann et al. 55 verschiedene Muster, deren Kombination und Rekombination für 90 % der Geschäftsmodellinnovationen verantwortlich sind. Lau und Terzidis (2017) nutzen diese Vorarbeiten, um die Geschäftsmodelle der Energie-Startups anhand der Blaupausen des Business Model Navigators zu charakterisieren. Dies ermöglicht eine standardisierte Zuordnung der Geschäftsmodelle zu definierten und überprüfbaren Mustern. In enger Kooperation mit Energieloft wurde eine Stichprobe von 604 Energie-Startups, gegründet zwischen 2010 und 2016, analysiert (Deutschland: 529, Österreich: 53, Schweiz: 22). Die Stichprobe enthält Startups aus den Bereichen Mobilität (18 %), Energieerzeugung (16 %), Markt (14 %), Versorgung (13 %), Smart City & Gebäude (13 %), IT & IKT (12 %), Energieeffizienz & Umwelt (9 %) sowie Energiespeicherung (6 %). Abbildung 40 zeigt die Verteilung des Untersuchungssamples und die Entwicklung der Startup-Gründungen über den Untersuchungszeitraum. Der relativ geringe Anteil im Bereich „Energiespeicherung“ spiegelt auch die in Kapitel 6.1 beschriebene schwierige wirtschaftliche Situation von Energiespeichern wider.

352. Die Datengrundlage wird durch Energieloft mittels eines hybriden Ansatzes aus „Netzwerk“ und „Scouting“ ermöglicht. „Netzwerk“ bedeutet für Energieloft der Betrieb eines digitalen Ökosystems, um zwischen Star-

tups, Investoren und etablierten Unternehmen zu vernetzen. Das „Scouting“ beschreibt die Expertise von Energieloft im Bereich Startup- und Technologie-Scouting sowie Data Science. Energieloft kombiniert die Branchen- und Technologiekenntnisse der eigenen Mitarbeiter mit modernen IT-Technologien, wie Web-Crawling und Neuronalen Netzen, um auf Basis der Internetpräsenz und Web-Aktivitäten von Startups intelligent und effizient Daten zu diesen zu gewinnen und zu klassifizieren. Die so generierten Startup- und Marktdaten wurden analysiert und anhand der Geschäftsmodellmuster nach Gassmann et al. (2013) zugeordnet.

Abbildung 40: Untersuchungssample zur Geschäftsmodellanalyse von Energie-Startups (Mehrfachnennungen möglich)

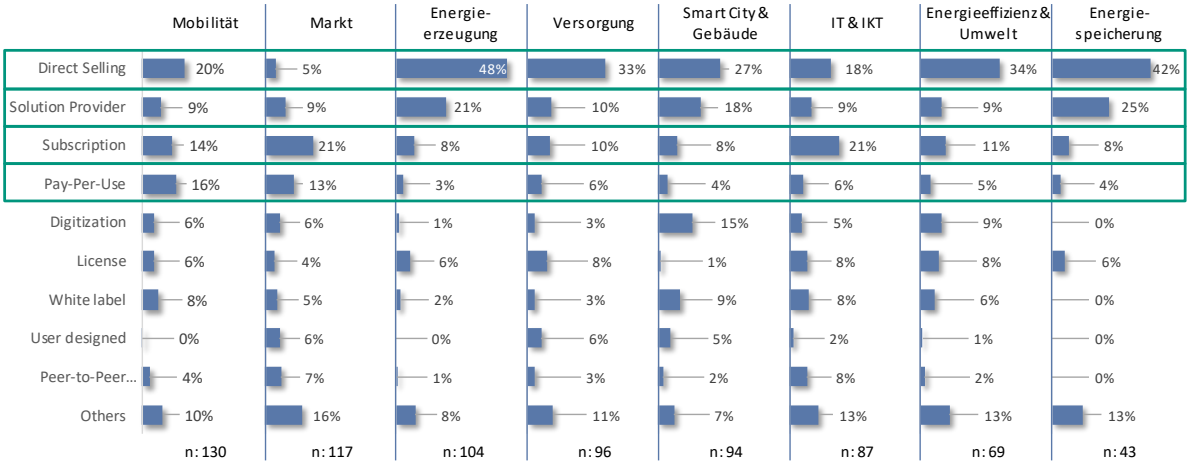


Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2017) (Grundlage: Energieloft-Datenbank)

353. Die Ergebnisse der Geschäftsmodellanalyse zeigen, dass viele Startups in der Anfangsphase in direkten Kundenkontakt treten und nutzen daher verstärkt den Direktvertrieb. Hierfür werden zunehmend digitale Tools genutzt, um die betriebliche Effizienz zu steigern und die Reichweite für potentielle Kunden zu erhöhen. Für IT und im speziellen Software Startups ist dieser Direktvertrieb vor allem im B2B-Bereich zu Beginn eine zwingende Notwendigkeit. Startups mit Fokus auf digitale Schnittstellen beziehen in der Regel einen Teil der Wertschöpfung aus Kundendaten und generieren einen Großteil ihrer Erlöse aus Abonnements (Subscriptions). 60 % der Startups verwenden vier Hauptmuster für ihre Geschäftsmodelle: Direct Selling, Solution Provider, Subscription und Pay-Per-Use (vgl. Abbildung 41). Insgesamt wurden 34 verschiedene Muster von Geschäftsmodellen identifiziert.

354. Das Verständnis der Geschäftsmodelle von Energie-Startups ist ein wichtiges Element, um tieferes Wissen über die laufenden Transformationsprozesse in der Energiewirtschaft zu erlangen. Dazu gehören auch Kenntnisse, in welchem Maße Trends wie die Digitalisierung, nutzerzentrierte Dienste, Hausautomatisierung oder Peer-to-Peer-Unternehmen bereits in den Energiesektor vorgedrungen sind. Damit können Entwicklungen genauer prognostiziert und bessere Handlungsempfehlungen zur Setzung von Anreizen und zur Überwindung von Hemmnissen im Gründungsbereich für die Politik abgeleitet werden. Die Einsichten können am Ende genau dazu dienen, die im Koalitionsvertrag beschriebene Absicht der Bundesregierung zur Stärkung der Gründungskultur (Rz. 1845 ff. in CDU/CSU und SPD, 2013) im Energiebereich zu verwirklichen.

Abbildung 41: Aufteilung der zehn häufigsten Geschäftsmodellmuster nach Marktsegmenten (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lau und Terzidis (2017) (Grundlage: Energieloft-Datenbank)

355. Konkrete Schlussfolgerungen zur Marktstruktur sind zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der geringen Unternehmensanzahl der Untersuchung sowie der angewandten Methodik nur unter Vorbehalt zu tätigen. Dennoch gibt die Aufteilung basierend auf Gassmann et al. (2013) bereits einen guten Überblick um eine Empfehlung für zukünftige Forschungsvorhaben zu geben. Die Geschäftsmodellmuster von Gassmann et al. (2013) sind zunächst branchenunspezifisch bzw. so generalisiert, dass sie auf unterschiedlichste Branchen angewendet werden können. Dies hat zur Folge, dass eventuelle Besonderheiten der Energiewirtschaft nicht explizit dargestellt werden können. So werden zwar Muster erkannt, die auch nach Gassmann et al. (2013) beispielsweise eine digitale oder datengetriebene Komponente besitzen, die Bedeutung digitaler und datengetriebener Geschäftsmodelle ist hierdurch aber sicherlich unterrepräsentiert. Für viele der Muster wie etwa Pay-per-Use, Subscription oder auch Solution Provider spielen in der Energiewirtschaft Daten (seien es Nutzerdaten, Verbrauchsdaten, Prognosedaten o.Ä.) eine elementare Rolle in der Wertschöpfung. Um diesen Besonderheiten gerecht zu werden, besteht weiterer Forschungsbedarf in der Verknüpfung der Marktrollen- und Netzwerkanalysen mit den Wertschöpfungsanteilen bestimmter Geschäftsbereiche der Energie-Startups. Ein Anstieg datengetriebener Geschäftsmodelle ist jedoch bereits nach heutigem Kenntnisstand nicht von der Hand zu weisen.

12 Literaturverzeichnis

ACER/CEER (2017). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Electricity Wholesale Markets Volume. Ljubljana, Brüssel.

ACER/CEER (2016). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2015. Electricity Wholesale Markets Volume. Ljubljana, Brüssel.

ADAC (2017). Was kosten die neuen Antriebsformen? 17.03.6005 - IN 29630. Abgerufen am 07. Juni 2018 von https://www.adac.de/_mmm/pdf/E-AutosVergleich_260562.pdf.

AGEB (2018a). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland. AG Energiebilanzen. Berlin.

AGEB (2018b). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016. AG Energiebilanzen. Berlin. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2018c). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern (Stand: Februar 2018). AG Energiebilanzen. Berlin. Abgerufen am 23. April von https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html.

AGEB (2018d). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017. AG Energiebilanzen. Berlin. Februar und März 2018. Abgerufen am 23. April 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html.

AGEB (2017a). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016. AG Energiebilanzen. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 23. April 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

AGEB (2017b). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2016. AG Energiebilanzen (Stand: September 2017). Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.ag-energiebilanzen.de.

AGEE-Stat (2018). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand: Februar 2018). http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2017-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=13.

AGEE-Stat (2016). Investitionszahlen zu PV-Dachanlagen. Persönliche Mitteilung.

Agora Energiewende (2017a). Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Optionen für eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Präsentation von Dr. Patrick Graichen und Thorsten Lenk. Berlin. 04. Mai 2017. Abgerufen am 31. Mai 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/VAs_sonstige/Waermewende_2030_BET/02_Lenck_Foliensatz_Neue_Preismodelle_BET_04052017.pdf.

Agora Energiewende (2017b). Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Berlin. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf.

Agora Verkehrswende (2018). Die Fortschreibung der Pkw-CO_2-Regulierung und ihre Bedeutung für das Erreichen der Klimaschutzziele im Verkehr. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehrswende_Pkw-CO2-Regulierung_web.pdf.

Aldy, J.E., Pizer, W.A. (2015). Alternative metrics for comparing domestic climate change mitigation efforts and the emerging international climate policy architecture. Review of Environmental Economics and Policy, 10(1), 3-24.

Assemblée nationale und Deutscher Bundestag (2018). Für einen neuen Élysée-Vertrag – Die Rolle der Parlamente in der deutsch-französischen Zusammenarbeit stärken. Gemeinsame Resolution von Assemblée nationale und Deutschem Bundestag zum 55. Jahrestag des Élysée-Vertrags am 22. Januar 2018. Abgerufen am 16 Februar 2018 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/01/2018-01-22-dt-frz-resolution.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Augsburger Allgemeine (2016). Stromtrassen kommen nicht vor 2025 nach Bayern. Presseartikel vom 07. Juni 2016. Abgerufen am 06. April 2018 von http://www.augsburger-allgemeine.de/bayern/Stromtrassen-kommen-nicht-vor-2025-nach-Bayern-id38027722.html.

BAFA (2018a). Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. Aufkommen zum Inlandsverbrauch an Otto-, Diesel- und Biokraftstoffen. Bundesamt für Wirtschaft und Ausführkontrolle. Eschborn.

BAFA (2018b). Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland. Entwicklung der Inlandsablieferungen für Mineralölprodukte. Bundesamt für Wirtschaft und Ausführkontrolle. Eschborn.

BAFA (2018c). Elektromobilität (Umweltbonus). Zwischenbilanz zum Antragstand vom 31. Januar 2018. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn. Zuletzt abgerufen am 07. Juni 2018 unter http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/emob_zwischenbilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=25.

BAFA (2018d). Monatliche Entwicklung der Einfuhr Rohöl 1991 bis 2017. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn. Abgerufen am 23. April 2018 von http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html;jsessionid=F37A16A87454CCC8DDA1510B1DAA8DEA.1_cid371.

BAFA (2018e). Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises Erdgas 1991 bis 2017. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn. Abgerufen am 23. April 2018 von http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html.

Bals, C., Edenhofer, O., Fischedick, M., Graichen, P., Klusmann, B., Kuhlmann, A., Lange, J., Lessenich, S., Löschel, A., Matthes, F., Neuhoff, K., Nitsch, J., Schafhausen, F., Schultz, R., Wolff, C. (2017). Stärkere CO_2-Bepreisung: Neuer Schwung für die Klimapolitik – Deutschlands ökonomischer Rahmen zur Erreichung der Klimaziele. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/energie-und-klimaschutzexperten-fordern-staerkere-co2-bepreisung/.

BDEW (2018) Redispatch in Deutschland – Auswertung der Transparenzdaten – April 2013 bis einschließlich Januar 2018. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180212_Bericht_Redispatch_Stand_Februar-2018.pdf.

BDEW (2017). BDEW zur heutigen Bekanntgabe der EEG-Umlage 2018: EEG-Umlage könnte stärker gesenkt werden. Pressemitteilung vom 16. Oktober 2017. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/eeg-umlage-koennte-staerker-gesenkt-werden/.

BDH (2018). Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2006-2016. Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie. Köln. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://www.baulinks.de/heizung/heizungsmarkt.php.

BDI (2018). BDI-Handlungsempfehlungen zur Studie „Klimapfade für Deutschland“. Berlin. Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://www.vci.de/vci/downloads-vci/media-weitere-downloads/2018-01-18-bdi-positionspapier-handlungsempfehlungen-studie-klimapfade-fuer-deutschland.pdf.

Beck, M., Rivers, N., Wigle, R., Yonezawa, H. (2015). Carbon tax and revenue recycling: Impacts on households in British Columbia. Resource and Energy Economics, 41, 40-69.

BEE (2016). Kostenvorteile Erneuerbarer Energien an die Stromkunden weitergeben. BEE-Vorschläge zur Senkung der EEG-Umlage. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20161007_BEE-Positionspapier_zur_Senkung_der_EEG-Umlage.pdf.

Bertsch, J., Kruse, J., Schweter, H (2016). Kurzstudie: Bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten auf Übertragungsnetzebene. Im Auftrag der Amprion GmbH. ewi Energy Research & Scenarios gGmbH. Köln. Abgerufen am 16. Januar 2018 von http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2016/11/Kurzstudie_ewi_ERS_Netzentgelte.pdf.

BGH (2017). Bundesgerichtshof, Beschluss. v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/16.

BGH (2009). Bundesgerichtshof, Beschluss v. 17.11.2009 – EnVR 56/08.

BMF (2017). Achtzehnter bis Sechsundzwanzigster Subventionsbericht. Berichte der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 1999-2017. Bundesministerium der Finanzen.

BMF (2016). Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr. Abgerufen am 19. Mai 2018 von https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Verordnungen/2016-11-16-G-stl-Foerderung-Elektromobilitaet.html.

BMU (2018). Klimaschutzbericht 2017. Zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutzbericht_2017_aktionsprogramm.pdf.

BMU (2016). Klimaschutzplan 2050 – Kabinettbeschluss vom 14. November 2016. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. Abgerufen am 01. Mai 2018 von http://www.bmu.de/service/klima-klimaschutz-download/artikel/klimaschutzplan-2050-1/.

BMUB (2017a). Projektionsbericht 2017 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013. Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envwqc4_g/170426_PB_2017_-_final.pdf.

BMUB (2017b). Klimaschutzplan 2050. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

BMUB (2016a). Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

BMUB (2016b). Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU (Bericht wurde ergänzt durch Ergebnisse des Mit-Weiteren-Maßnahmen-Szenarios). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin.

BMVI (2017a). Masterplan Schienengüterverkehr. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/LA/masterplan-schienegueterverkehr.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI (2017b). Verkehr in Zahlen 2017/2018. Bearbeitet von: Sabine Radke, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Bundesministerium für Wirtschaft und digitale Infrastruktur. Abgerufen am 23. April 2018 von http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-pdf-2017-2018.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi (2018a). Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende 2018, ENTWURF vom 12. Juni 2018. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

BMWi (2018b). Zahlen und Fakten. Energiedaten. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der AGEE-Stat. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi (2017a). EEG in Zahlen 2016. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 05. Januar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2016.xlsx?__blob=publicationFile&v=3.

BMWi (2017b). Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve. (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV). Referentenentwurf des BMWi vom 01. November 2016. Berlin. Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kapazitaetsreserve-referentenentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BMWi (2017c): FAQ Netze und Netzausbau. Bedeutet der Vorrang von Erdkabeln nicht Mehrkosten für den Verbraucher? Abgerufen am 06. April 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Energieleitungsbau/faq-energieleitungsbau-01.html.

BMWi (2016). Impulspapier. Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Abgerufen am 24. April 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=23.

BMWi (2014). Ein gutes Stück Arbeit. Mehr aus Energie machen. Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/nationaler-aktionsplan-energieeffizienz-nape.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

BMWi/BMU (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 28. September 2010. Abgerufen am 04. Juni 2018 von https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BMWi/Fichtner (2014). Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und Fichtner GmbH & Co. KG. Berlin, Stuttgart.

BNetzA (2018a). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen (Stand: 27. April 2018). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 02. Mai 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2018.pdf;jsessionid=4719BE1C6FBF63FD07EF779AB0E74666?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2018b). Tabellarische Übersicht des festgestellten Bedarfs an Reservekraftwerksleistung. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 02. Mai 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html.

BNetzA (2018c). EnLAG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem vierten Quartal 2017. Stand: Februar 2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile.

BNetzA (2018d). BBPlG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2017. Stand: Februar 2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/BBPlG/BBPlG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile.

BNetzA (2018e). Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen „In Zahlen". Aktualisierungsstand: März 2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 22. Mai 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/System-_u_Netzsicherheit/InZahlen_Q2_Q3_2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2018f). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur. Stand: 02. Februar 2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen 19. Februar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

BNetzA (2018g). Ladesäulenkarte. Abgerufen am 19. Mai 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html.

BNetzA (2018h). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land. Abgerufen von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2018i). Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Solaranlagen. Pressemitteilung vom 12. April 2018. Abgerufen am 10. Mai 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180412_GEMA18_1.html?nn=265778.

BNetzA (2017a). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Stand: 28. April 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3#page=1&zoom=auto,-178,842.

BNetzA (2017b). Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13 k EnWG. Stand: 31. Mai 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA (2017c). EnLAG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2017. Stand: September 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2017d). BBPlG-Monitoring. Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem zweiten Quartal 2017. Stand: September 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2017e). Verwaltungsverfahren zur Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Windenergie an Land des Jahres 2018 nach §85 a Absatz 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG. Beschlossen am 29.11.2017. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Onshore/Festlegung17_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2017f). Hinweis zum Mieterstromzuschlag als eine Sonderform der EEG-Förderung; Hinweis 2017/3 20. Dezember 2017; Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mieterstrom/Hinweis_Mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA (2016a). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Stand: 29. April 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2016b). Hintergrundpapier – Ergebnisse der geöffneten Ausschreibung für Solaranlagen mit dem Königreich Dänemark vom 23. November 2016 - Stand: 21.12.2016. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Intern_Ausschreibungen/Hintergrundpapier_DK_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA (2014). Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn.

BNetzA (2010). Monitoringbericht 2010. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 07. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2010.pdf;jsessionid=3AEED0CCB26C614478121CBD7C71398F?__blob=publicationFile&v=1.

BNetzA (2006) Monitoringbericht 2006. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2006.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 11. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 11. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2015). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 11. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile.

BNetzA/BKartA (2014a). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 11. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA/BKartA (2014b). Monitoringbericht 2013. Stand: Juni 2014. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn. Abgerufen am 19. Juni 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15.

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., Fichtner, W. (2018). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms, Working Paper Series in Production and Energy, No. 27. http://dx.doi.org/10.5445/IR/1000080063.

Bucksteeg, M., Spiecker, S., Weber, S. (2017) Impact of coordinated capacity mechanisms on the European Power Market. HEMF Working Paper No. 01/2017. Essen.

Bund der Steuerzahler Deutschland e. V. (2016). Runter mit der Stromsteuer – spürbar! Pressemitteilung vom 14. Oktober 2016. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.steuerzahler.de/Runter-mit-der-Stromsteuer-spuerbar/77619c88981i1p2648/index.html.

Bundestag (2018). Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage „Pläne der Bundesregierung zur Einführung einer CO_2-Bepreisung“. Drucksache 19/1635 vom 13. April 2018. Abgerufen am 02. Mai 2018 von http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/016/1901635.pdf.

Bundestag (2016). Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage „Genese sowie Kosten und Wirkung des Klimaschutzbeitrags der Stromwirtschaft bis zum Jahr 2020 (Nachfrage zur Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage auf Bundestagsdrucksache 18/5861)“. Drucksache 18/7321 vom 21. Januar 2016. Abgerufen am 20. Februar 2018 von http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807321.pdf.

Bundestag (2015). Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Erforderlichkeit und Eignung abschaltbarer Lasten, um Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Drucksache 18/6096 vom 22. September 2015. Abgerufen am 19. April 2018 von http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/060/1806096.pdf.

C.A.R.M.E.N. e. V. (2015). Preise für E85 Kraftstoff. Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie Netzwerk e. V. Straubing.

Carson, R.T., Groves, T. (2007). Incentive and informational properties of preference questions. Environmental and Resource Economics, 37(1), 181-210.

CDU/CSU und SPD (2018). Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2018/03/2018-03-14-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=EA82A090A3911FE910336497D90AD107.s1t1?__blob=publicationFile&v=5.

Chrischilles, E. (2015) Bedeutung einer bezahlbaren und sicheren Stromversorgung für den Industriestandort Deutschland. Institut der deutschen Wirtschaft Köln.

Committee on Climate Change (2017). 2017 Report to Parliament. Abgerufen am 04. Juni 2018 von https://www.theccc.org.uk/publications/.

Committee on Climate Change (2015). Sectoral scenarios for the Fifth Carbon Budget. Technical report. Abgerufen am 25.05.2018 von https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2015/11/Sectoral-scenarios-for-the-fifth-carbon-budget-Committee-on-Climate-Change.pdf.

DEHSt (2017). Treibhausgasemissionen 2016. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2016). Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Berlin. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

DEPI (2018). Jahresdurchschnittspreise von Holzpellets. Deutsches Pelletinstitut GmbH. Berlin. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://www.depi.de/media/filebase/files/infothek/images/DEPI_Jahresdurchschnittspreise_Pellet.jpg.

Destatis (2018a). Bautätigkeit und Wohnungen. Bestand an Wohnungen. 31. Dezember 2016. Fachserie 5, Reihe 3 (Stand: Juli 2017). Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/FortschreibungWohnungsbestand.html.

Destatis (2018b). Energieverbrauch privater Haushalte für Wohnen steigt weiter. Pressemitteilung Nr. 068 vom 01. März 2018. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2018/03/PD18_068_85.html.

Destatis (2018c). Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden. Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden. Lange Reihen am 1969 bis 2016 (Stand: Juli 2017). Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bauen/Wohnsituation/BestandWohnungen.html.

Destatis (2018d). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Lange Reihen ab 1925 (Stand: Mai 2018).

Destatis (2018e). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung. Lange Reihe ab 1970. Fachserie 18, Reihe 1.5 (Stand: März 2018). Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen/Inlandsprodukt/InlandsproduktsberechnungLangeReihen.html.

Destatis (2018f). Preise und Preisindizes für gewerbliche Produkte (Erzeugerpreise) Fachserie 17, Reihe 2. Abgerufen am 20. Mai 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/Erzeugerpreise.html.

Destatis (2017a). Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Stromhändler.

Destatis (2017b). Transportleistungen und Energieverbrauch im Straßenverkehr 2005-2015. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Umweltoekonomische-Gesamtrechnungen/VerkehrundUmwelt/UGRTransportleistungenEnergieverbrauch5850010159004.pdf?__blob=publicationFile.

Destatis (2013). Preise – Hedonische Methoden in der amtlichen Preisstatistik. Update. Abgerufen am 21. April 2018 von https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Methoden/Downloads/HedonischeMethodenUpdate.pdf;jsessionid=8BD6FAA34D7AD070BB0B5AFAC74BA4E3.InternetLive2?__blob=publicationFile.

Destatis (2005). Dezentrale hedonische Indizes in der Preisstatistik. Abgerufen am 28. Mai 2018 von https://www.destatis.de/DE/Publikationen/WirtschaftStatistik/Preise/HedonischeIndizes.pdf?__blob=publicationFile.

Destatis (2002). Zur Einführung hedonischer Methoden in die Preisstatistik. Abgerufen am 28. Mai 2018 von https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Methoden/Downloads/HedonischeMethodenPCWista10_2002.pdf?__blob=publicationFile.

DFBEW (2018). CO_2-Bepreisung in Frankreich Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS und CO_2-Steuer. Abgerufen am 16. Februar 2018 von https://energie-fr-de.eu/de/effizienz-flexibilitaet/nachrichten/leser/memo-zur-co2-bepreisung-in-frankreich.html?file=files/ofaenr/04-notes-de-synthese/02-acces-libre/05-efficacite-et-flexibilite/170626_Memo_CO2-Bepreisung_in_Frankreich_DFBEW.pdf.

DIHK (2017). DIHK-Innovationsreport 2017 – Innovationsdynamik rückläufig. Abgerufen von https://www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/innovation/innovations-forschungspolitik/umfragen-und-prognosen/innoreport-2017.

DIW (2018a). DIW Wochenbericht 11/2018. Abgerufen am 18. Juni 2018 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.580477.de/18-11-1.pdf.

DIW (2018b). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin.

DVFG (2018). Preiszeitreihen. Deutscher Verband Flüssiggas. Berlin.

Ecofys/RAP (2014). Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage. Kurzstudie. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG_Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf.

Ecologic Institut (2017a). „Paris compatible“ governance: long-term policy frameworks to drive transformation change. Berlin. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.ecologic.eu/15218.

Ecologic Institut (2017b). Welchen Beitrag leisten die europäischen CO_2-Flottengrenzwerte für Pkw zum Klimaschutz? Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/2017-11-06_studie_ecologic_eu_flottengrenzwerte.pdf.

E-Control (2017) Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2017. Wien. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Monitoring+Report+Versorgungssicherheit+2017.pdf.

EEA (2017). Monitoring of CO_2 emissions from passenger cars – Regulation 443/2009. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/co2-cars-emission-12.

EEA (2016). Explaining road transport emissions – A non-technical guide, Luxembourg: Publications Office of the European Union. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.eea.europa.eu/publications/explaining-road-transport-emissions.

ElCom (2016). Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016. Eidgenössische Elektrizitätskommission Bern.

EnBW (2017). EnBW ordnet Priorität bei Speicherprojekten neu: Das Pumpspeicherprojekt Atdorf wird nicht weiterverfolgt. Pressemitteilung vom 11. Oktober 2017. EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Karlsruhe. Abgerufen am 01. März 2018 von https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_170304.html.

Energate (2018a). Kosten für Netzeingriffe auf Rekordniveau. Presseartikel vom 02. Januar 2018. energate-messenger.de. Abgerufen am 13. Februar 2018 von http://www.energate-messenger.de/news/179807/kosten-fuer-netzeingriffe-auf-rekordniveau.

Energate (2018b). Online-Berichterstattung über das geplante 100-Tage-Gesetz; https://www.energate-messenger.de/news/182679/eilreform-von-eeg-und-kwkg-nimmt-fahrt-auf; https://www.energate-messenger.de/news/182743/kabinettstermin-fuer-eilreform-von-eeg-und-kwk-wackelt; https://www.energate-messenger.de/news/183003/100-tage-gesetz-kommt-erst-spaeter-ins-kabinett.

ENTSO-E (2017). Managing Critical Grid Situations – Success and Challenges. ENTSO-E report of the January 2017 cold spell. https://docstore.entsoe.eu/Documents/News/170530_Managing_Critical_Grid_Situations-Success_and_Challenges.pdf.

Enzensberger, N., Wietschel, M. (2002). Klassifizierung umweltpolitischer Instrumente und Bewertungskriterien. In: Regenerative Energieträger. Der Beitrag und die Förderung regenerativer Energieträger im Rahmen einer Nachhaltigen Energieversorgung. Wietschel, Fichtner, Rentz, 2002. (Hrsg.). Wiley Verlag, Weinheim, 2002.

EPEXSpot (2018). Historische Daten zum Day-ahead-Markt in Deutschland. EPEX SPOT SE. Paris.

EPO (2017). Patstat - Worldwide patent statistical database, European Patent Office (EPO), Spring 2017.

EPRS (2017). Revision of the Eurovignette Directive, Briefing. Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/614625/EPRS_BRI(2017)614625_EN.pdf.

EU Issue Tracker (2018). New Heavy-Duty Vehicle Emissions: Commission to Debrief Member State Experts on 22 March. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://signedin.euissuetracker.com/Pages/default.aspx.

EU-KOM (2018a). Reducing CO_2 emissions from Heavy-Duty Vehicles. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/heavy_en.

EU-KOM (2018b). Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO_2-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814. In: Amtsblatt der Europäischen Union vom 1903.2018, L76/20.

EU-KOM (2018c) State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland. Brüssel.

EU-KOM (2018d). Vertragsverletzungsverfahren im Juni: wichtigste Beschlüsse. MEMO/18/3986. Abgerufen am 11. Juni 2018 von http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-18-3986_de.htm.

EU-KOM (2017a). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council setting emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles as part of the Union's integrated approach to reduce CO_2 emissions from light-duty vehicles and amending, COM(2017) 676 final. Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2017:676:FIN.

EU-KOM (2017b). Annexes to the proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council setting emission performance standards for new passenger cars and new light commercial vehicles as part of the Union's integrated approach to reduce CO_2 emissions from light-duty vehicles and amending Regulation (EC) No 715/2007 (recast). Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2017:676:FIN.

EU-KOM (2017c). Commission Regulation (EU) 2017/2400 of 12 December 2017 implementing Regulation (EC) No 595/2009 of the European Parliament and of the Council as regards the determination of the CO_2 emissions and fuel consumption of heavy-duty vehicles and amending Directive 2007/46/EC of the European Parliament and of the Council and Commission Regulation (EU) No 582/2011. Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2400/oj.

EU-KOM (2017d). Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 1999/62/EC on the charging of heavy goods vehicles for the use of certain infrastructures, COM(2017) 275 final. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/EN/COM-2017-275-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF.

EU-KOM (2017e). Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 1999/62/EC on the charging of heavy goods vehicles for the use of certain infrastructures, COM(2017) 275 final, Annex 1. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/com20170275-directive-eurovignette_infrastructure-annex.pdf.

EU-KOM (2017f). Kapazitätsreserve. Staatliche Beihilfe SA.45852 (2017/N) – Deutschland. Mitteilung vom 07.04.2017. Brüssel. Abgerufen am 09. Mai 2018 von http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/269083/269083_1890894_9_2.pdf.

EU-KOM (2017g). Fiorini, A., Georgakaki, A., Jimenez Navarro, J. P., Marmier, A., Pasimeni, F., Tzimas, E.. Energy R&I financing and patenting trends in the EU: Country dashboards 2017 edition. JRC Science for Policy Report. European Union, 2017. Abgerufen am 01. Mai 2018 von https://setis.ec.europa.eu/related-jrc-activities/jrc-setis-reports/energy-ri-financing-and-patenting-trends-eu

EU-KOM (2016a). Saubere Energie für alle Europäer. COM(2016) 860 final. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016b). Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). COM(2016) 767 final. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016c). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System der Energieunion. COM(2016) 759 final/2. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016d). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030. COM(2016) 482 final. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2016e). Stilllegung deutscher Braunkohlekraftwerksblöcke. Staatliche Beihilfe SA.42536 – Deutschland. Mitteilung vom 27. Mai 2016. Brüssel. Abgerufen am 23. April 2018 von http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261321/261321_1762504_158_2.pdf.

EU-KOM (2014). Competition Policy Brief, Improving State Aid for Energy and Environment. Issue 16, Oktober 2014. Abgerufen am 02. April 2018 von Competition Policy Brief, Improving State Aid for Energy and Environment. Issue 16, Oktober 2014.

EU-KOM (2010). Europa 2020 – Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum. COM(2010) 2020 final. Europäische Kommission. Brüssel.

EU-KOM (2009). Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.

EU-KOM (2003). EG Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

EURACTIV (2017). New EU car CO_2 limits in danger amid German automaker lobbying. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.euractiv.com/section/climate-environment/news/new-eu-car-co2-limits-in-danger-amid-german-automaker-lobbying/.

EU-Rat (2014). Schlussfolgerungen vom 23./24. Oktober 2014. EUCO 169/14. Brüssel.

EU-Parlament (2018). Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013. 26. April 2018. PE-CONS 3/18. Brüssel.

Eurogrid (2017). Meilensteinprojekt der Energiewende ist in Betrieb - Südwest-Kuppelleitung steht komplett „unter Strom“. Pressemitteilung vom 14. September 2017. Eurogrid GmbH. Berlin. Abgerufen am 06. April 2018 von http://www.eurogrid.com/de-de/News/Detail/id/3451/.

Eurostat (2018). GDP and main components (output, expenditure and income). Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nama_10_gdp&lang=en.

EWK (2017). Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungsfeldern der Energiewende. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 20. März 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/kurzkommentar-expertenkommission-bmwi-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 09. Juni 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

EWK (2014a). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 20. März 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

EWK (2014b). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 20. März 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Mannheim, Stuttgart. Abgerufen am 13. Januar 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monotoringbericht-stellungnahme-kurz.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

FA Wind (2017). Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Herbst 2017. Fachagentur Windenergie. Berlin.

FfE (2016). Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München.

FfE (2014). Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. Im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München. Abgerufen am 01. März 2018 von https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf.

Fischer, S. (2018). Governance-Verordnung und “Clean Energy for All Europeans”-Pakt – eine politische Bewertung. Präsentation im Rahmen eines internen Workshops mit der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ am 06. März 2018.

FNP (2018). Kritik an neuer Lkw-Maut. Abgerufen am 03. Mai 2018 von http://www.fnp.de/nachrichten/politik/Kritik-an-neuer-Lkw-Maut;art673,2936200.

FNR (2016). Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow. Abgerufen am 13. März 2018 von http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf.

Forsa (2013). Verbraucherinteressen in der Energiewende – Ergebnisse einer repräsentativen Befragung. Abgerufen am 05. Mai 2018 von https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Energiewende_Studie_lang_vzbv_2013.pdf.

Forschungsgruppe Wahlen (2016). BDEW-Energiemonitor 2016: Das Meinungsbild der Bevölkerung. Abgerufen am 05. Mai 2018 von https://www.berufswelten-energie-wasser.de/fileadmin/files/user_upload/Studien/BDEW-Energiemonitor_2016_Auszug.pdf.

Fraunhofer ISI (2017). Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2016. Studie für die AG Energiebilanzen. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Karlsruhe. Abgerufen am 23. April 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

G20 (2017). G20 Hamburg Climate and Energy Action Plan for Growth. Abgerufen am 16 Februar 2018 von http://www.consilium.europa.eu/media/23547/2017-g20-climate-and-energy-en.pdf.

Gährs, S., Hirsch, B., Aretz, A. (2017). Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Kurzstudie. Abgerufen am 26. Februar 2018 von http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Kurzstudie-EEG-Umlage_I%C3%96W_Update_2017-04-25.pdf.

Gährs, S., Hirsch, B., Aretz, A. (2016). Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis. Kurzstudie. Abgerufen am 26. Februar 2018 von http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/Kurzstudie-EEG-Umlage_I%C3%96W_20161007.pdf.

Gassmann, O., Frankenberger, K., Csik, M. (2013). Geschäftsmodelle entwickeln: 55 innovative Konzepte mit dem St. Galler business model navigator. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG.

Günther, R. (2016). KWKG 2017 und Novellierung der EEG-Eigenversorgung beschlossen. Artikel vom 21. Dezember 2016. Beiten Burkhardt Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. München. Abgerufen am 09. Mai 2018 von http://blog.bblaw.com/kwkg-2017-und-novellierung-der-eeg-eigenversorgung-beschlossen/.

Heise (2017). EnBW gibt das Milliardenprojekt Pumpspeicherkraftwerk Atdorf auf. Presseartikel vom 11. Oktober 2017. Heise Online. Abgerufen am 06. April 2018 von https://www.heise.de/newsticker/meldung/EnBW-gibt-das-Milliardenprojekt-Pumpspeicherkraftwerk-Atdorf-auf-3858670.html.

ICCT (2018). The European Commission regulatory proposal for post-2020 CO_2 targets for cars and vans: A summary and evaluation, ICCT Briefing January 2018. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EU-CO2-proposal_briefing_20180109.pdf.

ICCT (2017a). European Vehicle Market Statistics – Pocketbook 2017/18. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_Pocketbook_2017_Web.pdf.

ICCT (2017b). From laboratory to road – A 2017 update of official and ‚real-world' fuel consumption and CO_2 values for passenger cars in Europe. Abgerufen am 07. Mai 2018 von http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LaboratoryToRoad_2016.pdf.

ICCT (2017c). Real-world vehicle fuel consumption gap in Europe at all-time high. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.theicct.org/news/EU-real-world-vehicle-fuel-consumption-gap-all-time-high.

ICCT (2016). Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. Abgerufen am 19. Mai 2018 von https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LitRvw_EV-tech-costs_201607.pdf.

IEA (2018a). Energy Policies of IEA countries, Denmark 2017 Review. International Energy Agency (IEA). Paris, 2017. Abgerufen am 13.03.2018 von http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesDenmark2017Review.pdf.

IEA (2018b). Energy Technology RD&D Budgets online data service. Internationale Energie Agentur. Paris. Abgerufen am 01. Mai 2018 von www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/.

IER/IZT (2014). Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung und Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung. Stuttgart, Berlin.

IfE (2017). Erstellen der Anwendungsbilanzen 2013 bis 2016 für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) Im Auftrag der AG Energiebilanzen. Berlin. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Technische Universität München. Abgerufen am 23. April 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

IfM (2018). Institut für Mittelstandsforschung Bonn. Abgerufen am 01. Mai 2018 von https://www.ifm-bonn.org/statistiken/mittelstand-im-ueberblick/#accordion=0&tab=1.

ifo Institut (2017). Onlineumfrage in den Forschungsnetzwerken Energie vom Frühjahr 2017. Abgerufen am 02. März 2018 von https://www.energieforschung.de/umfrage.

IHK/VBEW (2016). Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.ihk-muenchen.de/ihk/documents/Innovation/eforen/Alternative-Finanzierung-des-EEG-Umlagekontos.pdf.

Initiative Energieeffizienz-Netzwerke (2018). Bericht zur 2. Jahresveranstaltung der Initiative Energieeffizienz-Netzwerke 2018. Abgerufen am 09. Juni 2018 von http://www.effizienznetzwerke.org/wp-content/uploads/2018/04/180423_Bericht_Jahresveranstaltung_IEEN_2018.pdf.

IWES (2015). Windenergie Report Deutschland 2014. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Fraunhofer Verlag. Stuttgart. Abgerufen am 24. Mai 2018 von https://www.uni-kassel.de/uni/fileadmin/datas/uni/einzelauftritte-studiengaenge/windenergiesysteme/Presse/2014_Windenergie_Report_Deutschland.pdf.

Jacobson, M. Z., Delucchi, M. A., Bazouin, G., Bauer, Z. A. F., Heavey, C. C., Fisher, E., Morris, S. B., Piekutowski, D. J. Y., Vencill, T. A., Yeskoo, T. W. (2015). 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States. Energy & Environmental Science. 2015(8), 2093-2117.

KBA (2018). Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Kraftfahrtbundesamt. Abgerufen am 07. Juni 2018 von https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz13_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Kirchner et. al. (2018). Wirkung der Maßnahmen der Bundesregierung innerhalb der Zielarchitektur zum Umbau der Energieversorgung – Endbericht, Stand: 31.01.2018, unveröffentlichte Fassung, Basel/Karlsruhe/Stuttgart.

Klenert, D., Mattauch, L. (2016). How to make a carbon tax reform progressive: The role of subsistence consumption. Economics Letters, 138, 100-103.

Kluitmann, K. (2016). Tabelle mit historischen Brennholzpreisen. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://brennholzpreise.de/kaminholz-preise-im-chart-und-tabelle.

Lau, M. (2018). Startups in der Energiewende. Das Gründungsgeschehen in der deutschen Energiewirtschaft. 1. Auflage 2018. Wiesbaden: Springer Gabler (BestMasters). https://doi.org/10.1007/978-3-658-20504-1.

Lau, M., Terzidis, O. (2017). Business Models in a transforming energy system – Analyzing patterns of energy startups. G-Forum 2017. 21th Interdisciplinary Entrepreneurship Conference. Wuppertal.

Lau, M., Terzidis, O. (2016). Monitoring Energy Entrepreneurship – Descriptive analysis of startup activities within the German energy sector. KIT Scientific Working Papers No. 56. https://doi.org/10.5445/IR/1000061715.

Leitprojekt (2018). Strategisches Leitprojekt des Bundeswirtschaftsministeriums: Trends und Perspektiven der Energieforschung. Abgerufen am 01. Mai 2018 von https://www.energieforschung.de/leitprojekt-technologieberichte.

LfU (2018). CO_2-Emissionsfaktoren nach Energieträgern (Stand: 12. April 2018). Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU). Abgerufen am 24. Mai 2018 von https://lfu.brandenburg.de/media_fast/4055/emissionsfaktoren_co2_2017.pdf.

Löschel, A., Pothen, F., Schymura, M. (2015). Peeling the onion: Analyzing aggregate, national and sectoral energy intensity in the European Union. Energy Economics, 52(Supplement 1), 63-75.

MAF (2017). Mid-term adequacy forecast 2017. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

MAF (2016). Mid-term adequacy forecast 2016. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E).

Matschoss, P., Töpfer, K. (2015). Der EEG-Fonds: Ein ergänzender Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien und Vorbild zukünftiger Infrastrukturfinanzierung? Abgerufen am 26. Februar 2018 von http://publications.iass-potsdam.de/pubman/item/escidoc:914888:3/component/escidoc:914890/IASS_Study_914888.pdf.

Monopolkommission (2017). Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 2017. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. Bonn. Abgerufen am 14. Februar 2017 von http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf.

Möst, D., Hinz, F., Schmidt, M., Zöphel, C. (2015). Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte. Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze. Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft. TU Dresden (Band 8). Dresden. Abgerufen am 16. Januar 2018 von http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/18445/Kurzgutachten_regionale_Ungleichverteilung_NNE.pdf.

Müller, K., Busch, R., Siebenkotten, L., Niebert, K., Genth, S., Prall, U. (2017). Initiative – Für eine faire Neuverteilung der Energiewendekosten. Unterstützung und besseres Vorankommen der Energiewende sichern. Abgerufen am 26. Februar 2018 von http://einzelhandel.de/images/Umwelt/Reimann/20170712_HDE_vzbv_Energiepreisinitiative.pdf.

Münchmeyer, H., Kahles, M. (2015). Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien in Großbritannien und Deutschland. Stiftung Umweltenergierecht. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht. Abgerufen am 12. März 2018 von http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_WueBerichte_15_Rechtsvergleich-Ausschreibungen-GB-D.pdf.

MVV (2018a). Jährliche Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 1950-2016. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.mwv.de/statistiken/verbraucherpreise/.

MWV (2018b). Monatliche Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 2005-2018. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.mwv.de/statistiken/verbraucherpreise/.

NEP (2017). Netzentwicklungsplan Strom 2030. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 2. Mai 2017. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2_Entwurf_Teil1.pdf.

NEP (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 30. Mai 2012. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf.

OECD (2016). Effective Carbon Rates. Pricing CO_2 through Taxes and Emissions Trading Systems. Paris. Abgerufen am 26. Februar 2018 von http://www.oecd.org/tax/effective-carbon-rates-9789264260115-en.htm.

Öko-Institut (2018a). Dem Ziel verpflichtet. CO_2-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Abgerufen am 23. April 2018 von http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf.

Öko-Institut (2018b). Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative für die Renewables Grid Initiative (RGI). Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf.

Öko-Institut (2017). Die Umstellung von NEFZ auf WLTP und deren Wirkung auf die Effektivität und die Fortschreibung der CO_2-Emissionsstandards nach 2020. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Umstellung-WLTP-zu-NEFZ.pdf.

Öko-Institut (2010). Eckpunkte für ein Klimaschutzgesetz für Deutschland. Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF. Berlin. Abgerufen am 09. Mai 2018 von http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Eckpunkte_Klimaschutzgesetz.pdf.

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2017). Umsetzung Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 – Begleitung der Umsetzung der Maßnahmen des Aktionsprogramms. 1. Quantifizierungsbericht (2016). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin, Karlsruhe. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/APK-2020-Quantifizierungsbericht-2016.pdf.

Öko-Institut/Fraunhofer ISI (2015). Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2015. Öko-Institut e. V. und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Freiburg, Karlsruhe. Abgerufen am 09. Mai 2018 von http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf.

OLGD (2016). Oberlandesgericht Düsseldorf. Beschluss v. 09.03.2016, Az.: VI-3 Kart 17/15 (V).

Oster, F. (2018). Domestic Impacts of Renewable Energy Sources on Electricity Markets in Germany and Cross-Border Effects in Central Western Europe. Beiträge zur Energiesystemforschung. Band 8. Dissertation.de. ISBN-13: 978-3866246355. Berlin.

Otto, V., Löschel, A., Reilly, J. (2008). Directed technical change and differentiation of climate policy, Energy Economics, 30, 2855-2878.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2016). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 43.

Perino, G. (2018). New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture waterbed. Nature Climate Change, 8, 262-264.

Pescia, D., Buck, M., Berghmans, N., Meyer, K. (2017). Eine Französisch-Deutsche Energiewende-Allianz in Europa – Am Beispiel von Elektrizität und Verkehr. Abgerufen am 16 Februar 2018 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/EW_Deutschland_Frankreich/Agora_FR-DE_Energiewende-Allianz.pdf.

Petrick, S., Wagner, U.J. (2014). The Impact of Carbon Trading on Industry: Evidence from German Manufacturing Firms. Kiel Working Paper, No. 1912. Kiel Institute for the World Economy, Kiel. Abgerufen am 24. April 2018 von https://www.ifw-members.ifw-kiel.de/publications/the-impact-of-carbon-trading-on-industry-evidence-from-german-manufacturing-firms/KWP%201912.pdf.

Pittel, K., Weissbart, C. (2016). Stabilisierung der EEG-Umlage durch zeitliche Streckung über Fonds („Streckungsfonds“). Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.cesifo-group.de/DocDL/Gutachten_Streckungsfonds_ifo.pdf.

PLEF (2018). Support Group 2. Generation adequacy assessment 2018. Pentalateral Energy Forum.

PLEF (2015). Support Group 2. Generation adequacy assessment 2015. Pentalateral Energy Forum.

Prognos, GWS, EWI (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin Basel, Köln, Osnabrück. Abgerufen am 09. Mai 2018 von http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf.

Rammer (2016). Rammer, C. et al. Innovativer Mittelstand 2025 – Herausforderungen, Trends und Handlungsempfehlungen für Wirtschaft und Politik. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung ZEW, Prognos AG. Abgerufen am 01. Mai 2018 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-endbericht-innovativer-mittelstand-2025.html.

RAP (2017). Regulatory Assistance Project to the ENTSO-E Consultation on Mid-term Adequacy Assessment 2017.

RTE (2014-2016). Generation Adequacy Report on the electricity supply-demand balance in France – 2014-2016 Edition.

RWI (2017). Erstellung der Anwendungsbilanzen 2015 und 2016 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Abgerufen am 23. April 2018 von https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

Schaefer, T. (2017). Der Energiesoli – Alternative Finanzierungsmodelle für die Energiewende. IW policy paper 9/2017. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/345006/IW-policy-paper_2017_9_EEG_Finanzierung.pdf.

Setton, D., Matuschke, I., Renn, O. (2017). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Potsdam.

SPD (2016), Mehr Verkehr auf die Schiene – die Politik ist am Zug. Ein Impulspapier für einen „Schienenpakt 2030“ der Arbeitsgruppen Verkehr und digitale Infrastruktur, Wirtschaft und Energie sowie Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit der SPD-Bundestagsfraktion. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.spdfraktion.de/system/files/documents/impulspapier-schienenpakt2030-spdfraktion.pdf.

Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2018). Entwicklung ausgewählter Energiepreise. Abgerufen am 07. Juni 2018 von http://www.kohlenstatistik.de/17-0-Deutschland.html.

Sterner, M., Stadler, I. et al. (2014). Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg.

Süddeutsche Zeitung (2018). Deutschland droht der nächste Strom-Engpass. Süddeutsche Zeitung online. Presseartikel vom 21. Februar 2018. Abgerufen 09. Mai 2018 am von http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiewende-grosse-ziele-kleine-leitungen-1.3875120.

T&E (2017). The Role of Road Charging in Improving Transport. Abgerufen am 07. Mai 2018 von https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017%2009%2018%20Eurovignette%20Position%20Paper.pdf.

UBA (2018a). Klimabilanz 2017: Emissionen gehen leicht zurück. Gemeinsame Pressemitteilung von Umweltbundesamt und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Pressemitteilung Nr. 08/2018 vom 26.03.2018. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimabilanz-2017-emissionen-gehen-leicht-zurueck.

UBA (2018b). Nationaler Inventarbericht 2018. Detaillierte Berichtstabellen CRF von 1990 bis 2016 (EU-Submission 15.01.2018, externer Link). Umweltbundesamt. Dessau. Abgerufen am 23. April 2018 von https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen.

UBA (2017). Die Umweltwirtschaft in Deutschland - Entwicklung, Struktur und internationale Wettbewerbsfähigkeit. Umweltbundesamt. Dessau. https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-umweltwirtschaft-in-deutschland-0.

UBA (2012). Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten (inklusive Anhang A und B). Umweltbundesamt. Dessau. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf.

United Nations (2015). Paris Agreement. Abgerufen am 16. Februar 2018 von http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf.

Universität Greifswald und Ecologic Institut (2011). Das Klimaschutzrecht des Bundes – Analyse und Vorschläge zu seiner Weiterentwicklung. In: Umweltbundesamt, Climate Change, 17/2011. Dessau-Roßlau. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4166.pdf.

VCI (2017). Argumente für eine Haushaltsfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland. Abgerufen am 26. Februar 2018 von https://www.vci.de/themen/energie-klima-rohstoffe/eeg-reform/auf-tauglichkeit-pruefen/argumente-fuer-eine-haushaltsfinanzierung-des-ausbaus-erneuerbarer-energien-in-deutschland-energiewende.jsp.

Vogt-Schilb, A., Meunier, G., Hallegatte, S. (2018). When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment. Journal of Environmental Economics and Management, 88, 210-233.

Weitner, M. (2016). Weiter Unsicherheit bei Netzentgeltbefreiungen für Stromspeicher. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66(11), 94-96.

Winkler, J., Altmann, M. (2012). Market designs for a completely renewable power sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36(2), 77-92.

World Bank Group (2016). State and trends of carbon pricing 2016. Abgerufen am 24. April 2018 von https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25160.

World Economic Forum (2018). Fostering effective energy transition 2018. Energy Transition Index. Abgerufen am 06. Juni 2018 von http://reports.weforum.org/fostering-effective-energy-transition-2018/ranking/.

ZfK (2018). 50Hertz-Chef Schucht: Netzausbau schneller genehmigen. Presseartikel vom 12. März 2018. ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft. VKU Verlag GmbH. München, Berlin. Abgerufen am 09. Mai 2018 von https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/artikel/50hertz-chef-schucht-netzausbau-schneller-genehmigen-2018-03-12/.

ZSW (2018). Buchmann, T., Wolf, P. Innovative Stromerzeugung - Eine Untersuchung von erneuerbaren Technologien zur Stromerzeugung auf Basis von Patentdaten. Studie im Rahmen des BMBF-Projektes „Kopernikus ENavi“. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).