Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019

Berlin · Münster · Nürnberg · Stuttgart, Februar 2021

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Prof.in Dr. Barbara Lenz
- Prof. Dr. Frithjof Staiß

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel
(Vorsitzender)
Prof.in Dr. Veronika Grimm
Prof.in Dr. Barbara Lenz
Prof. Dr. Frithjof Staiß

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-25004

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@fau.de
Telefon: +49 911-5302-224
Fax: +49 911-5302-168

Prof.in Dr. Barbara Lenz

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rudower Chaussee 7, 12489 Berlin
E-Mail: barbara.lenz@dlr.de
Telefon: +49 30 67055-206
Fax: +49 30 67055-283

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

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Dr. Oliver Kaltenegger, Marvin Gleue, Madeline Werthschulte, Gerald Zunker

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Dr. Christian Sölch, Sandra Kretschmer, Philipp Runge

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Stefan Seum, Moritz Bergfeld

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

Maike Schmidt, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger, Thomas Nieder

Vorwort

Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ kommentiert den achten Monitoring-Bericht zur Energiewende der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Die Stellungnahme bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, welcher der Expertenkommission im Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in einer vorläufigen Fassung zur Verfügung gestellt wurde. Soweit zeitlich möglich, wurden auch Änderungen des achten Monitoring-Berichts im Kontext der Ressortabstimmung berücksichtigt. Die vorliegende Stellungnahme basiert auf dem am 18. Dezember 2020 für die Expertenkommission verfügbaren Informations- und Datenstand.

Der Monitoring-Prozess dient der Überprüfung des Fortschritts bei der Erreichung der Ziele „für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 und des Umsetzungsstandes der entsprechenden Maßnahmen, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, 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.

Der von der Bundesregierung am 03. Februar 2021 veröffentlichte achte Monitoring-Bericht umfasst die Berichtsjahre 2018 und 2019. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit im Prinzip entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt. Damit wird auch bereits umfassend die Diskussion im aktuell vorgelegten Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme als Anhang beigefügt.

Das abgelaufene Jahr 2020 war geprägt durch die Corona-Pandemie, deren Auswirkungen auch das Energiesystem betreffen. Zwar bezieht sich die Expertenkommission in dieser Stellungnahme ebenso wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019, so dass die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten sind. Aufgrund der besonderen Auswirkungen der Pandemie auf die Erreichbarkeit der Energiewendeziele, die vom Energiekonzept 2010 in der Regel auch für das Zieljahr 2020 formuliert wurden, berücksichtigt die Expertenkommission jedoch bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – ebenfalls aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen.

Infolge der Corona-Pandemie fanden im Jahr 2020 weniger Treffen und Interaktionen der Expertenkommission mit Vertretern des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) statt. Auch gab es nicht den im Rahmen des Monitoring-Prozesses sonst üblichen Austausch mit anderen Bundesministerien. Im Rahmen der Treffen, die mit dem BMWi realisiert werden konnten, wurden nicht nur die energiewirtschaftlichen Entwicklungen des Monitoring-Berichts in den Jahren 2018 und 2019 besprochen, sondern auch die klima- und energiebezogenen Zielsetzungen mit Blick auf das Jahr 2030 diskutiert. Die dabei aufgeworfenen Fragen und angeregten Themen werden in der vorliegenden Stellungnahme aufgegriffen.

Einen besonderen Schwerpunkt in der vorliegenden Stellungnahme bildet daher die Perspektive bis zum Jahr 2030. Die Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) sind im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene neu zu definieren bzw. zu bewerten (vgl. Kapitel 2; die Kapitelnummerierung bezieht sich auf die Langfassung der Stellungnahme, vgl. auch Lesehilfe unten). Mit Blick auf die im Jahr 2020 veröffentlichte Nationale Wasserstoffstrategie wird auch das Thema „globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger“ diskutiert. Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine zentrale Bedeutung für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 haben (vgl. Kapitel 11). Da die Energiewende im Verkehrssektor seit Jahren stagniert, wird dieser Sektor in diesem Jahr mit besonderer Tiefe analysiert. Dabei werden sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite beleuchtet und Handlungsempfehlungen ausgesprochen (vgl. Kapitel 9). Wie der achte Monitoring-Bericht betont auch die Expertenkommission die hohe Bedeutung der Digitalisierung für das Energiesystem der Zukunft. In diesem Zusammenhang ist gerade die relativ neue Technologie der „Blockchain“ passfähig, die weitreichende Chancen im Rahmen einer zunehmend digitalisierten Wirtschaft bietet, insbesondere für die Erschließung von Effizienzpotentialen und zur Steigerung der Transparenz (vgl. Kapitel 12). Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Expertenkommission möchte der Bundesregierung mit ihrem Kriterienraster ein geeignetes Instrument an die Hand geben (vgl. Kapitel 13).

Die vorliegende Stellungnahme hätte die Expertenkommission nicht ohne den herausragenden Einsatz ihrer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter erstellen können. Ein ganz herzlicher Dank geht deshalb an Dr. Oliver Kaltenegger, Marvin Gleue, Madeline Werthschulte und Gerald Zunker von der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster (WWU), Dr. Christian Sölch, Sandra Kretschmer und Philipp Runge von der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Stefan Seum und Moritz Bergfeld vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Berlin sowie Maike Schmidt, Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger und Thomas Nieder vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.

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

Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart, 03. Februar 2021

Veronika Grimm

Barbara Lenz

Andreas Löschel

Frithjof Staiß

Inhalt

Vorwort i

Inhalt iii

Lesehilfe zur Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vii

Zusammenfassung der Stellungnahme 1

Stand der Energiewende 1

Perspektive bis zum Jahr 2030 15

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 19

Netzinfrastruktur 22

Versorgungssicherheit 24

Energieeffizienz 26

Verkehr 28

Energiepreise und Energiekosten 31

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger 34

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende 36

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität 38

Literaturverzeichnis 41

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen 45

Stellungnahme 1

1 Stand der Energiewende 1

2 Perspektive bis zum Jahr 2030 19

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030 20

2.2 Perspektive für den Sektor Energiewirtschaft 22

2.3 Perspektive für den Sektor Industrie 25

2.4 Perspektive für den Sektor Gebäude 30

2.5 Perspektive für den Sektor Verkehr 37

3 Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele 43

3.1 Governance der Energieunion 43

3.2 Klimapolitische Instrumente 45

3.2.1 CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik 46

3.2.2 Reformen auf europäischer Ebene vorantreiben 48

3.2.3 Komplementäre Maßnahmen und Instrumente 50

3.3 Kurzfristige Klimapolitik und Berücksichtigung aktueller Herausforderungen 53

3.3.1 „No-regret“-Maßnahmen rasch umsetzen 53

3.3.2 Grüne Investitions- und Konjunkturprogramme 54

4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen 57
4.1 Bewertung des Ausbaupfads und des 65 %-Ziels 58
4.2 Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen 73
4.3 Perspektiven 2030 im Lichte eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene 75
5 Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung 79
5.1 Innovationsausschreibungen 80
5.2 Regionale EE-Komponente bei der EE-Förderung 82
5.3 Kombinatorische Auktionen als alternatives Ausschreibungsdesign 83
5.4 Weiterentwicklung der Marktprämie für Windenergieanlagen auf See 85
5.5 Power Purchase Agreements (PPA) 89
5.6 Akzeptanz 93
6 Netzinfrastruktur 97
6.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz 98
6.2 Ausbau der Übertragungsnetze 105
6.3 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen 111
7 Versorgungssicherheit 115
7.1 Versorgungssicherheit 116
7.2 Reservemechanismen in Deutschland 122
7.3 Regelenergiemärkte und Bilanzkreistreue 125
8 Energieeffizienz 129
8.1 Primärenergieverbrauch 130
8.2 Stromverbrauch 132
8.3 Endenergieverbrauch 133
8.4 Energieverbrauch in Gebäuden 136
8.5 Endenergieverbrauch im Verkehr 139
9 Verkehr 143
9.1 Energieverbrauch im Verkehr im Jahr 2019 144
9.2 Stand und Ursachen der jüngeren Nachfrageentwicklung 145
9.3 Die weitere Entwicklung im Spiegel von Szenarien 147
9.4 Entwicklungen und Realisierungsbedarfe der kommenden Jahre vor dem Hintergrund der Anforderungen und Vorschläge des NECP 150
9.5 Einschätzung möglicher Treibhausgasminderungen im Verkehr 155
9.6 Schlussfolgerungen in Bezug auf den NECP und Handlungsempfehlungen 158
9.7 Einschätzung der möglichen Verkehrsentwicklung sowie des Zusammenhangs mit kritischen Rahmenbedingungen 162

10 Energiepreise und Energiekosten 169
10.1 Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt 170
10.2 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung 171
10.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 174
10.4 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen 175
10.5 Weiterentwicklung zur Dekomposition der Energiestückkosten 178
10.6 Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung 184
11 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger 191
11.1 Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten 193
11.2 Transformation im Verkehrssektor 196
11.3 Instrumente und Zertifizierung 198
11.4 Governance-Rahmen der Wasserstoffwirtschaft 199
12 Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende 201
12.1 Ausgewählte Energiewende-Projekte in Deutschland 202
12.2 Ökonomische Vorteile des Einsatzes der Blockchain 204
12.3 Anwendungsfälle für die Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0 205
12.4 Geeignete Rahmenbedingungen für die Blockchain und ihre Anwendungsfälle 207
13 Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität 211
13.1 Bisherige Kriterienraster 212
13.2 Kriterienraster und zu beachtende Aspekte 215
13.3 Anwendung des Kriterienrasters 221
14 Literaturverzeichnis 227

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext 265

Inhalt 273

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern 275

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten 279

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten 285

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken 287

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen 291

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln 295

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen 299

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen 303

9 Energieeffizienz systemisch denken 307

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren 313

11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten 317

Literaturverzeichnis 321

Lesehilfe zur Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung und die Stellungnahme der Expertenkommission weichen im Aufbau und in der Benennung der Kapitel voneinander ab. Zur besseren Übersicht stellt die Tabelle L-1 gegenüber, wo die jeweilige Kommentierung zu den Inhalten des achten Monitoring-Berichts in der Stellungnahme der Expertenkommission (im Schwerpunkt) zu finden ist.

Tabelle L-1: Lesehilfe zur Stellungnahme der Expertenkommission

Inhalte des achten Monitoring-Berichts	Kommentierung in der Stellungnahme (Schwerpunkte)
Zentrale Botschaften des achten Monitoring-Berichts	Zusammenfassung der Stellungnahme
Einleitung	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Ziele der Energiewende und Indikatoren für das Monitoring	Kapitel 1: Stand der Energiewende
Energiewende im europäischen und internationalen Kontext	Kapitel 2: Perspektive bis zum Jahr 2030 Kapitel 3: Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele Vgl. EWK (2020) insgesamt
Erneuerbare Energien	Kapitel 4: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen Kapitel 5: Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung Kapitel 8: Energieeffizienz
Energieverbrauch und Energieeffizienz	Kapitel 8: Energieeffizienz
Gebäude und Wärmewende	Kapitel 8: Energieeffizienz
Verkehr	Kapitel 9: Verkehr
Treibhausgasemissionen	Kapitel 2: Perspektive bis zum Jahr 2030
Kraftwerke und Versorgungssicherheit	Kapitel 7: Versorgungssicherheit Kapitel 13: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität
Bezahlbare Energie und faire Wettbewerbsbedingungen	Kapitel 10: Energiepreise und Energiekosten
Umweltverträglichkeit der Energieversorgung	Kapitel 13: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität
Netzinfrastruktur	Kapitel 6: Netzinfrastruktur
Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende	Kapitel 12: Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende
Energieforschung und Innovationen	Kapitel 11: Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger
Investitionen, Wachstum und Beschäftigung	Kapitel 7 in EWK (2020): Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen Kapitel 10 in EWK (2020): Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren
Maßnahmenübersicht	Zusammenfassung der Stellungnahme
Die Referenz „EWK (2020)“ bezieht sich auf die im Sommer 2020 von der Expertenkommission vorgelegte Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“. Sie ist der aktuellen Stellungnahme als Anhang beigefügt. **EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ („Energiewendekommission“)**	

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassung der Stellungnahme

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

Stand der Energiewende

1. Das Energiekonzept vom September 2010, die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg vom August 2011, das Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 und die Beschlüsse zum Kohleausstieg vom Januar 2020 bilden die Langfriststrategie der Energiepolitik der Bundesregierung. Im Sommer 2020 sind zudem das Zukunftspaket und die Wasserstoffstrategie beschlossen worden. Die Bundesregierung bekennt sich darin zur Treibhausgasneutralität. Das Bekenntnis spiegelt sich auch im achten Monitoring-Bericht wider: „Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen […], um bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen“ (vgl. Kapitel 5.4 in BMWi, 2021).

2. Zur Dokumentation des Fortschritts bei der Umsetzung des Energiekonzepts veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einem Ausblick. In diesem Jahr veröffentlicht die Bundesregierung ihren mittlerweile achten Monitoring-Bericht. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Expertinnen und Experten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt ihrerseits jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, der der Expertenkommission am 09. Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde.

3. Der von der Bundesregierung vorgelegte achte Monitoring-Bericht bezieht sich auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 und wurde am 03. Februar 2021 veröffentlicht. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt (EWK, 2020). Darin wird auch bereits umfassend die Diskussion im Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2020) adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme im Anhang beigefügt. Die Expertenkommission nimmt darin direkt Bezug zu einer der zentralen Botschaften des Monitoring-Berichts: „Die Energiewende ist kein nationaler Alleingang. Sie ist vielmehr eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden“ (vgl. „Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts“ in BMWi, 2021).

4. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht bezieht sich auch die Expertenkommission in dieser Stellungnahme prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019. Damit sind sowohl im achten Monitoring-Bericht als auch in der hier vorliegenden Stellungnahme die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten. Dennoch berücksichtigt die Expertenkommission bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – auch aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen. Werden allein die Berichtsjahre 2018 und 2019 betrachtet, so kann nicht von einem tatsächlichen Erreichen des Klimaschutzziels 2020 ausgegangen werden. Die unvorhersehbaren, abrupten Veränderungen auf den Energiemärkten durch die Corona-Pandemie zusammen

mit dem Anstieg der CO_2-Preise seit Ende 2018 werden zahlenmäßig zwar wahrscheinlich zum Erreichen des Klimaziels 2020 führen, ohne dass damit aber die Energiewendeziele in allen Sektoren erfüllt werden (vgl. Energiewende-Ampel Tabelle Z-2 und Tabelle Z-3).

Entwicklungen im Jahr 2020

5. Ein quantitatives Beispiel für die Entwicklungen im Jahr 2020 soll hinsichtlich der Leitindikatoren „Reduktion des Primärenergieverbrauchs“ und „Reduktion der Treibhausgasemissionen“ (insbesondere unter Berücksichtigung des Stromsektors) gegeben werden (vgl. Tabelle Z-1). Der konjunkturelle Einbruch infolge der Lockdowns reduzierte den Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen stark, so dass – im Vergleich zu den Vorjahren – die Erreichbarkeit der 2020-Energiewendeziele der Bundesregierung deutlich näher rückte:

- Sowohl für den Primärenergieverbrauch als auch für die Bruttostromerzeugung stehen die Werte für 2020 zumindest vorläufig fest. Mit 11.691 PJ lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 8,7 % niedriger als im Vorjahr. Der entsprechende Wert bei der Bruttostromerzeugung lag mit 564 TWh um 6,5 % unter dem Vorjahr. Zudem wurden 2020 lediglich 21 TWh Strom (im Saldo) ins Ausland exportiert, 2019 lag der Exportüberschuss noch bei 35 TWh.
- Die CO_2-Emissionen der Stromwirtschaft (d. h. die CO_2-Emissionen aller Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Anlagen in der Industrie) sind 2020 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um 16 % auf 188 Mio. t CO_2 gesunken. Der Rückgang bei den Stromexporten 2019-2020 bedeutet gleichzeitig, dass weniger bei der Stromerzeugung entstehende Emissionen indirekt über die Stromflüsse in das Ausland „exportiert“ wurden.
- Auch für die Treibhausgasemissionen in Deutschland gibt es erste vorläufige Schätzungen: Mit einem Rückgang von 82 Mio. t CO_2-Äq. erreichte der Ausstoß klimawirksamer Gase im Jahr 2020 etwa 722 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einem Rückgang um 10 % gegenüber dem Vorjahr (vgl. drittletzte Zeile, Tabelle Z-1). Das 2020-Ziel bei den Treibhausgasemissionen (Zielwert von 751 Mt CO_2-Äq. bzw. eine Reduktion um mindestens 40 % im Jahr 2020 gegenüber 1990) wird erreicht.

Tabelle Z-1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020

Merkmal	2018	2019	2020	Ziel 2020
Primärenergieverbrauch [PJ]	13.129	12.779	11.691	11.504
darunter Braunkohle	1.481	1.161	950	Kein Ziel
Steinkohle	1.428	1.095	894	
Erdgas	3.099	3.200	3.091	
Mineralölprodukte [inkl. Internationalem Flugverkehr]	4.452	4.511	3.966	
Sonstige	2.670	2.812	2.790	
Bruttostromerzeugung [TWh]	636	604	564	
darunter Braunkohle	146	114	90	
Steinkohle	83	57	45	
Erdgas	83	91	90	
Mineralölprodukte	5	5	6	
Sonstige	320	336	333	
Stromexport [TWh]	51	35	21	
Treibhausgasemissionen insgesamt [Mt CO_2-Äq.] [ohne internationalen Flugverkehr]	858	804	722	751
Rückgang gegenüber 1990 [%]	31	36	43	40
darunter aus Stromerzeugung	269	225	188	Kein Ziel

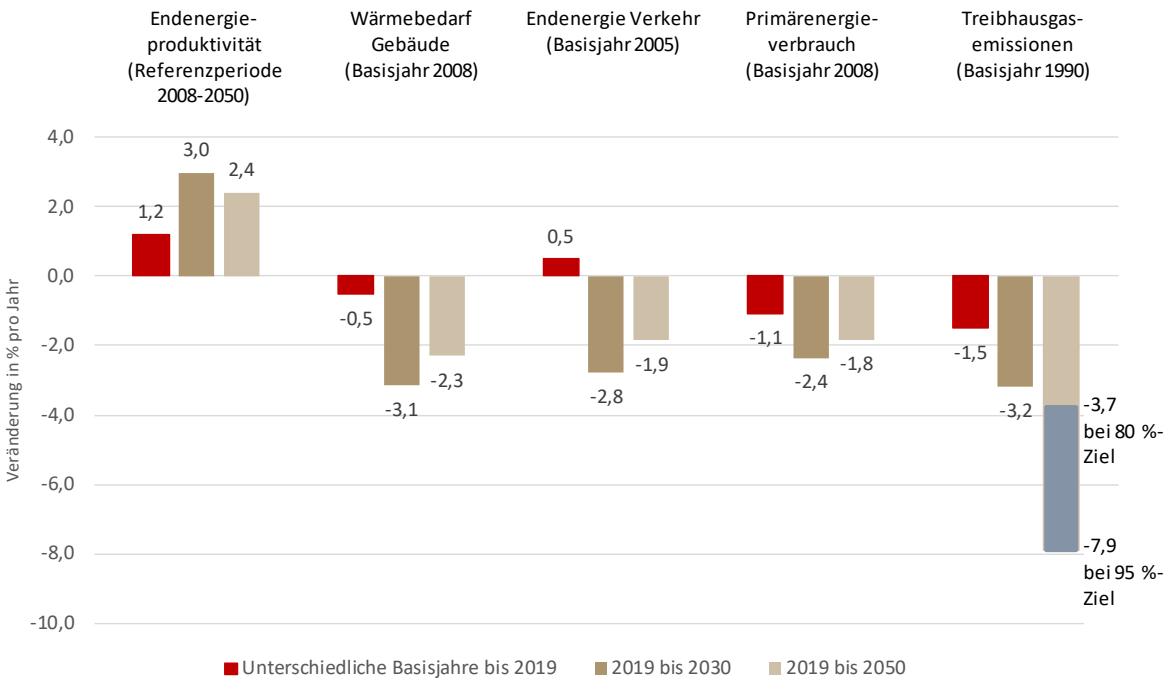
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2020), Agora Energiewende (2021), BDEW (2020), BMU (2020)

Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen

6. Die Abbildung Z-1 zeigt aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bzw. erforderliche Anstrengungen bei ausgewählten Energiewendezielen. Die Abbildung basiert auf ausgewählten Zielsetzungen aus dem Zieltableau des achten Monitoring-Berichts der Bundesregierung (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Die dargestellten Veränderungen beziehen sich auf den aktuellen Stand des Energiekonzepts bezüglich der Ziele 2030 und 2050. Wo eigenständige Zielsetzungen für das Jahr 2030 fehlen, wurde eine lineare Interpolation der bestehenden Zielsetzungen zwischen den Jahren 2020 und 2050 verwendet (für die Berechnungen im Einzelnen vgl. Langfassung der Stellungnahme).

7. Allerdings sind die Zielsetzungen (bzw. auch die Zwischenziele auf Basis der linearen Interpolation) miteinander nicht vollständig kompatibel. So berücksichtigen die Zielsetzungen z. B. nicht vollständig die aktuellen und zu erwartenden Beschlüsse, etwa im Kontext des von der EU-Kommission vorgeschlagenen verschärften Klimaschutzziels für das Jahr 2030 auf Basis des europäischen Green Deal (Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % statt lediglich um 40 % ggü. 1990). Dies wird Auswirkungen sowohl für die Sektoren innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) haben (vgl. Kapitel 2). Das Zieltableau für das Jahr 2030 sollte entsprechend rasch vollständig und konsistent entwickelt werden. Die Expertenkommission nimmt hierzu in den einzelnen Kapiteln Abschätzungen vor und unterbreitet Vorschläge.

Abbildung Z-1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Energiewende-Ampel und eigener Abschätzungen. Die Darstellung bezieht sich auf das Berichtsjahr 2019, ohne Berücksichtigung ggf. vorläufiger Daten für 2020.

Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. 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 für den Ausstieg 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. 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 belastbaren quantitativen Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Darüber hinaus werden weitere wichtige Dimensionen für das Gelingen der Energiewende betrachtet.

9. Die Energiewende-Ampel fokussiert sich auf die Ziele für die Energiewende im Jahr 2020 und zieht damit eine Zwischenbilanz auf Basis des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010. Wie oben erwähnt, lässt die Expertenkommission die Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie im für die Energiewende-Ziele bedeutsamen

Zieljahr 2020 bei ihrer Beurteilung mit einfließen. Anders als in den Vorjahren berücksichtigt die Expertenkommission in ihrer Energiewende-Ampel dieses Mal nicht die Ziele für 2030. Dies liegt zum einen daran, dass die mittel- bis langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht absehbar sind. Viel bedeutsamer ist jedoch, dass die Bundesregierung für viele Indikatoren, wie oben diskutiert, noch keine 2030-Ziele festgelegt hat bzw. ggf. ein Anpassungsbedarf zehn Jahre nach dem Energiekonzept 2010 besteht. Die Expertenkommission widmet sich dazu in einem eigenen Kapitel (vgl. Kapitel 2) insbesondere den Auswirkungen eines zu erwartenden ambitionierteren Klimaschutzziels für die EU.

10. Die Gesamtschau – vgl. Tabelle Z-2 für die kompakte Darstellung und Tabelle Z-3 für eine Detailbetrachtung je Indikator – lässt erkennen, dass die Ampel lediglich im Bereich Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies sowohl hinsichtlich des Leitindikators der Reduktion des Primärenergieverbrauchs als auch für die ergänzenden Indikatoren Endenergieproduktivität und Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr gilt. Diese Einschätzung beruht auf der erwarteten Langfristentwicklung jenseits der Corona-Pandemie. Eindeutig grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie (gemessen an der Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad) und den Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der sich die Bewertung hauptsächlich durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch ergibt. Über den Zeitraum der Energiewendeampel hinaus stellt es dennoch eine Herausforderung dar, den Ausbau weiter in derselben Geschwindigkeit voranzutreiben bzw. den Ausbau sogar noch deutlich zu beschleunigen. So könnten die Ausbauziele zu niedrig gesteckt sein, wenn man z. B. auf den zukünftigen Strombedarf durch die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme und den Bedarf für die Wasserstoffproduktion blickt. Innerhalb des Bereichs erneuerbarer Energien negativ bewertet wird die Zielerreichung bezüglich der Erhöhung des Anteils im Verkehr. Als unsicher gilt die Zielerreichung für den Anteil am Wärmeverbrauch.

11. Wie in der vorangegangenen Stellungnahme sieht die Expertenkommission Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung in den Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Diese Unsicherheiten werden in der Zukunft mit dem Bekenntnis zur Klimaneutralität stark zunehmen. Eine raschere Defossilisierung dürfte nicht nur mit höheren Belastungen einhergehen, sondern auch zu neuen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Akzeptanz der Energiewende führen. Bei einem Blick zurück im Rahmen des Monitorings zeigt sich ein differenziertes Bild für einzelne Indikatoren. So liegen bzgl. der Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission augenblicklich im grünen Bereich. Auch wenn Deutschland die höchsten Strompreise in Europa hat, ergibt sich für den Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom an der Wirtschaftsleistung (BIP) ein weiterhin relativ niedriger Wert. Dabei ist eine große Heterogenität etwa zwischen einzelnen Sektoren zu beachten: die Belastungen hinsichtlich der Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und der Energiekostenbelastung der Haushalte sind durchaus beachtlich und es wird entsprechend die gelbe Ampelfarbe vergeben. Bei der Versorgungssicherheit bleiben die erheblichen Defizite beim Ausbau der Stromnetze bestehen. Sollte die Bundesregierung den Netzausbau nicht entschlossen angehen bzw. die regionale Flexibilität nicht erhöhen, sind perspektivisch die Versorgungssicherheit sowie die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gefährdet. Es gilt daher, genau im Blick zu behalten, an welchen Stellen kostenintensive Engpassmanagement-Maßnahmen zielführend sind und wo der Fokus darauf gelegt werden muss, die Netzinfrastruktur rasch zu stärken oder weiter auszubauen. Die Ausfälle in der Strom- und Gasversorgung bewegen sich wie in den Vorjahren auf geringem Niveau. Nicht eindeutig ist das Bild bei der Akzeptanz. Auf der eher allgemeinen Ebene der Energiewendeziele gibt es nach wie vor hohe Zustimmungswerte. Die Umsetzung der Energiewende wird hingegen zunehmend kritisch gesehen. Dies gilt auch im Fall einer tatsächlichen oder subjektiv wahrgenommenen negativen persönlichen Betroffenheit. Um die Akzeptanz bei der Bevölkerung nicht zu verlieren, muss die Bundesregierung an dieser Stelle gegensteuern.

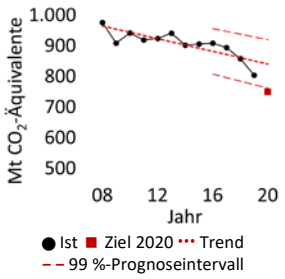
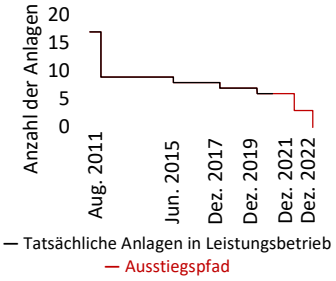
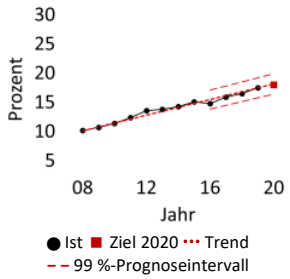
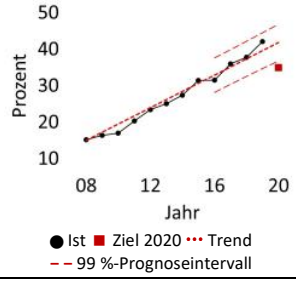
12. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht kann festgestellt werden, dass diese sich im Vergleich zu früheren Berichtsjahren eher angeglichen haben. Dies ist im Wesentlichen auf die unerwartet starke Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aufgrund der pandemiebedingten Einschränkungen zurückzuführen. In den vergangenen Jahren hatte die Bundesregierung die Reduktion der THG-Emissionen (Ziel: Reduktion um 40 % gegenüber 1990 bis 2020) mit drei von fünf möglichen Punkten in ihrem System (vgl. Kapitel 2.2 in BMWi, 2021) sehr viel positiver eingeschätzt als die Expertenkommission, die bislang die rote Ampelfarbe vergab. In diesem Jahr vergibt die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“, die Bundesregierung bleibt bei der Vergabe von drei Punkten. Eine größere Abweichung ergibt sich jedoch weiterhin bei der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050). Hier vergibt die Expertenkommission weiterhin, wie auch im Vorjahr, die Ampelfarbe rot, während die Bundesregierung drei Punkte (im Vorjahr 2 Punkte) vergibt. Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien 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 im Bereich des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt hier lediglich einen Punkt. Demgegenüber scheint die Erreichung des Ziels bei der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020) möglich, dies aber allein auf Grund der Coronabedingten Sonderentwicklung des Jahres 2020. Die Expertenkommission vergibt deshalb die rote Ampelfarbe, die Bundesregierung auf Basis der Werte für das Jahr 2019 lediglich zwei Punkte. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber dem Jahr 2008 bis zum Jahr 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“. Bei dem Ziel der Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr vergibt die Bundesregierung keine Einschätzung, die Expertenkommission vergibt die Ampelfarbe „rot“.

Tabelle Z-2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020

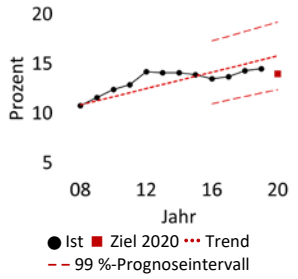
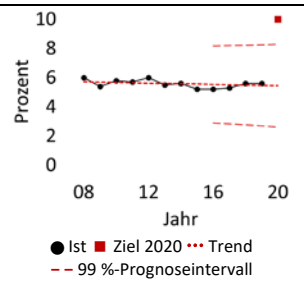
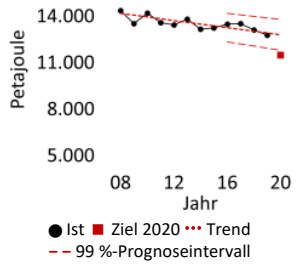
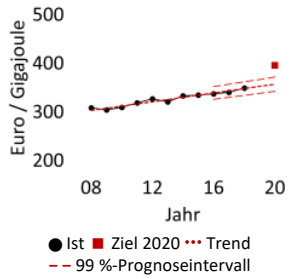
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟡
Kernenergieausstieg	Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	🟡
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	🟡
	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 EU-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

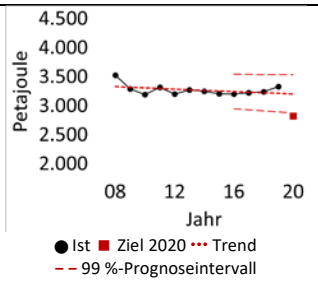
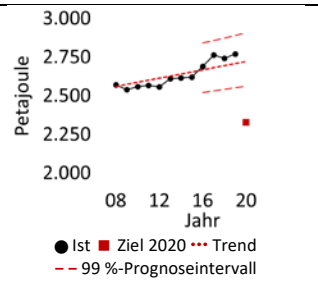
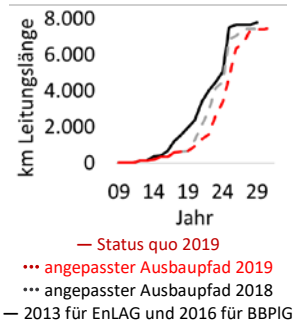
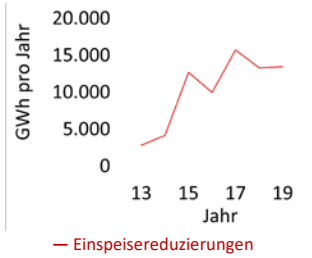
Tabelle Z-3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

Klima-schutz		Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	
		Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äq.] Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 805 Mio. t CO_2-Äq.	
Kern-energie-ausstieg		Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	
		Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen] Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: nur noch 7 Anlagen in Leistungsbetrieb; 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 November 2019: 6 Anlagen	
Erneuer-bare Energien		Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 17,5 % Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch“.	
		Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 42,1 %	

Fortsetzung

Erneuerbare Energien	**Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte**	
	Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 14,5 % Hinweis: Ampelfarbe „gelb“, da Dynamik im Wärmebereich fehlt.	
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr	
	Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]. Das Ziel ist verbindlich und zusätzlich zum 18 % Endenergieverbrauchsziel einzuhalten Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 5,6 %	
Energieeffizienz	**Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)**	
	Messgröße: Primärenergieverbrauch [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 12.779 PJ	
	Endenergieproduktivität	
	Messgröße: Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule] Zielsetzung: Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2018: 349 Euro / Gigajoule	

Fortsetzung

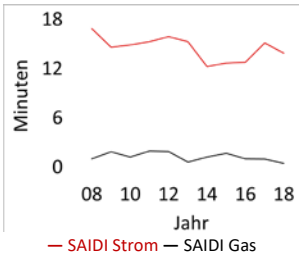
Energie-effizienz		**Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor**	
		Messgröße: Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2017: 3.115 PJ	
		Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	
		Messgröße: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 2.770 PJ	
Versor-gungs-sicher-heit		**Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)**	
		Messgröße: Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km] Aussage: Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten. Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung Status quo 2019: Abweichung 1.331 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 648 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPlG) 1.979 Kilometer) Hinweis: Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung, dass Verzögerungen sich auch zukünftig fortsetzen werden.	
		Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	
		Messgröße: Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr] Aussage: Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider. Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung Status quo 2019: 13.440 GWh pro Jahr	

Fortsetzung

Versorgungssicherheit

System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas

Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [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 2019: 13,9 Minuten für Strom und 0,5 Minuten für Gas

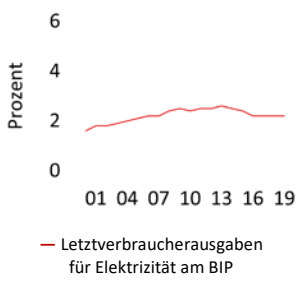


Preiswürdigkeit

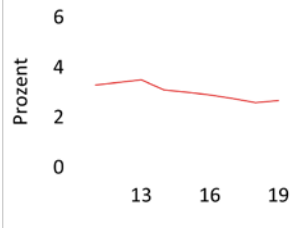
Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)

Messgrößen der Preiswürdigkeit:
- (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
- Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]

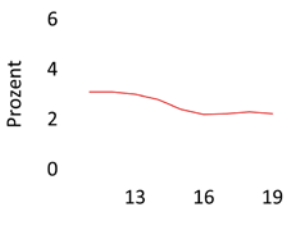
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 2,2 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)



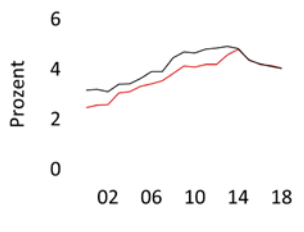
Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

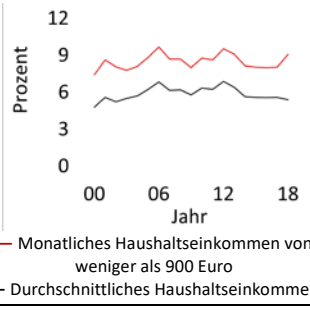


Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich



Energiekostenbelastung der Haushalte

Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2018: 9,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,4 % (durchschnittlicher Haushalt)



Fortsetzung

Akzep-tanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	
		Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der der Energiewende zustimmt/die Energiewende ablehnt hinsichtlich: (i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers (IASS, 2020)	
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	
		Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	

Quelle: Eigene Darstellung

13. Die Energiewende-Ampel weist in der Regel Indikatorenwerte bis einschließlich des Berichtsjahres 2019 aus, auch wenn, wie oben beschrieben, die Expertenkommission aktuellere Werte berücksichtigt und zusätzliche quantitative Abschätzungen vornimmt, um die Zielerreichung der Indikatoren bis 2020 bestmöglich einzuschätzen. Im Jahr 2020 ergaben sich zudem zahlreiche themenspezifische sowie politische Entwicklungen, gerade mit Blick auf den europäischen Energiewende-Rahmen, welche die Expertenkommission in einer gesonderten Stellungnahme im Sommer 2020 berücksichtigte (vgl. EWK, 2020). Die wichtigsten Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 finden sich in Box Z-1. Die Gesamtfassung der Sommer-Stellungnahme ist der vorliegenden Stellungnahme angefügt. Die in der Sommer-Stellungnahme angesprochenen Handlungsfelder besitzen besondere Relevanz auch für die Zielerreichung der deutschen Energiewende bis zum Jahr 2030. Um die Perspektive bis zum Jahr 2030 geht es im folgenden Abschnitt.

Box Z-1: Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 (vgl. EWK, 2020)

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deals erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende, aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deals, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen beispielsweise sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizenzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deals kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedsstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Perspektive bis zum Jahr 2030

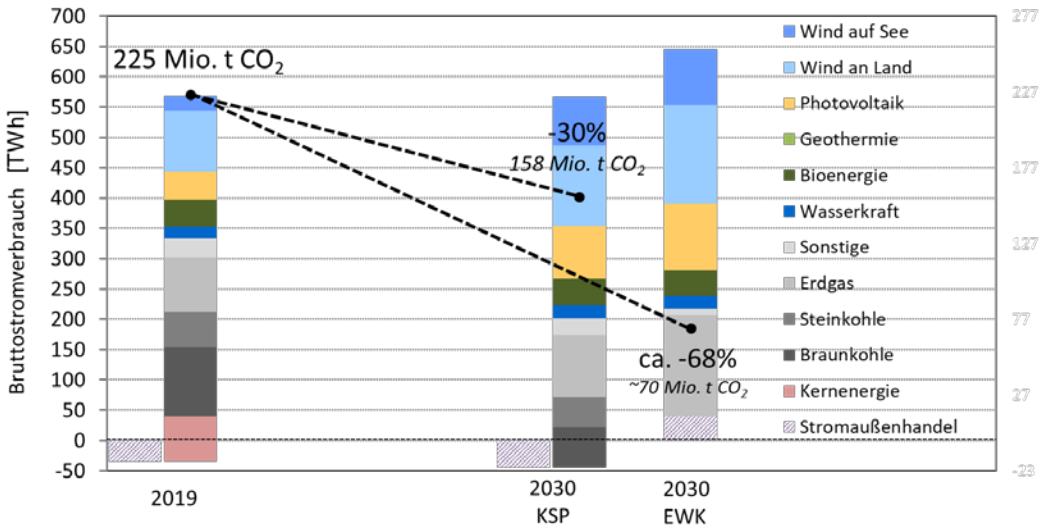
14. Die Erreichbarkeit der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) ist nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom 11.12.2020 (EU-Rat, 2020) im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene zu betrachten. Die Expertenkommission ordnet im Folgenden den aktuellen Sachstand ein und bewertet mögliche Auswirkungen auf die Treibhausgasminderung in Deutschland und die wichtigsten Energiesektoren. Hierzu geht die vorliegende Stellungnahme davon aus, dass der Beschluss des Europäischen Rates umgesetzt wird, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen für die Europäische Union im Jahr 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen) statt bisher um 40 % vorsieht (das Europäische Parlament hat sich im Oktober 2020 für eine Minderung um 60 % gegenüber 1990 ausgesprochen, vgl. EU-Parlament, 2020). Anhand der im Impact Assessment der Kommission (EU Kommission, 2020) beschriebenen Realisierungspfade wird davon ausgegangen, dass die Struktur des Europäischen Emissionshandelssystems weitgehend unverändert beibt, die Emissionsobergrenze jedoch deutlich schneller abgesenkt wird und somit gegenüber dem Basisjahr 2005 eine Minderung um 65 % erreicht wird (bisher 55 %). Damit könnte ein Anstieg der Zertifikatspreise auf ein Niveau von etwa 50 Euro/t CO_2 verbunden sein. Für die der Effort Sharing Regulation unterliegenden Sektoren wird unter Beibehaltung der bestehenden Aufteilung zwischen den Mitgliedsstaaten von einer Fortschreibung des europäischen Minderungsziels auf -39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %) gegenüber dem Jahr 2005 ausgegangen. Daraus lässt sich für Deutschland ein Emissionsbudget von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq. abschätzen, wenn die Minderung aus dem Emissionshandel und der Effort Sharing Regulation proportional fortgeschrieben werden. Dies entspricht einer Treibhausgasminderung ggü. 1990 um 65 %. Aus Sicht der Expertenkommission ist dieses Ziel erreichbar, obwohl es bedeutet, zusätzlich etwa einhundert Millionen Tonnen CO_2 gegenüber der bisherigen Zielsetzung in Deutschland zu vermeiden. Grundvoraussetzung dafür ist das marktgetriebene Ausphasen der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030, welches diese Reduktion weitgehend ergeben würde. Dessen ungeachtet muss in den Bereichen Gebäude, Verkehr und Industrie das hohe Ambitionsniveau des Klimaschutzgesetzes zumindest aufrechterhalten werden, um über 2030 hinaus das Erreichen der Klimaziele zu sichern. Der Nationale Energie- und Klimaplan muss entsprechend nachgebessert werden. Dies erfordert zeitnahe Entscheidungen über den regulatorischen Rahmen, etwa zur Energiepreisreform oder zur Setzung energetischer Standards, sowie komplementäre Maßnahmen wie etwa zum Infrastrukturausbau, so dass eine hohe Planungssicherheit bei Investoren hergestellt wird.

15. In der Elektrizitätswirtschaft müsste der Ersatz der entsprechenden Strommengen durch den Kohleausstieg über die Nutzung von Erdgas, einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien sowie ggf. über Stromimporte erfolgen. Welche Beiträge hierüber jeweils geleistet werden müssten, hängt maßgeblich davon ab, wie sich die Stromnachfrage entwickeln wird. Die Expertenkommission teilt an diesem Punkt – unabhängig vom Klimaschutzziel – nicht die Auffassung der Bundesregierung, dass die Stromnachfrage konstant gehalten werden kann, weil Effizienzfortschritte durch erwartbare starke Wachstumstrends in den Bereichen Elektromobilität, Sektorenkopplung im Wärmemarkt, Industrie und durch den Markthochlauf im Bereich des grünen Wasserstoffs voraussichtlich überkompensiert werden. In der Summe ist eher davon auszugehen, dass der Strombedarf um etwa 10 % ansteigen wird. Damit verbunden ist auch ein erhöhtes Anforderungsniveau für das 65 %-Ziel der Bundesregierung zur regenerativen Stromerzeugung, was eine über die aktuelle Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes deutlich hinausgehende Anpassung erfordert (vgl. Kapitel 4).

16. Abbildung Z-2 zeigt einerseits eine Struktur des Bruttostromverbrauchs nach den Politikszenarien IX (2020) unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP). Im Vergleich dazu ist eine von mehreren möglichen Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis

zum Jahr 2030 aus Sicht der Expertenkommission dargestellt. Der in dem EWK-Szenario (EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ - „Energiewendekommission“) unterstellte Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 bewirkt eine zusätzliche Minderung um etwa 80 Mio. t CO_2, wobei berücksichtigt ist, dass der Einsatz von Erdgas steigt. Der Anteil der erneuerbaren Energien bewegt sich in einer Größenordnung von etwa zwei Dritteln und somit im Bereich des 65 %-Ziels der Bundesregierung, dies allerdings aufgrund des erwartbaren Anstiegs des Stromverbrauchs auf höherem absolutem Niveau (ca. 430 TWh). Im Zuge des Kohleausstiegs dürfte der Netto-Stromexport deutlich zurückgehen, und es könnte je nach Marktentwicklung bis 2030 auch zu einem nennenswerten Netto-Stromimport kommen. Um eine damit verbundene, unerwünschte Verlagerung von Emissionen ins Ausland zu vermeiden und andererseits die stärkere Verstromung von Erdgas mit Blick auf die längerfristig angestrebte Klimaneutralität in Grenzen zu halten, wäre ein stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien zielführend. Aus Sicht der Expertenkommission dürfte dies aufgrund von Flächenrestriktionen, Akzeptanzproblemen und des mehrjährigen Vorlaufs bei großen Projekten im Inland nicht wahrscheinlich sein. Deshalb wäre hier über die Etablierung länderübergreifender Vorhaben auf europäischer Ebene nachzudenken.

Abbildung Z-2: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen im Elektrizitässektor bis zum Jahr 2030



Hinweise: Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung und dem Stromsaldo mit dem Ausland (unabhängig vom Erzeugungsmix): pos. Wert = Nettostromimport, neg. Werte = Nettostromexport (für 2019 und 2030 KSP gesondert dargestellt). Für die Bilanzierung der Emissionen gilt das so genannte Territorialprinzip. Demnach werden Deutschland die Emissionen aller ortsfesten Anlagen in Deutschland zugerechnet.
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Politikszenarien IX (2020); in Prognos (2020) ähnliche Erzeugungsstruktur, allerdings deutlich geringerer Stromexport (-18 TWh ggü. -45 TWh)
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (Energiewendekommission)
Daten 2019: BDEW (2020)

17. Für den Sektor Industrie wird erwartet, dass die Treibhausgasminderung nach dem Klimaschutzgesetz erreicht oder sogar übertroffen werden kann, sofern es insbesondere in der energieintensiven Grundstoffindustrie gelingt, im Zuge anstehender Ersatzinvestitionen eine Umstellung auf CO_2-arme bzw. CO_2-freie Prozesse einschließlich des grünen Wasserstoffs herbeizuführen. Weil dieser Sektor in besonderem Maß durch kapitalintensive und sehr langlebige Investitionsgüter geprägt ist, ist ein Erfolg nicht zuletzt zur Vermeidung von

Lock-in-Effekten auf dem Weg zur Klimaneutralität von großer Bedeutung. Im Verarbeitenden Gewerbe wird der Trend zur klimaneutralen Produktion deutlich an Dynamik gewinnen, wobei neben Effizienzmaßnahmen von einer nennenswerten Verlagerung der Prozesswärmebereitstellung von fossilen Energieträgern auf Elektrizität auszugehen ist. Getrieben wird diese Entwicklung auch durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz, v. a. dann, wenn die Investoren für den Zeithorizont jenseits des Jahres 2025 weiter steigende CO_2-Preise für Brennstoffe antizipieren.

18. Für den Sektor Gebäude ist das Ziel des Klimaschutzgesetzes ambitioniert und aus Sicht der Expertenkommission voraussichtlich nur dann erreichbar, wenn auf der Nachfrageseite die im Grundsatz sinnvollen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 und des Nationalen Energie- und Klimaplans zur energetischen Sanierung von Gebäuden sowohl in Bezug auf die Quantität (Sanierungsrate) als auch die Qualität (Sanierungstiefe) weiterentwickelt werden. Darüber hinaus wird empfohlen, einen stärkeren Fokus auf die Angebotsseite zu legen, d. h. auf die Bereitstellung von (leitungsgebundener) regenerativer Wärme insbesondere in Nah- und Fernwärmenetzen. Denn aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Effizienzfortschritte in der kurzen Frist schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Deshalb ist es wichtig, Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick zu nehmen, die über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen. Einen Ansatz dafür kann u. a. eine verbindliche Wärmeplanung auf kommunaler Ebene darstellen.

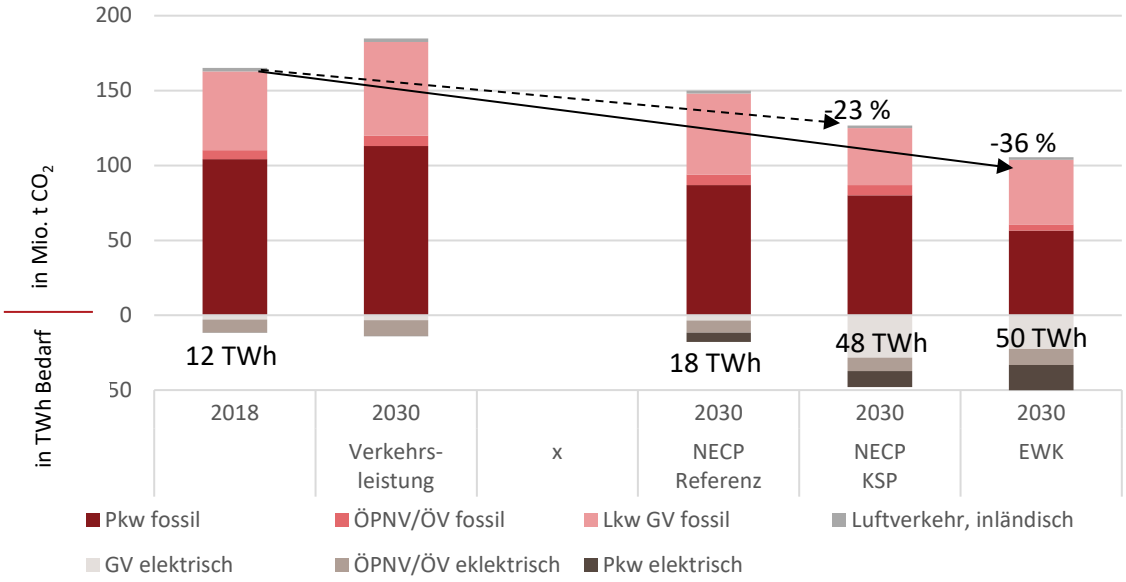
19. Für den Sektor Verkehr würden die ohnehin schon signifikanten Herausforderungen mit einer Verschärfung der THG-Minderungsziele durch die EU weiter wachsen: Bereits im Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ des Nationalen Energie- und Klimaplans würde im Verkehr das Ziel für 2030 nicht erreicht. Vor diesem Hintergrund erscheint es dringend geraten, den Schwerpunkt nicht nur auf technologische Maßnahmen, sondern auch auf die Verhaltensbeeinflussung zu legen und damit Verkehrsvermeidung und -verlagerung künftig deutlich stärker zu addressieren. Auf der Technologieseite ist festzustellen, dass die Elektromobilität auch dank umfangreicher Förderung einen ersten deutlichen Schub erfahren hat. Um den erforderlichen Beitrag zu den THG-Minderungszielen tatsächlich leisten zu können, müssen sich Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb mit Auslaufen der Fördermaßnahmen jedoch in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen. Ein Schlüsselelement wird der flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur sein, nicht nur in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt insbesondere für das Vorhandensein von Schnelllademöglichkeiten entlang des Fernstraßennetzes.

20. Eine weitere besondere Herausforderung stellen Treibhausgasminderungen im Güterverkehr dar, zumal auch hier ein wesentlicher Beitrag zur THG-Reduzierung neben der Verlagerung aus der Umstellung der Fahrzeugflotte auf neue Technologien resultieren wird. Aus heutiger Sicht stehen Batterieantriebe, Wasserstoffantriebe und Oberleitungsantriebe als mögliche Optionen zur Verfügung. Sowohl Verlagerungsoptionen wie auch technologische Lösungen müssen im europäischen Markt der Güterverkehre Bestand haben, was nicht zuletzt für die anstehenden Entscheidungen zum Ausbau von Infrastrukturen von besonderer Relevanz ist.

21. In Abbildung Z-3 dargestellt sind die CO_2-Emissionen und der Strombedarf für das Jahr 2019 sowie drei Szenarien für 2030: das Referenzszenario und das Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ nach dem NECP (KSP; Prognos, 2020) sowie die Abschätzung aus den Empfehlungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (nachfolgend „Energiewendekommission“ oder kurz „EWK“), die eine stärkere Verlagerung von Pkw- und Lkw-Verkehren auf die Schiene unterstellt. Gleichzeitig nehmen Pkw-Fahrleistungen und Lkw-Fahrleistungen ab. Im Pkw-Bestand wird von 10 Mio. Elektrofahrzeugen ausgegangen. Im Straßengüterverkehr wird eine moderate Durchdringung mit alternativen Antrieben sowie die Nutzung von alternativen Kraftstoffen angenommen (Wasserstoff, Oberleitung, synthetische Kraftstoffe). Der Strombedarf nach EWK erhöht sich auf

etwa 50 TWh für den Verkehr. Die im NECP ausgewiesene Lücke zu dem im Klimaschutzgesetz ausgewiesenen Zielwert für den Verkehr 2030 würde sich von 30 Mio. t CO_2 auf 9 Mio. t CO_2 verkleinern.

Abbildung Z-3: Mögliche Entwicklungen von CO_2-Emissionen und Strombedarf im Verkehr



Quelle: NECP, Prognos (2020), BMVI (2019), AGEB (2020), eigene Berechnungen

22. Mit der beschriebenen Verschärfung der klimapolitischen Ziele auf Grundlage des europäischen Green Deals steigt die Notwendigkeit für eine rasche Intensivierung und Erweiterung von Politikmaßnahmen. Um die Zielvorgaben zum Ende dieses Jahrzehnts zu erreichen und zudem das langfristige Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 nicht zu gefährden, ist der Einsatz eines klugen Instrumentenmixes auf europäischer und nationaler Ebene vonnöten. Hierbei stellt die Governance-Verordnung der EU die rechtliche Grundlage für die Ausgestaltung der nationalen Energie- und Klimapläne dar. Bei der Umsetzung dieser nationalen Pläne sollte v. a. darauf geachtet werden, dass diese kohärent ausgestaltet sind und Zielkonflikte vermieden werden. Notwendig ist auch eine Neuorientierung der europäischen Klimagovernance bestehend aus Zielsetzungen für die (erweiterten) Sektoren des Emissionshandels und den Zielen auf Ebene der Mitgliedsstaaten im Rahmen der Effort Sharing Regulation. Dies betrifft insbesondere deren Weiterentwicklung (inklusive Ausgleichsmechanismus), das Zusammenspiel von marktlichen Instrumenten wie CO_2-Preisen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen etwa in den Bereichen Industrie, Gebäude und Verkehr und gemeinsame europäische Initiativen etwa zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Daraus dürften sich Konfliktlinien mit der bisherigen Langfriststrategie im Sinne des Klimaschutzgesetzes ergeben.

23. Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform als Leitinstrument für eine wirkungsvolle Klimapolitik der geeignete Rahmen zur Erreichung der langfristigen Ziele. Wichtig ist hierbei insbesondere die Integration des Brennstoffemissionshandels in den EU ETS, welche mit komplementären Maßnahmen flankiert werden sollte. Dabei ist v. a. auf ein sinnvolles Zusammenspiel zwischen dem EU ETS und anderen klimapolitischen Instrumenten sowie auf die Berücksichtigung von Verteilungswirkungen und einer gerechten Transformation zu achten. In Anbetracht der Corona-Pandemie sind auf die kurze Frist insbesondere sogenannte „No-regret“-Maßnahmen zu beachten. Diese sollten möglichst rasch umgesetzt werden und Investitionsprogramme, die der Abfederung der wirtschaftlichen Folgen durch die Corona-Pandemie dienen, sollten – soweit möglich und sinnvoll – auch Nachhaltigkeitskriterien genügen.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

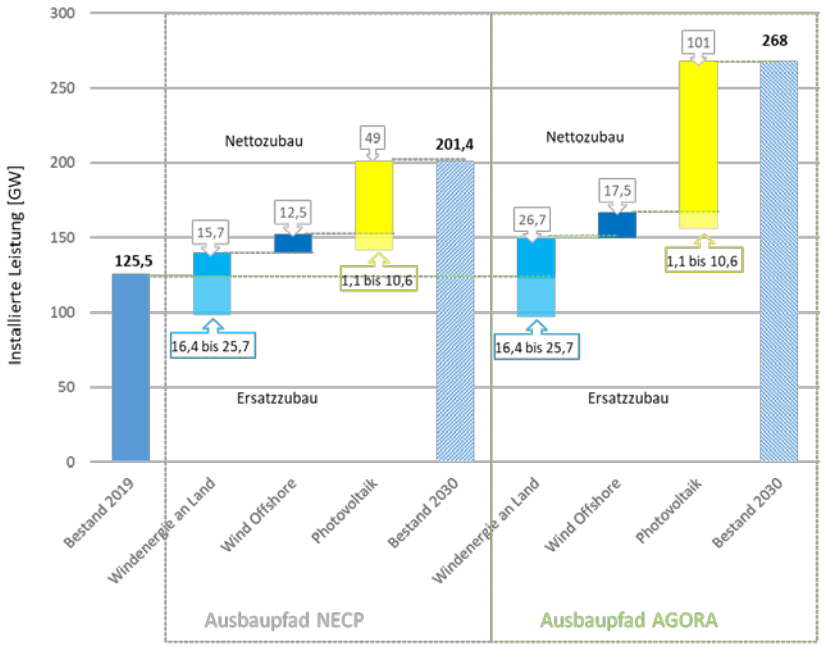
24. Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2021) liegen Zielgrößen vor, die – sofern die Annahmen des NECP bezüglich des nicht weiter ansteigenden Bruttostromverbrauchs eintreffen – das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2021 die geeigneten Rahmenbedingungen gesetzt werden, um diese Zielwerte auch in der Praxis zu erreichen. Dies betrifft zunächst den Ausbau der Photovoltaik, denn durch den durch Vorzieheffekte begünstigten Anstieg der Zubauraten in den Jahren 2019 und 2020 auf Grund des inzwischen aufgehobenen „52 GW-Deckels“, ist innerhalb von zwei Jahren die Vergütung für Neuanlagen stark zurückgegangen. Diesem Rückgang standen keine gleichwertigen Kostensenkungen bei der Anlagentechnologie gegenüber, so dass die wirtschaftliche Attraktivität von Dachanlagen stark gesunken ist. Die Höhe ihres Beitrags zur Zielerreichung ist aus heutiger Sicht demnach mit hohen Unsicherheiten behaftet. Anders im Freiflächensegment: Hier besteht innerhalb der EEG-Ausschreibungen ein hohes Angebots- und damit Wettbewerbsniveau. Deshalb ist die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina samt moderater Verbesserungen im EEG 2021 wie die Erhöhung der maximal förderfähigen Anlagengröße oder die Verbreiterung der Flächenkulisse für Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu begrüßen. Zudem zeichnet sich eine erhöhte Zubaudynamik außerhalb des EEG und somit unabhängig von einem Fördersystem ab. Hier ist im Blick zu behalten, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um die Dimensionierung von Solarparks so zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort erhalten bleibt.

25. Noch wesentlich größere Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen beim weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Bei den Genehmigungsvolumina zeichnet sich zwar eine Erholung ab, entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist jedoch die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung weiterer Hürden. Besonders die Klärung von möglichen Problemlagen im Zusammenhang mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung ist notwendig. Zudem werden Genehmigungen immer häufiger beklagt. Da hierbei verschiedene föderale Ebenen betroffen sind, ist der im EEG 2021 angelegte Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen erstmals eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von für die Windenergie nutzbaren Flächen erfolgen soll, ein wichtiger Schritt ebenso wie die Möglichkeit der stärkeren finanziellen Teilhabe der Kommunen an den Erträgen. Da flexible Abstandsregelungen helfen, die Akzeptanz für die Windenergie an Land zu erhalten, empfiehlt die Expertenkommission den Bundesländern, auf eine Festlegung pauschaler Abstandsregelungen zu verzichten. Im Bereich der Offshore-Windenergie wurde und wird diskutiert, wie Zuschläge vergeben werden sollen, wenn alle Bieter Gebote von Null abgeben. Diese übernehmen dann Marktpreisrisiken, es liegt aber kein klares Differenzierungskriterium für die Zuschlagserteilung vor. Hier wurde in der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes das Losverfahren festgelegt und damit keine der beiden im Fokus der Diskussion stehenden Optionen, Contracts for Difference (CfD) oder zweite Gebotskomponente, umgesetzt. Absehbar wird das Verfahren jedoch auf ein eindeutiges Differenzierungskriterium umgestellt werden müssen, wobei letztlich zwischen der Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele und der höheren Kosteneffizienz auf der Erzeugungsseite abzuwägen sein wird. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik, Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben. Für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erscheinen Contracts for Difference in diesem Sinne nicht zielführend.

26. Da bereits die Regelungen im Kontext des EEG 2021 teilweise für die gesetzten Ziele nicht ausreichend erscheinen, ist für die „Ambitionierung“ der Klimaschutzziele auf europäischer Ebene (Zielwert -55 %) bis 2030

zwingend nachzusteuern. Abbildung Z-4 stellt den im Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) angestrebten Kapazitätsausbau dem für das Erreichen eines ambitionierteren Klimaziels ausgewiesenen Ausbaupfad aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020) gegenüber. Dabei wird insbesondere bei der Windenergie an Land deutlich, welche zusätzlichen Ausbauerfordernisse durch den Ersatz alter Anlagen entstehen. Für Windenergie an Land sind dies ca. 16,4 GW, wenn von 25 Jahren Betriebsdauer ausgegangen werden kann bzw. 25,7 GW bei 20 Jahren. Ein Nachsteuern der Ziele betrifft dabei nicht nur den Ausbau in den Sparten Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind, die unter Berücksichtigung eines deutlich höheren Stromverbrauchswerts entgegen den Annahmen des NECP neu festgelegt werden müssen, sondern auch mögliche Mechanismen zur Stärkung der europäischen Kooperation. Da im europäischen Kontext ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Hier sind europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Es gilt, verstärkt Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit der im europäischen Ausland getätigten Investitionen in erneuerbare Energieanlagen auf die nationalen Zielsetzungen einzelner Mitgliedstaaten sind zu klären. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei jedoch keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen.

Abbildung Z-4: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (Brutto- und Nettozubau) im NECP und Agora Energiewende (2020)



Quellen: NECP, Agora Energiewende (2020)

27. Mit den Innovationsausschreibungen zielt die Bundesregierung darauf ab neben einer technologieneutralen Ausgestaltung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten zu erproben, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen. Die erste erfolgte Ausschreibungsrunde hat ergeben, dass Photovoltaikanlagen und Photovoltaikanlagen mit Speicher die Innovationsausschreibungen

dominierten. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist und auf dieser Basis noch keine Schlüsse gezogen werden können, empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen (fixe Markprämie, endogene Mengenrationierung, Anforderungen an Netz- und Systemdienlichkeit) nach der Durchführung weiterer Ausschreibungsrunden zeitnah zu evaluieren.

28. Die regionale Steuerung des EE-Ausbaus erfolgte bislang (EEG 2017) vorrangig über das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land. Im EEG 2021 ist zudem vorgesehen, die sogenannte Südquote als steuerndes Element einzuführen, welches das „Netzausbaugebiet“ ersetzen und einen besser mit dem Netzausbau synchronisierten Erneuerbaren-Ausbau erreichen soll. Es bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des Zubaus durch das im EEG 2021 angepasste Referenzertragsmodell und die Südquote lösen lässt. So stehen dem Ausbau im Süden Deutschlands derzeit v. a. genehmigungsrechtliche Hürden und restriktive Abstandsregeln (10 H-Regelung in Bayern) im Weg. Zudem ist eine Weiterentwicklung der regionalen Steuerung wünschenswert, durch die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten bei der Allokationsentscheidung berücksichtigt werden. Dadurch würden Windenergiestandorte unter Umständen dichter an Lastzentren heranrücken. Hierfür ist das Instrument des Referenzertragsmodells nicht zielführend, da es lediglich erzeugungsschwächere Standorte begünstigt, die Netzsituation aber außen vorlässt. Jedoch kann eine Standortauswahl, die die Netzsituation berücksichtigt und in großen Teilen den Zubau verbrauchsnah in Süddeutschland voranbringt, zu substanziellen Effizienzgewinnen führen. Hierfür bedürfte es aber einer regional differenzierten Förderung für EE-Anlagen, z. B. durch ein regional differenziertes, erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen oder ein kombinatorisches Auktionsverfahren, das eine standortbezogene Differenzierung der Zuschlagspreise ermöglicht und so die Standortwahl ohne Einschränkung des Wettbewerbs verbessert. Beides würde etwaige Wettbewerbsprobleme im Rahmen des Ausschreibungssystems vermeiden und gleichzeitig den Zubau von Anlagen effizient steuern. Sollte der Regulierer zukünftig neben dem Netzausbau auch zielgerichtet über regionale Fördermechanismen für den EE-Ausbaus entscheiden, so ist eine koordinierte Betrachtung der Mechanismen zur Förderung erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau anzustreben, insbesondere mittel- und langfristig.

29. Außerhalb des EEG wächst die Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA). Während diese bei der Windenergie vorrangig beim Weiterbetrieb von Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderdauer relevant sind, stellen sie bei Photovoltaik-Großanlagen außerhalb der EEG-Förderung häufig das zentrale Finanzierungsinstrument dar. Mit PPAs entwickelt sich ein Instrument für die Marktintegration von erneuerbaren Energien außerhalb der EEG-Förderung. Dies sollte durch eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen unterstützt werden, so dass ein schrittweiser Übergang zum vollständigen Verzicht auf die EEG-Förderung ermöglicht wird. Von besonderer Bedeutung ist hierbei ein verläßlich hoher CO_2-Preis durch verbindliche, ambitionierte Klimaschutzziele.

30. Entscheidend für das Erreichen der Ausbauziele - unabhängig vom Ambitionsniveau - ist die gesellschaftliche Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere von Windenergieanlagen an Land. Diese ist in Deutschland grundsätzlich hoch. Der überwiegende Teil der Bevölkerung bildet dabei eine schweigende Mehrheit, während nur wenige aktiven Widerstand gegen Erneuerbare-Energien-Projekte leisten. Um Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit dauerhaft zu gewährleisten und die schweigende Mehrheit akzeptanzsteigernd zu aktivieren, müssen Vertrauen und Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren hergestellt werden. Dies bedarf ausreichender Verfahrens- und Verteilungsgerechtigkeit. Anwohner sollten dafür frühzeitig in entsprechende Planungs- und Genehmigungsverfahren einbezogen werden, um ihnen ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungsprozess zu vermitteln (Verfahrensgerechtigkeit). Finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten, wie erstmals im EEG 2021 vorgeschlagen, stellen gleichzeitig sicher, dass Anwohner vom wirtschaftlichen Nutzen der Anlage vor Ort profitieren können (Verteilungsgerechtigkeit).

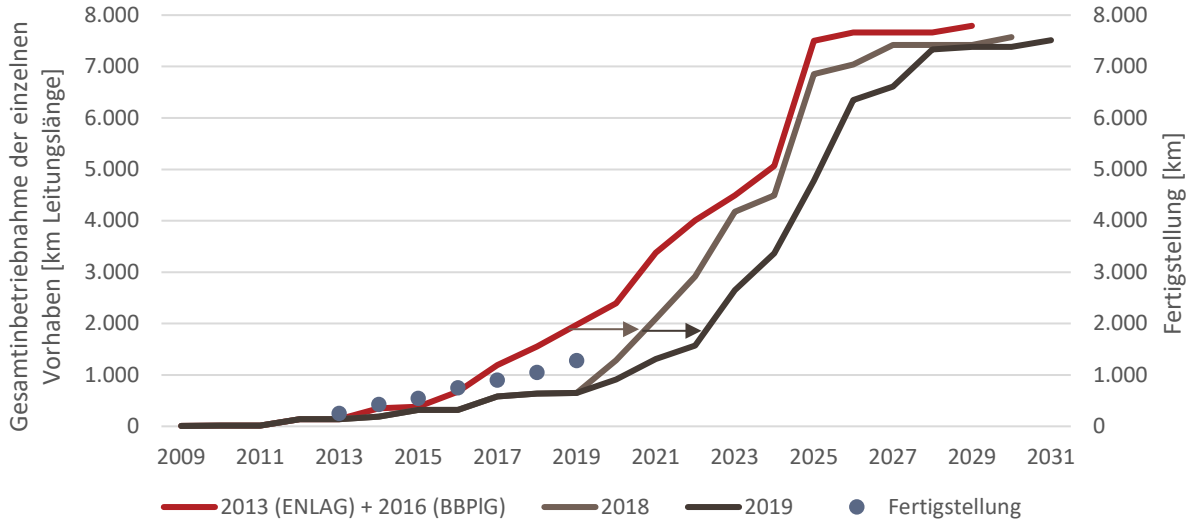
Netzinfrastruktur

31. Für ein funktionierendes Energiesystem spielt die Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastruktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2050 auszurichten.

32. Wie im Monitoring-Bericht dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Allerdings stellen die absehbaren Entwicklungen der kommenden Jahre den Ausbau und sicheren Betrieb der Netze vor große Herausforderungen, wie u. a. der Atomausstieg bis 2022, der Kohleausstieg bis spätestens 2038, der weiter voranschreitende EE-Ausbau (insb. Wind Offshore), die gesetzlich vorgeschriebene Erhöhung der EU-Handelskapazitäten und die Zunahme transeuropäischer Transitflüsse. Vor diesem Hintergrund ist ein kontinuierliches Monitoring der Auswirkungen auf Mengen und Kosten des Engpassmanagements von großer Bedeutung, da diese als Indikator für die Netzüberlastung gelten und über das Netzentgelt von den Endkunden bezahlt werden. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement aber auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau. Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, wie z. B. einen Indikator, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.

33. Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Die Auswertung des Netzausbaumonitorings zeigt allerdings, dass sich die geplante Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auch 2019 weiter verzögert hat (vgl. Abbildung Z-5). Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass das BMWi ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben eingeführt hat, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen wird empfohlen.

Abbildung Z-5: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG und BBPlG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2013 (2016) fand das erste Netzausbaumonitoring für die Vorhaben nach ENLAG (BBPlG) statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2017, 2019, 2020)

34. Um die Netzausbaukosten zu senken und die Akzeptanz zu steigern, setzt die Bundesregierung vermehrt auf die Potentiale zur Optimierung des Bestandsnetzes, wie es aktuell z. B. schon bei den Ad-Hoc-Maßnahmen (u. a. Phasenschiebertransformatoren (PSTs), Netz-Booster oder das Freileitungsmonitoring) im Netzentwicklungsplan (NEP) vorgesehen ist. Für eine effiziente Nutzung solcher Netzoptimierungsmaßnahmen ist eine Überarbeitung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) notwendig, um für die Netzbetreiber eine Anrechenbarkeit der Maßnahmen zur Refinanzierung durch die Netzentgelte zu ermöglichen und somit Anreize zu schaffen, dass solche Optionen auch zum Einsatz kommen.

35. Ende 2019 wurde der NEP 2019-2030 für das Zieljahr 2030 von der BNetzA bestätigt, der erstmals die Realisierung des 65 %-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 voraussetzt und dafür den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert, der in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden soll. Anfang 2020 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den NEP 2021-2035 und dessen Genehmigung durch die BNetzA der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung. Dieser fokussiert auf das Zieljahr 2035 und unterstellt eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende, die u. a. auch den Green Deal und die deutsche Wasserstoffstrategie berücksichtigt. Die Expertenkommission empfiehlt, die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen auch kurz- bis mittelfristig noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen. Dabei wäre ein Szenario mit schnellerem marktgetriebenem Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen.

36. Neben der Umstellung auf Redispatch 2.0 (d. h. die Einbindung von EE- und KWK-Anlagen ab einer Leistung von 100 kW in den Redispatch-Prozess) zum 1. Oktober 2021 steht mit der gesetzlich vorgeschriebenen Erhöhung der für den Stromhandel verfügbaren grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten auf 70 % bis 2025 aktuell ein wichtiger Prozess an, welcher im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend berücksichtigt wurde. Insbesondere die Umsetzung der Maßnahmen aus dem „Aktionsplan Gebotszone“ zur Erreichung

des verbindlichen Zielpfades zur Steigerung der internationalen Handelskapazitäten kann in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und erfordert eine große Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure. Bei Nichterreichung droht gemäß der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU 2019/943) eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt. Dennoch sind auch für den aktuellen Strommarkt 2.0 mit einer Gebotszone und einem zentral von den ÜNB organisierten Redispatch 2.0 zunehmende Ineffizienzen (z. B. fehlende regionale Anreize) und Kosten zu erwarten, die durch Netzausbau allein nur teilweise zu beheben sind. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen sollte alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden. Hierzu sind schon viele Ansätze in Erprobung, z. B. im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG), die zeigen, dass Potenzial für regionale Flexibilität vorhanden ist. Die Expertenkommission empfiehlt zu prüfen, wie dieses Potenzial genutzt werden kann und durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in regionale Flexibilität dauerhaft gewährleistet werden kann.

37. Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen und damit die Netze zu entlasten sowie die Kosten der Netzsystemdienstleistungen zu reduzieren. Neben den Stromnetzen müssen allerdings auch die Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No-regret“ Maßnahme, vgl. Kapitel 3), wobei aus Effizienzgründen zunächst – wo möglich – eine Umrüstung bestehender Infrastrukturen (insb. Gasnetze) anzustreben ist.

Versorgungssicherheit

38. Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ müssen Netze und Erzeugungskapazitäten sowie deren Zusammenspiel betrachtet werden. Deshalb sind die aktuelle und zukünftig zu erwartende Versorgungssicherheit sowie die Reservemechanismen und Regelleistungsmärkte als wichtige Instrumente zu deren Sicherstellung zu bewerten. Wie im Monitoring-Bericht dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Der aktuelle Monitoring-Bericht bewertet die Versorgungssicherheit auf Basis des $SAIDI_{EnWG}$-Strom („System Average Interruption Duration Index“), der die Vergangenheit betrachtet und ungeplante Unterbrechungen von mehr als drei Minuten berücksichtigt. Allerdings können auch Versorgungsausfälle unter drei Minuten zu volkwirtschaftlichen Schäden führen. Die Expertenkommission regt, wie schon in den vergangenen Jahren, an, auch andere Indikatoren heranzuziehen, wie z. B. den Indikator der „Loss of Load Expectation“ (LOLE). Mit der Abkehr von konventionellen Energieträgern können (synthetisches) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit spielen und sollten in eine vorausschauende Betrachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung Eingang finden.

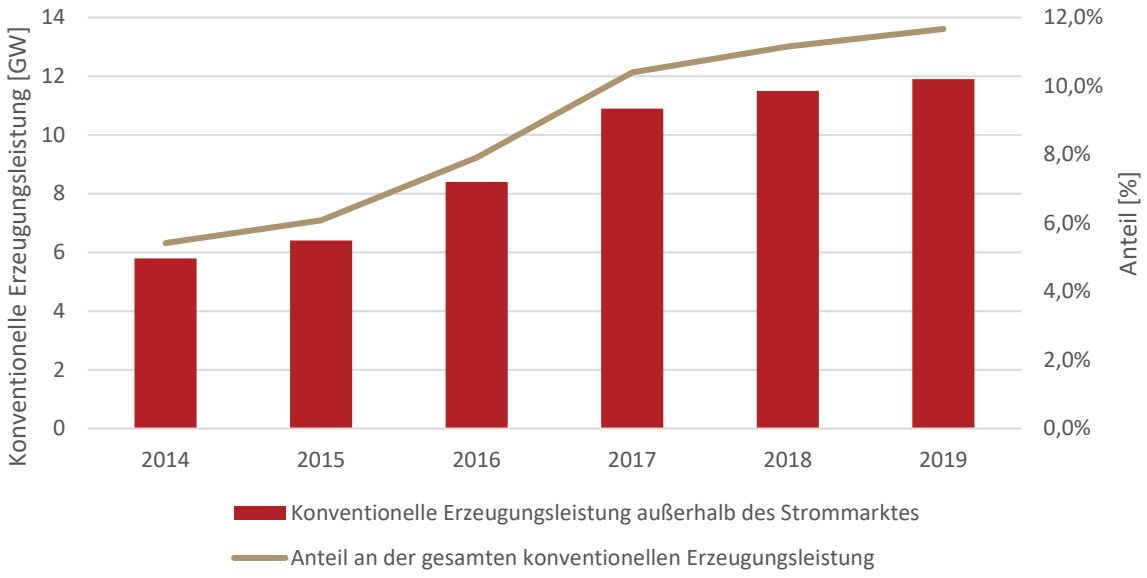
39. Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, die den Zeitraum bis 2030 in den Blick nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. Versorgungssicherheit betrachtet. Diese Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch zukünftig, basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende, zu jeder Zeit gegeben ist. Allerdings wurde noch nicht die Verschärfung der Klimaziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen

dürften. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung, vor diesem Hintergrund zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

40. Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in allen analysierten Szenarien der oben genannten Studie leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Strom-Binnenmarkts. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig, als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Gerade Extremwettersituationen, die auch heute schon durch den Klimawandel zunehmen, können zu einer hohen Gleichzeitigkeit ungewünschter Effekte innerhalb größerer Regionen in Europa führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den engen Austausch der Bundesregierung mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Forums. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht hier allerdings nicht näher auf die aktuellen Entwicklungen ein. In ihrem letzten Bericht hat die Expertenkommission die Ergebnisse des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) 2018 zur Beurteilung der Versorgungssicherheit herangezogen. Inzwischen wurden der MAF 2019 und der MAF 2020 sowie das 3. „Generation Adequacy Assessment“ des Pentalateralen Energieforums veröffentlicht. Alle drei Studien betrachten das Zieljahr 2025 und weisen in ihrem jeweiligen Grundszenario sehr niedrige LOLE-Werte für Deutschland und seine Nachbarstaaten aus, zeigen aber auch, dass Änderungen der Kapazitäten in einzelnen Ländern aufgrund nationaler Maßnahmen deutliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Nachbarstaaten haben können. Gemäß des im „Clean Energy Package“ ab 2021 vorgesehenen „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) müssen die Datengrundlage, die Methodik und die Auswahl von zusätzlichen Szenarien zur Sensitivitätsanalyse allerdings noch weiterentwickelt werden, um eine vollumfängliche Beurteilung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene gewährleisten zu können. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte, die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

41. Der Monitoring-Bericht legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarktes 2.0 sichern sollen. Diese werden über das Netzentgelt finanziert und belasten den Endverbraucher zusätzlich. Im Oktober 2020 kam nun die Kapazitätsreserve dazu, die eingesetzt wird, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Dadurch steigt der Anteil der Kraftwerkskapazitäten im Verantwortungsbereich der ÜNB weiter, was im Grunde dem Prinzip eines „Energy Only“-Marktes und dem Unbundling-Gedanken widerspricht. Auch 2019 ist der Anteil der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten weiter gestiegen (vgl. Abbildung Z-6). Die Bundesregierung sollte sicherstellen, dass auch am Markt für privatwirtschaftliche Akteure genügend Anreize bestehen, bei knappen Kapazitäten am richtigen Ort zu investieren. Dafür kann es notwendig sein, über regional differenzierte Anreize nachzudenken. Außerdem ist eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt, ohne eine restriktive obere Preisschranke, für Investitionsanreize bedeutsam.

Abbildung Z-6: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020)

42. Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelleistungsmärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Beschaffungsdesign wichtig, welches seit 2018 mehrfach umgestellt wurde. Die Expertenkommission empfiehlt, diese Entwicklungen zukünftig im Monitoring-Bericht zu diskutieren und zu bewerten. Gerade wenn das Beschaffungsdesign zu niedrigen Arbeitspreisen führt, kann das zu verzerrten Anreizen für die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen führen, was im Juni 2019 zu beobachten war. Die Implementierung einer Verpflichtung zur Bilanzkreistreue, z. B. durch Sanktionierung bei Fehlverhalten, ist von entscheidender Bedeutung, da dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen führt und damit langfristig Versorgungssicherheit schafft. Im November 2020 wurde in Deutschland der Regelarbeitsmarkt eingeführt, sodass nun eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt) erfolgt. Vor diesem Hintergrund erachtet die Expertenkommission ein enges Monitoring der weiteren Entwicklungen für notwendig, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können. Das Marktdesign für die Beschaffung und den Einsatz der Regelleistung sollte so ausgestaltet sein, dass Bilanzkreisverantwortliche einen Anreiz haben, ihren Bilanzkreis vor dem Erfüllungszeitpunkt so gut wie möglich auszugleichen, z. B. über den Intraday-Markt oder durch Verbesserung ihrer Prognose-Tools.

Energieeffizienz

43. Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz offengelegt und die Expertenkommission hat in ihren Kommentierungen ebenso regelmäßig diesen Missstand beklagt und mehr Anreize gefordert, um die Entwicklung in die gewünschte Richtung zu lenken. Die im Energiekonzept der Bundesregierung angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird weiterhin deutlich verfehlt, wie Abbildung Z-7 verdeutlicht. Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2019 lediglich um rund 1,3 % (bereinigt 1,2 %) zu. Um die Lücke zur Zielerreichung im

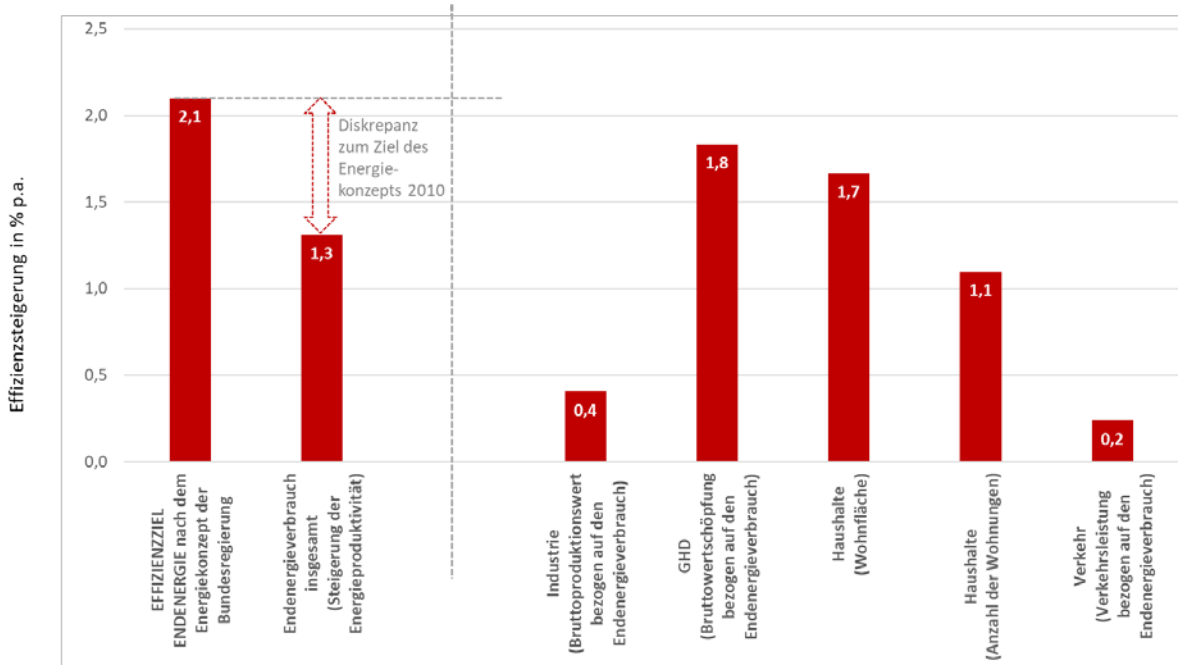
Jahr 2020 zu schließen, wäre vom Jahr 2019 zum Jahr 2020 eine Steigerung um rund 6 % erforderlich gewesen. Dies erscheint selbst vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie kaum möglich.

44. Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten und beschlossenen Maßnahmen nach dem NECP kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen, während er in der Industrie praktisch stagniert und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie v. a. im Verkehr eher steigende Tendenzen aufweist (vgl. auch Kapitel 9).

45. In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) zwar um 6,6 % zurückgegangen, im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge jedoch wieder 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie oder Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

46. Abbildung Z-7 verdeutlicht die Entwicklung der Energieeffizienz in den einzelnen Endenergieverbrauchssektoren, ausgedrückt als jährliche Steigerung gegenüber dem Zielbasisjahr 2008. Hier wird die erhebliche Abweichung insbesondere von dem im Energiekonzept der Bundesregierung 2010 formulierten Ziel der Endenergieproduktivitätssteigerung von jährlich 2,1 % deutlich. Auch in den Einzelsektoren werden die Zielsetzungen entweder nicht erreicht oder sie tragen in zu geringem Maße zur Erreichung des Gesamtziels bei.

Abbildung Z-7: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

Verkehr

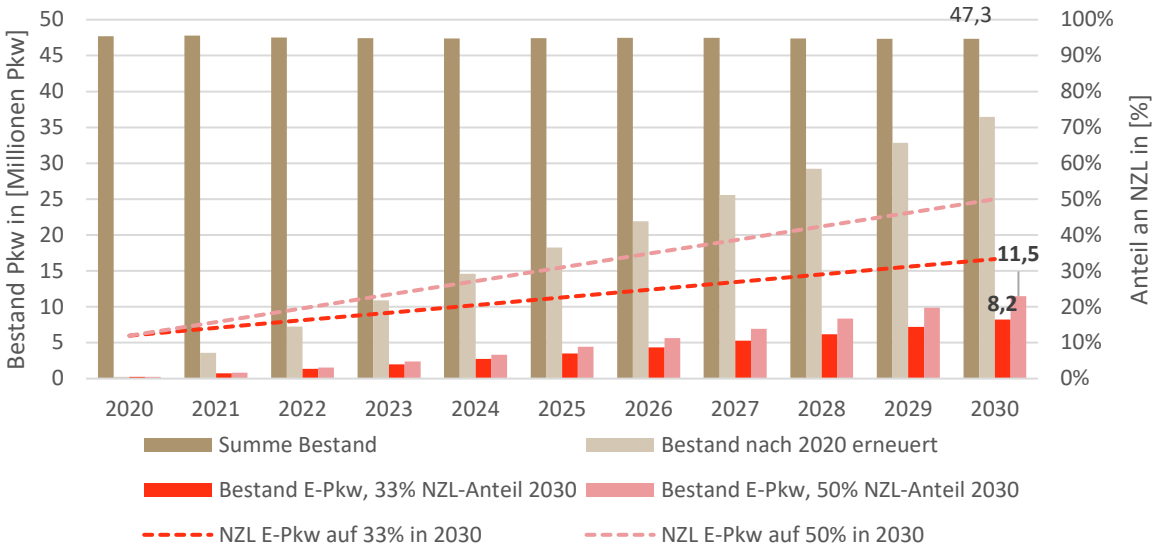
47. Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Verkehr sind über die letzten Jahre praktisch unverändert geblieben. Im Jahr 2019 lagen die Emissionen bei 163 Mio. t CO_2. Grund dafür sind die gestiegene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie der anhaltende Trend zu immer größeren und schwereren Fahrzeugen im motorisierten Individualverkehr. Diese Effekte führen zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, der durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz von Biokraftstoffen nicht abgefangen wird. Vielmehr sind die Erfolge sowohl bei der Steigerung der spezifischen Effizienz der Fahrzeuge als auch bei der Verlagerung von der Straße auf die Schiene und damit vom fossilen Kraftstoff hin zum Strom überkompensiert worden.

48. Die Veränderungen im Verkehrsbereich erfolgen nur langsam. Ursachen dafür sind lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib vorhandener Technologien im Markt, lange Entwicklungs- und Vorlaufzeiten für den Aufbau von langlebigen Infrastrukturen und die Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Mittel- und langfristige Trends spielen deshalb für die Abschätzung des Beitrags des Verkehrs zum Klimaziel der Bundesregierung eine wichtige Rolle. Umso bedeutsamer ist frühzeitiges und zügiges Handeln für den Klimaschutz, verbunden mit Entscheidungen, an denen sich Bürgerinnen und Bürger ebenso wie Unternehmen im Hinblick auf Technologien, Preise und Steuerungsmaßnahmen beizeiten orientieren können.

49. Treiber des kontinuierlichen Wachstums der Nachfrage nach Mobilität und Transportleistungen sind demografische und sozio-ökonomische Entwicklungen – Bevölkerungszunahme, veränderte Altersstrukturen, wachsende Zahlen bei den Erwerbstätigen, steigende Haushaltseinkommen –, aber auch Verhaltensänderungen. Im Personenverkehr wächst die Nachfrage moderat, aber kontinuierlich. Dabei bleibt der Pkw wichtigstes Verkehrsmittel im Mobilitätsalltag, auch wenn die Anzahl der Wege mit dem Fahrrad und dem ÖPNV zugenommen hat. Besondere Bedeutung haben das Wachstum der Metropolregionen und die damit verbundenen Pendelverkehre hinsichtlich der Zunahme an Pkw-Fahrleistung. Der Anteil der Haushalte mit Pkw liegt relativ stabil bei knapp 80 %, jedoch wächst die Zahl der Pkw in diesen Haushalten. Die Erwartung, dass der Pkw-Besitz durch Konzepte wie Carsharing und andere neue Mobilitätsdienstleistungen überflüssig wird, trifft nur auf Teilgruppen der Gesellschaft v. a. im urbanen Raum zu.

50. Neuzulassungen von Pkw mit Elektroantrieb in Höhe von 7-10 Mio.Fahrzeugen bis zum Jahr 2030 stellen ein ambitioniertes Ziel dar. Die Expertenkommission sieht die gesetzten Maßnahmen der Bundesregierung im Rahmen des Klimaschutzprogrammes 2030 als zweckdienlich an, um die Initialisierung des E-Fahrzeug-Marktes voranzubringen. In dieser Phase müssen Fahrzeuge mit elektrischem Antrieb in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen allerdings Akzeptanz bei den Kunden finden und sich am Markt durchsetzen, um das gesetzte Ziel tatsächlich zu erreichen. Die Maßnahmen könnten in ihrer Wirkmächtigkeit durch eine Verteuerung von fossilem Kraftstoff unterstützt werden. Die derzeit festgelegten Zertifikatspreise im Brennstoffemissionshandelsgesetz liefern hierzu aber keinen ausreichenden Anreiz. Abbildung Z-8 zeigt mögliche Diffusionsszenarien, in denen unterschiedliche Neuzulassungsanteile in ihrer Auswirkung auf den Bestand abgebildet werden.

Abbildung Z-8: Mögliche Entwicklungen bei der Diffusion von E-Pkw



Hinweis: Diffusion von E-Pkw basierend auf angenommenen Neuzulassungsanteilen von BEV und PHEV, die in 2030 33 % bzw. 50 % der gesamten Neuzulassungen (NZL) erreichen.
Quelle: Datenbasis KBA (2020), eigene Berechnung der Flottenentwicklung

51. Die erwartete Entwicklung der Fahrzeugflotten wird für die Erreichung der Klimaziele im Verkehr nicht ausreichend sein; im Personenverkehr ist daher darüber hinaus eine Verlagerung vom motorisierten Individualverkehr (MIV) auf den öffentlichen Verkehr notwendig. Die Erhöhung der Mittel des Bundes im Rahmen der Regionalisierungsmittel und des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GVFG) lassen eine deutliche angebotsseitige Stärkung des Umweltverbundes erwarten, auch wenn angesichts langer Planungs- und Umsetzungszeiträume fraglich ist, in welchem Umfang die THG-Minderungseffekte bis zum Jahr 2030 schon ausgeschöpft werden können. Im Nahverkehr kann dies unter sehr optimistischen Annahmen zu einem Wachstum im ÖPNV von 33 % bei einem Minus des MIV von 12 % gegenüber der Referenzentwicklung 2030 führen. Eine darüberhinausgehende Verlagerung ist mittelfristig nicht umsetzbar, da das Wachstum v. a. zu den Hauptverkehrszeiten erfolgen müsste, die bereits jetzt in vielen Städten und Regionen einer Überlast unterliegen bzw. vor der Corona-Pandemie davon geprägt waren. Im Personenfernverkehr hält die Expertenkommission eine stärkere Verlagerung auf die Schiene in der Größenordnung von etwa 20 % gegenüber der Referenzentwicklung 2030 (+40 % gegenüber 2015) für möglich. Dies würde mit einer Abnahme der Pkw-Fahrleistung von 5-10 % einhergehen. Notwendig ist in jedem Fall eine Kombination aus „Push&Pull“-Maßnahmen, die auf kommunaler und Länderebene initiiert und umgesetzt werden, aber oft eines gesetzlichen Rahmens auf Bundesebene bedürfen. Vor diesem Hintergrund sind aus Sicht der Expertenkommission ergänzende Entwicklungen zu begrüßen wie bspw. die Tatsache, dass das Verkehrsministerium nunmehr die grundsätzliche Möglichkeit erhalten hat, Infrastrukturprojekte der Länder und Kommunen vor Ort zu fördern.

52. Im Güterverkehr auf der Straße wird – nicht zuletzt angesichts des weiteren Wachstums – der größere Anteil der THG-Minderung aus dem Antriebswechsel resultieren. Für die Lkw im Fernverkehr hält die Expertenkommission die getroffenen Maßnahmen und Ziele von 30 % elektrischer Fahrleistung aus dem NECP für sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits operieren die Akteure der Güterfernverkehre in einem kompetitiven Marktumfeld und müssen sich kostenseitig an einer Leistungserbringung mittels Diesel-betriebener Lkw messen. Vor

diesem Hintergrund bietet das „Gesamtkonzept Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ im Dreiklang von alternativen Antrieben, Lade- und Tankinfrastruktur sowie CO_2-gespreizte Maut einen Lösungsansatz, der allerdings einer konsequenten und zeitnahen Umsetzung bedarf – langfristig sollte angestrebt werden, den Verkehr in den Emissionshandel zu integrieren. Wie sich die alternativen Antriebe am Markt durchsetzen können, wird ganz entscheidend vom Auf- und Ausbau der Infrastrukturen in einem gesamteuropäischen Kontext abhängen. Eine grundsätzliche Wirkung auf die Akzeptanz alternativer Antriebe durch Logistikdienstleister ist von den jüngsten Entscheidungen auf EU-Ebene zur Flexibilisierung der Lkw-Maut zu erwarten, die den Mitgliedsstaaten eine Spreizung der Gebühren entsprechend dem CO_2-Ausstoß eines Lkw erlaubt.

53. Den notwendigen Aufbau von Infrastrukturen für die alternativen Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas regelt auf europäischer Ebene die Richtlinie AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014. Neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur in der Fläche ist der Ausbau von Schnellademöglichkeiten v. a. an Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das Elektrofahrzeug auch für längere Strecken sowohl in Deutschland als auch in Europa tauglich zu machen. An den Standorten von öffentlichen Ladepunkten muss die künftige Skalierbarkeit des Netzanschlusses gewährleistet sein. Der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist ebenfalls europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Zur mittel- und langfristigen Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr ist eine länderübergreifende Wasserstofftankinfrastruktur entlang der europäischen Hauptverkehrsadern unverzichtbar, die effizient verschiedene Tanksysteme für unterschiedliche Nachfrager bzw. Fahrzeuge kombiniert.

54. Selbst unter sehr optimistischen Annahmen wird eine Lücke beim Klimaschutzziel der Bundesregierung für 2030 offenbleiben, wenn allein technologische Maßnahmen zum Einsatz kommen. Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung sind gebunden an Verhaltensänderungen und betreffen damit Gewohnheiten und Routinen der Menschen, aber auch gängige Prozesse im gewerblichen Kontext. Aus diesem Grund ist die Einführung von entsprechenden Steuerungsmaßnahmen in der Regel mit Widerständen verbunden, die durch eine partizipative Herangehensweise aufgefangen werden können. Nachfrageseitige Optionen sollten in den Monitoring-Berichten systematisch adressiert werden und insbesondere im Fortschrittsbericht entsprechende Maßnahmenvorschläge entwickelt werden. Ein großer Teil der Maßnahmen, die Verhaltensänderungen adressieren, werden auf kommunaler Ebene initiiert und umgesetzt, so beispielsweise die Bewirtschaftung von Parkraum oder der Ausbau von Fahrradinfrastrukturen. Die Expertenkommission unterstützt die wachsenden Bemühungen zu mehr Flexibilität im Zusammenspiel von Bund, Ländern und Kommunen bei der Umsetzung von Maßnahmen. Längst überfällig ist allerdings die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage auf Bundesebene, die Kommunen die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren ermöglicht.

55. Die Verlagerung von Straßengüterverkehr auf die Schiene stellt ebenfalls eine Form der Elektrifizierung des Güterverkehrs dar. Die Weichen zur Erreichung des ambitionierten Ziels einer Steigerung im Schienengüterverkehr um 50 % bis 2030 (bezogen auf 2015) stellt der Masterplan Schienenverkehr. Dabei könnten verschiedene technische Maßnahmen das Verlagerungspotenzial weiter erhöhen, aber auch hier gilt, dass Wirkungen erst mittel- bis langfristig zu erwarten sind. Mittelfristig umsetzbares Verlagerungspotenzial entstünde mit dem Ausbau des kombinierten Verkehrs (KV), v. a. KV Straße und Schiene. Die Expertenkommission empfiehlt, hierfür zeitnah zusätzliche Prototypen in Feldtests zu entwickeln und zu testen. In einer längeren Perspektive und bei zusätzlichen Investitionen und begleitenden Maßnahmen könnte insgesamt sogar eine zusätzliche Verlagerung von 30 % der Straßengüterverkehre gegenüber dem Klimaschutzszenario 2030 möglich werden, was einen Anstieg der Transportleistung im Schienengüterverkehr um 80 % gegenüber 2015 bedeuten würde. Doch selbst diese Steigerung würde ein weiteres Ansteigen der Lkw-Güterverkehre nicht beenden; zur

vollständigen Kompensation des erwarteten Wachstums durch den Schienengüterverkehr wäre dessen Verdreifachung notwendig.

56. Alternative Antriebe im ÖPNV sind derzeit bei Bussen und im regionalen Schienenverkehr zu finden. Die Projekte zur Einführung von batterie-elektrischen und hybrid-elektrischen Bussen tragen insbesondere zur Verbesserung der lokalen Luftqualität bei. Bei der Förderung im Rahmen des Sofortprogramms Saubere Luft ist die Begrenzung auf die Teilförderung von Zusatzkosten der Busse kritisch zu sehen. Diese Begrenzung verhindert den Umstieg auf attraktive und saubere Fahrzeuge in Kommunen mit angespannter Haushaltslage. Hier sollten Möglichkeiten geschaffen werden, um den sauberen Bus im ÖPNV für alle Städte und Kreise zugänglich zu machen.

57. Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf das Verkehrsaufkommen und die Verkehrsleistung lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen, zumal sich neue Verhaltensweisen und Routinen umso mehr verfestigen, je länger die Krisensituation anhält. Ein signifikanter Rückgang der Mobilität insgesamt war lediglich in Zeiten eines harten Lockdowns zu verzeichnen (RKI, 2020). Wesentliche mobilitätsrelevante Effekte, die im Verlauf der Pandemie zu erkennen waren, sind

- die vermehrte Nutzung von Individualverkehrsmitteln, insbesondere Pkw,
- die vermehrte Nutzung von Online-Shopping und damit Zunahme der Lieferverkehre,
- die Zunahme von Homeoffice ohne sichtbare Reduzierung des individuellen Verkehrsaufwandes.

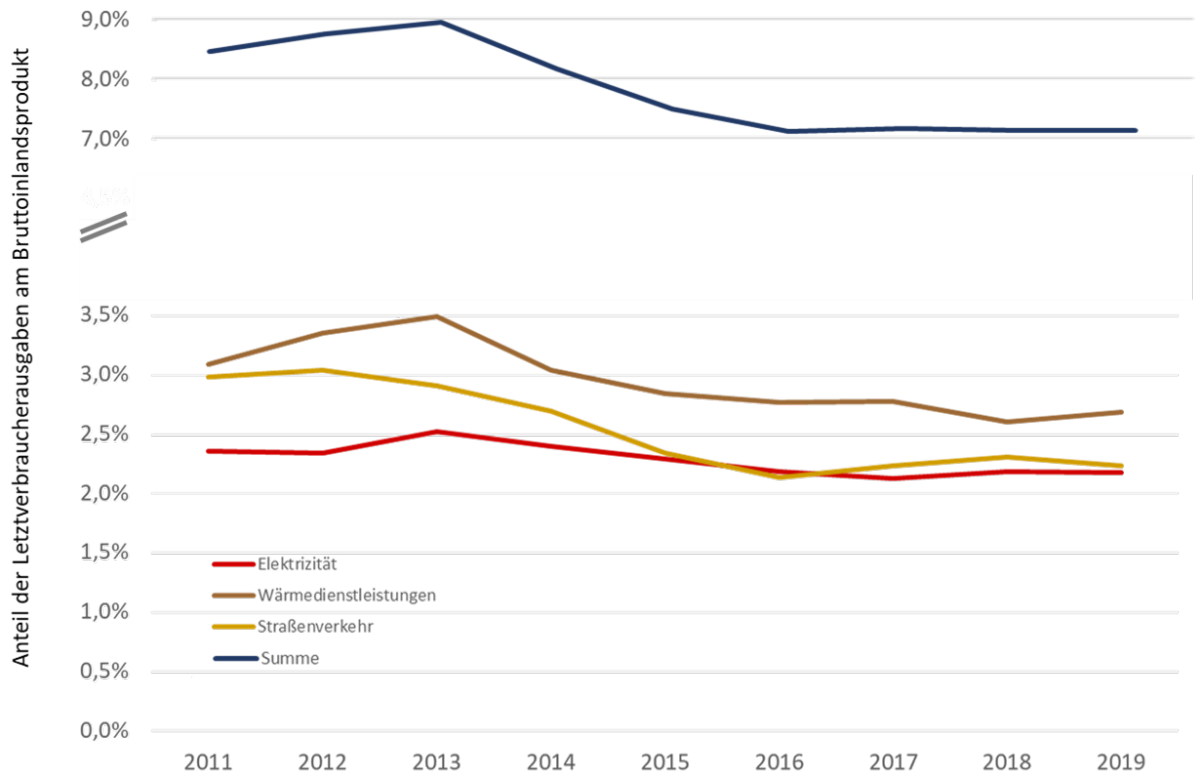
Dessen ungeachtet bleiben die im NECP genannten Maßnahmen relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht grundsätzlich infrage gestellt.

Energiepreise und Energiekosten

58. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „Bezahlbarkeit“ und „Wettbewerbsfähigkeit“ als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses gebraucht und finden sich auch im Energiekonzept 2010. Die Expertenkommission hat sich bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2015 für die Wahl einer anderen Begrifflichkeit, der „Preiswürdigkeit“, ausgesprochen. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „Preiswürdigkeit“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität.

59. Da die Energiekostenbelastung besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen ist als auf Basis sektoraler Energiepreise, hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt. Sie nutzt diese auch, um die im Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellten Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich bei rund 244 Mrd. Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. In den vergangenen Jahren lagen die auf das nominale Bruttoinlandsprodukt bezogenen Letztverbraucherausgaben für Energie für die einzelnen Teilbereiche Elektrizität, Wärmedienstleistungen sowie im Straßenverkehr jeweils in der Größenordnung zwischen 2 % und 3,5 % (vgl. Abbildung Z-9). Dabei lagen die Ausgaben im Wärmebereich stets über den Ausgaben im Elektrizitäts- und Verkehrsbereich. Die prozentuale Kostenbelastung ist seit 2016 relativ stabil.

Abbildung Z-9: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen, BIP: Destatis (2020c)

60. Ausgangspunkt für die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 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. Die zu berücksichtigenden Komponenten im Detail sind im Kapitel 10 dargestellt. Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf 74,9 Mrd. Euro gestiegen. Während die staatlich induzierten Elemente, die zu zwei Dritteln auf die EEG-Umlage entfallen, gesunken sind, waren insgesamt höhere Netzentgelte und Erzeugungskosten zu verzeichnen. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt ist die relative Kostenbelastung nahezu unverändert zum Vorjahr und liegt mit knapp 2,2 % auf dem Niveau der Jahre 2016 bis 2018.

61. Im Wärmesektor sind die Letztverbraucherausgaben im Jahr 2019 um rund 6 % auf insgesamt rund 92 Mrd. Euro gestiegen (ohne Strom). Rund drei Mrd. Euro sind den höheren Ausgaben für Effizienzmaßnahmen (energetische Gebäudesanierungen, innovative Heizungen) zuzurechnen, rund zwei Mrd. Euro entfallen auf höhere Ausgaben für Energieträger, die nunmehr rund 50 Mrd. Euro betrugen. Der Anstieg der Ausgaben für Energieträger ist dem höheren Verbrauch und insbesondere den gestiegenen Preisen zuzurechnen. Die relative Kostenbelastung bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich auf rund 2,7 %. Die Expertenkommission weist jedoch darauf hin, dass die Ergebnisse Unschärfen aufweisen, da die Datenlage zu den energetischen Sanierungen weiterhin verbesserungswürdig ist (vgl. dazu die Empfehlungen in der Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht; EWK, 2019).

62. Im Straßenverkehrsbereich sind die Gesamtausgaben im Jahr 2019 um ein halbes Prozent auf rund 77 Mrd. Euro leicht gesunken. Die geringeren Energieträgerpreise haben das rund einprozentige Verbrauchswachstum überkompensiert. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich die Kostenbelastung auf rund 2,2 %.

63. Da sich die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln bzw. sogar eher sinken (vgl. Abbildung Z-9), kann die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum in Zweifel stehen. Ein Ausblick für die Zukunft ist allerdings nur mit hohen Unsicherheiten möglich. Denn einerseits werden im Zuge der Regelungen des Nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes die Energieträger im Wärme- und Kraftstoffbereich ab 2021 verteuert. Dem gegenüber stehen aber beispielsweise Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt auf das EEG-Konto in den Jahren 2021 und 2022. Es gilt die Entwicklung zu beobachten, um nicht-intendierte Nebenwirkungen zeitnah zu erkennen und gegensteuern zu können.

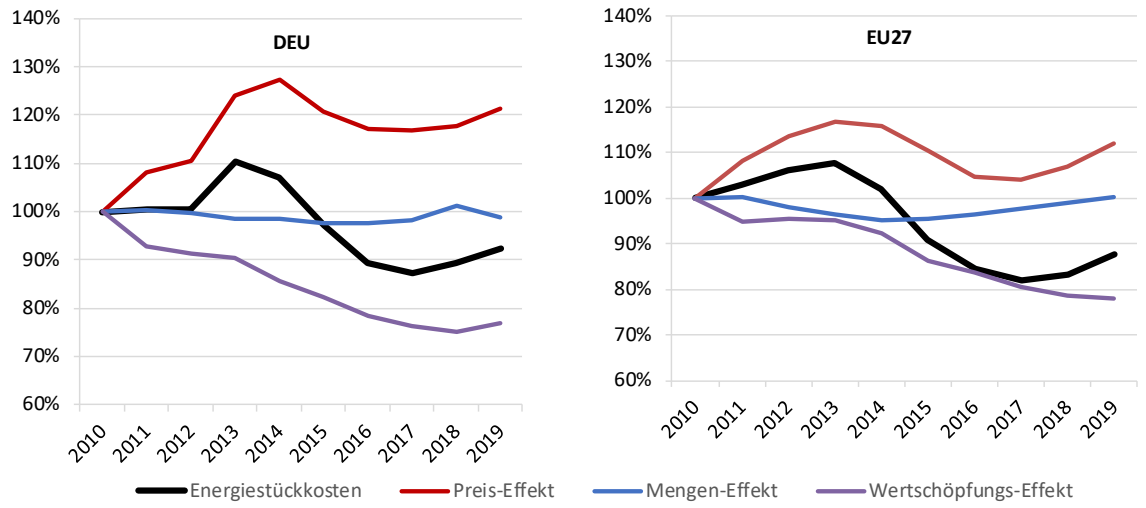
64. In der Industrie kann die Situation von der aggregierten Betrachtung der Letztverbraucher abweichen, was Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit haben könnte. Deshalb werden die Energiestückkosten der Industrie gesondert untersucht. Dabei handelt es sich um den Anteil der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Gegenüber einer reinen Preisbetrachtung bieten die Energiestückkosten den Vorteil, weitere Einflussfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, insbesondere die Energieintensität. Auf dieser Basis können auch bedeutsame internationale Vergleiche angestellt werden. Die Energiestückkosten in Deutschland (7,6 % im Jahr 2019) liegen unter dem Niveau in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. An zweiter Stelle folgt das Erdgas mit 1,0 % in Deutschland und 1,3 % in der EU27. Den dritten Rang nehmen die Mineralölprodukte ein mit 0,6 % in Deutschland und 0,8 % in der EU27. Die Expertenkommission entwickelt das Konzept der Energiestückkosten weiter und illustriert, wie die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden können.

65. Abbildung Z-10 zeigt für die Periode 2010-2019 den prozentualen Rückgang der Energiestückkosten über alle Energieträger für Deutschland (von 8,2 % im Jahr 2010 auf 7,6 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 7,6 %) und Europa (von 9,3 % im Jahr 2010 auf 8,1 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 12,4 %). Den größten absenkenden Effekt auf die Energiestückkosten über die Zeit hatte die Ausweitung der Produktion gemessen an der Wertschöpfung. Durch den Anstieg der Wertschöpfung wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um ca. 23 % und in Europa um 22 % gesunken (d. h. auch, die deutsche Industrie wuchs etwas kräftiger als der europäische Durchschnitt). Die für die Produktion aufgebrachte Energiemenge blieb über den Zeitraum sowohl in Deutschland als auch in der EU27 relativ konstant (da gleichzeitig die Produktion ausgeweitet wurde, ergibt sich daher ein Anstieg bei der Energieeffizienz). Der größte Unterschied zwischen Deutschland und Europa liegt in der Entwicklung bei den Energiepreisen. Durch den Anstieg bei den Energiepreisen wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen.

66. Auffällig ist der treibende Effekt bei den Strompreisen, der in Deutschland deutlich höher ausfällt als in Europa: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission, das Energiepreissystem zu reformieren. Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung zum Anlass, eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, ohne jedoch auf die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells zurückgreifen zu können. Obwohl genaue Prognosen nicht möglich sind, können auf diese Weise zumindest grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden. Die EEG-Umlage könnte bei den angenommenen Ausbauraten nach EEG 2014

und Vergütungssätzen nach EEG 2017 bis 2030 sinken. Es sind v. a. die Netzentgelte, deren Anstieg im Blick behalten werden muss. Aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur (vgl. Kapitel 6) dürfte ein Anstieg der Netzentgelte zu erwarten sein, sowohl für die Haushalte als auch für die Industrie.

Abbildung Z-10: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019)



Hinweise: Die obigen Grafiken zeigen eine Abschätzung der Entwicklung des Energiestückkosten-Indikators in der deutschen und europäischen Industrie für den Zeitraum 2010-2019, indexiert auf das Basisjahr 2010 für einen besseren internationalen Vergleich (für DEU: 8,2 % in 2010=100 %; für EU27: 9,3 % in 2010=100 %). Die Dekomposition zerlegt den Indikator in seine Komponenten bzw. „Treiber“ (Energie-Preise und Energie-Mengen im Zähler sowie Wertschöpfung im Nenner; ebenfalls indexiert auf das Basisjahr 2010). Die Dekomposition ist „multiplikativ“, da die Werte der „Treiber“ als Produkt exakt den Wert des indexierten Energiestückkosten-Indikators ergeben. Der Effekt eines einzelnen „Treibers“ (z. B. Preis-Effekt) zeigt an, wie sich die Energiestückkosten verändert hätten, würden die anderen Kompenenten (z. B. Mengen und Wertschöpfung) konstant gehalten werden.
Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020“ rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

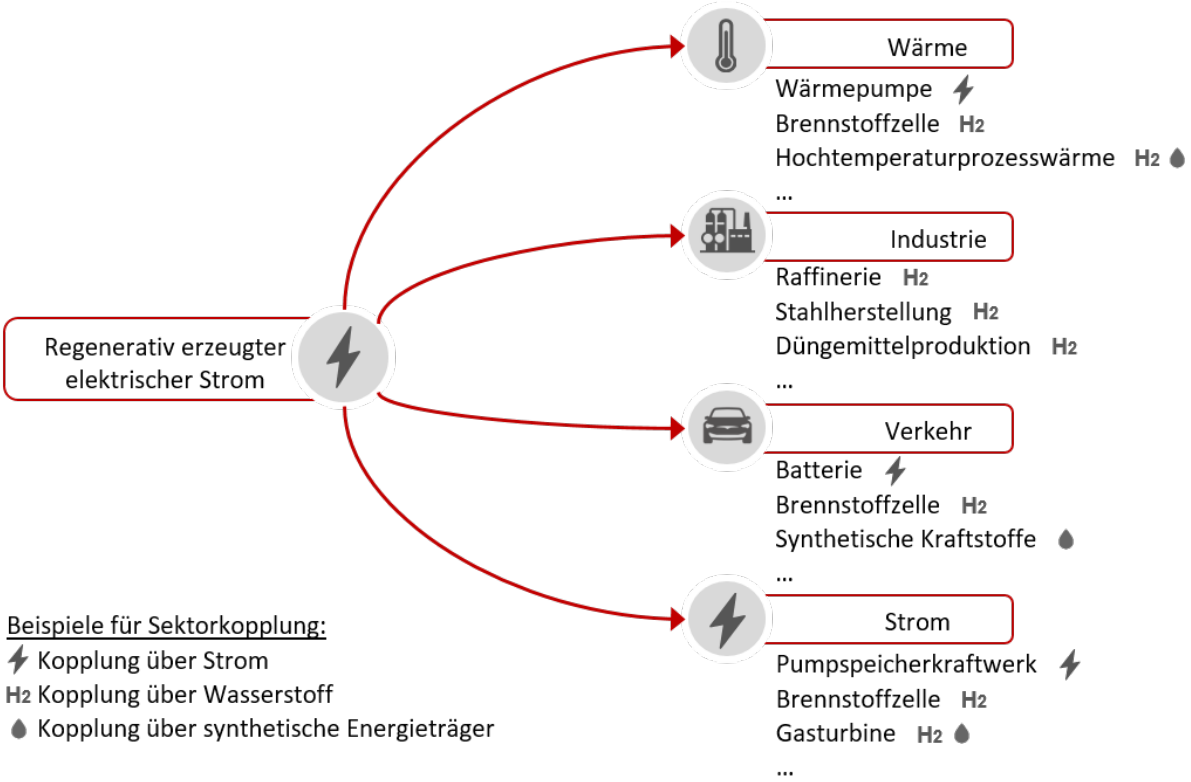
Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

67. Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 spielen. Neben der EU, Deutschland und einigen deutschen Bundesländern haben im Jahr 2020 auch Finnland, Frankreich, Italien, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien und weitere Länder im internationalen Kontext Wasserstoffstrategien vorgelegt. Diese Strategien unterstreichen das ökonomische und ökologische Potential des Energieträgers und sollen dessen breite Nutzung vorbereiten.

68. Wasserstoff und synthetische Energieträger werden in einem integrierten Energiesystem einen wichtigen Baustein zur Sektorkopplung bilden. Erneuerbarer Strom kann eingesetzt werden, um Wasserstoff herzustellen, der in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen zum Einsatz gebracht werden kann (vgl. auch Abbildung Z-11). In der kürzeren Perspektive bis 2030 wird Wasserstoff mit unterschiedlichem CO_2-Rucksack vorrangig in schwer zu defossilisierenden Segmenten eingesetzt werden, nicht zuletzt um die Technologiekosten zu senken. Im Stromsektor kann Wasserstoff genutzt werden, um Versorgungslücken in einem vollständig auf erneuerbaren

Energien beruhenden System auszugleichen (vgl. Kapitel 7). Im Verkehrssektor kann Wasserstoff längerfristig einen signifikanten Beitrag zur Defossilisierung leisten. Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe bieten sich aufgrund ihrer hohen Energiedichte dabei v. a. für Anwendungen an, die schlecht direkt elektrifizierbar sind, aber gleichzeitig eine hohe Antriebsleistung über eine längere Fahrtstrecke voraussetzen (z. B. Schwerlast-Lkw, Schiffe, Züge, Flugzeuge) (vgl. Kapitel 9). Darüber hinaus kann Wasserstoff im Gebäudebestand und in Innenstädten eine ergänzende Rolle bei der Gebäudewärme übernehmen (vgl. Kapitel 8). Neben den genannten und in der Stellungnahme behandelten Anwendungsfeldern wird die Bedeutung von grünem Wasserstoff, z. B. in der Stahlfertigung oder als Grundstoff in der chemischen Industrie, stark zunehmen.

Abbildung Z-11: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von H2.B (2020)

69. Um die breite Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zur Dekarbonisierung oder Defossilisierung zu ermöglichen, müssen häufig komplexe Wertschöpfungsketten (Erzeugung, Logistik, vielfältige Anwendungen) aufgebaut oder transformiert werden, an denen eine Vielzahl von Akteuren beteiligt sind. Die Attraktivität von Geschäftsmodellen entlang dieser Wertschöpfungsketten ist für einzelne Akteure nur dann gegeben, wenn gleichzeitig andere entlang der Wertschöpfungskette aktiv werden. Dieses Koordinationsproblem kann am besten durch marktorientierte Anreize adressiert werden, wird aber in einer Übergangszeit der Unterstützung durch den Staat bedürfen. Eine CO_2-orientierte Energiepreisreform, wie sie die Expertenkommission vorschlägt, gewinnt vor diesem Hintergrund umso mehr an Dringlichkeit. Gerade mit Blick auf Wasserstoff und synthetische Energieträger sind zusätzlich komplementäre Maßnahmen notwendig, die die Wirkung der preislichen Anreize verstärken. Dazu gehören der Aufbau einer Infrastruktur sowohl zur Verteilung des Wasserstoffs, als auch zur bedarfsgerechten Betankung von Fahrzeugen, was die Nutzung von Wasserstofftechnologien erst

ermöglicht bzw. attraktiver macht. Forschungsaktivitäten und der Technologietransfer sollten gestärkt werden, insbesondere auch mit Blick auf mittelständische Unternehmen. Letztlich ist darauf zu achten, die Ausbildung von Fachkräften an die zukünftigen Anforderungen und die entsprechenden Technologiekompetenzen anzupassen.

70. Die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland ist von großer Bedeutung zur Stärkung der Technologiekompetenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis hin zu den Anwendungen und somit essenziell für die Positionierung als Leitmarkt. Insbesondere im Bereich der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer Wasserstoffwirtschaft besitzen deutsche Unternehmen komparative Vorteile, die vor dem Hintergrund der internationalen Konkurrenz jedoch zeitnah in Produkte und Anwendungen umgesetzt werden sollten. In einer Übergangsphase ist daher der Einsatz von blauem und türkisem Wasserstoff denkbar, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen und Kostendegressionspotenziale frühzeitig zu heben. Langfristig sollte der Wasserstoff grün sein, gestrandete Investitionen sollten daher vermieden werden.

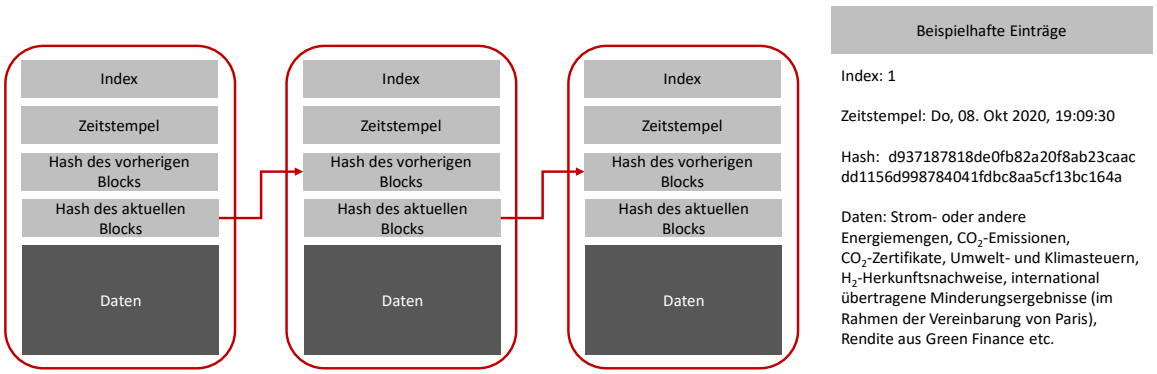
71. Deutschland wird langfristig den größten Teil seines Bedarfs an grünem Wasserstoff importieren. Dafür müssen frühzeitig stabile Partnerschaften auf Augenhöhe angestrebt werden, die neben technisch-ökonomischen Faktoren auch umweltbezogene und soziale Aspekte berücksichtigen. Um erneuerbare Energieträger weltweit handeln zu können, ist zudem ein weltweit gültiges Zertifizierungssystem für CO_2-neutralen und CO_2-armen Wasserstoff elementare Voraussetzung. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) sind zwingend notwendig. Die nationale Wasserstoffstrategie greift viele dieser Handlungsfelder erfreulicherweise bereits auf und bietet eine gute Grundlage für die nächsten Umsetzungsschritte.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

72. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung betont die Wichtigkeit der Digitalisierung der Energiewende: „Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d. h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende“ (vgl. Kapitel 13.3 in BMWi, 2021). Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische und informatorische Flüsse zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen. Dazu ist gerade die relativ neue Technologie der „Blockchain“ passfähig. Die Blockchain bietet weitreichende Chancen im Rahmen einer zunehmend digitalen Wirtschaft, insbesondere für die Erschließung von Effizienzpotentialen und zur Steigerung der Transparenz. Erste Energiewende-relevante Projekte von innovativen Unternehmen auf internationaler Ebene sowie in Deutschland zeigen interessante Anwendungsfelder.

73. Unter einer Blockchain (vgl. Abbildung Z-1) ist ein dezentrales Kassenbuch (distributed ledger technology) zu verstehen, in dem Informationen je nach Anwendungsfall entweder für alle einsehbar (transparent) oder bei sensiblen Informationen auch vor unerwünschtem Einblick geschützt, sicher vor Manipulationen sowie dezentral fortgeschrieben werden können. Neben Block-Standardinformationen (z. B. Index des Blocks, Zeitstempel, Hashwerte) werden auch projektspezifische Daten geführt (z. B. Transaktionen, Eigentumsrechte oder Produkteigenschaften). Im Energiewendekontext ist u. a. an Strom- oder andere Energiemengen, CO_2-Emissionen/-Zertifikate (Mengen und Kosten), Luftschadstoffe, Umwelt- und Klimasteuern oder H_2-Herkunftsnachweise zu denken.

Abbildung Z-12: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten



Quelle: Eigene Darstellung

74. Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist v. a. relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können. Insbesondere durch Smart Contracts ist die Blockchain in der Lage, die Transaktionskosten großer (dezentraler) Netzwerke zu reduzieren. Im Falle einer größeren Transparenz und Rückverfolgbarkeit der umweltbezogenen Effekte steigt auch der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen.

75. Als ein erstes interessantes Anwendungsgebiet identifiziert die Expertenkommission das Personal Carbon Trading. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Ein zweites Anwendungsgebiet ist das im europäischen Green Deal diskutierte CO_2-Grenzausgleichssystem. Die Europäische Kommission könnte eine Blockchainlösung in Erwägung ziehen, wenn es um die praktischen Aspekte des EU-Grenzausgleichsystems geht. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären jedoch die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Generell ist die Nachverfolgung von CO_2-Emissionen in Lieferketten eine wichtige Stellgröße der globalen Energiewende. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen. Als weiteres Anwendungsfeld sind die CO_2-Marktmechanismen entsprechend der Klimaschutzvereinbarung von Paris (Artikel 6, Absatz 2) zu nennen. Die international übertragenen Minderungsergebnisse im Rahmen des Klimaschutzabkommens könnten in einem Blockchain-basierten System als digitale Assets gehandelt werden.

76. Damit sich die Blockchain zu einer tragfähigen Option für die Klimaregulierung entwickeln kann, sind geeignete Rahmenbedingungen erforderlich. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig,

wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Weniger relevant – zumindest perspektivisch – erscheinen die Einwände, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für die oben beschriebenen Projekte zu erwartenden Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Die Klimawirkungen der Blockchain selbst durch die dafür notwendige erhöhte Rechenleistung sollten im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen. Ggf. wäre das Design der Blockchain als Stellgröße anzupassen. Die Expertenkommission fasst damit die Rolle der Digitalisierung für die Energiewende weiter als die Bundesregierung, indem nicht nur das Energiesystem im engeren Sinne betrachtet wird, sondern auch Elemente der Klimaregulierung, die den Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen können.

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

77. Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits weitere wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

78. Die Bundesregierung bewertet in ihrem Monitoring-Bericht den Kohleausstieg als wirtschaftlich vernünftig. Allerdings reicht die Dynamik nicht aus, um ambitioniertere Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Zudem ist die Umsetzung des Kohleausstiegs durch geringe Kosteneffizienz und hohe Gesamtkosten geprägt. Ein maßgeblicher Treiber sind die geplanten Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro an Kraftwerksbetreiber, die sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten sind. Sie verzerren darüber hinaus die Verteilung der entstehenden Lasten. Bei Bürgerinnen und Bürgern in betroffenen Kohleregionen ist dies besonders kritisch, da ihre Erwartungen an den Kohleausstieg historisch bedingt ohnehin negativ geprägt sind. Im Gegensatz zum Kohleausstieg ist die CO_2-Bepreisung eine kosteneffiziente Maßnahme zur Senkung von CO_2-Emissionen.

79. Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Dabei ist sicherzustellen, dass die notwendige Evaluierung aktueller und zukünftiger energie- und klimapolitischer Instrumente und Maßnahmen deren Implementierung nicht unverhältnismäßig hinauszögert. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen. Drei maßgebliche Ansätze werden kurz vorgestellt, darunter der multikriterielle Bewertungsansatz des Kopernikus-Projekts ENavi, das „Feasibility Framework“ des Intergovernmental Panel on Climate Change sowie eine aktuelle Studie des German-Japanese Energy Transition Council zur „Wasserstoff-Gesellschaft“.

80. Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz,

Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können. Um das Raster für die Bewertung von Instrumenten und Maßnahmen und seine Flexibilität genauer zu verdeutlichen, wendet die Expertenkommission es zum einen auf die nationale CO_2-Bepreisung und zum anderen auf den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg beispielhaft an. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse tabellarisch festgehalten und zur optischen Unterstreichung der Bewertung werden die Farben der Energiewende-Ampel verwendet. Exemplarisch zeigt Tabelle Z-4 die Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung nach dem Bundesemissionshandelsgesetz.

Tabelle Z-4: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Zielerreichung bei aktueller Ausgestaltung unwahrscheinlich. Höherer und steilerer Preispfad ist notwendig. Konkret schlägt die Expertenkommission einen Einstiegspreis für CO_2 von 50 Euro/t CO_2 vor. Für die Sektoren des EU-Emissionshandels impliziert dies in Deutschland einen Mindestpreis für CO_2.
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	+	Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung effizient. Zudem generiert sie Einnahmen, die zur Refinanzierung einer CO_2-basierten Energiepreisreform genutzt werden können.
Zeitliche Aspekte	+	Die Maßnahme ist langfristig angelegt, vermindert regulatorische Unsicherheit und zielt auf die Klimaneutralität ab.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	0	Liefert Planungssicherheit für Haushalte und Unternehmen bis 2026. Die Entwicklung nach 2026 bleibt jedoch unsicher.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	0	In der aktuellen Ausgestaltung ohne vergleichbare Regelungen in den anderen Mitgliedsstaaten und ohne außereuropäische Regelungen, wie z. B. ein Border Carbon Adjustment, besteht die Gefahr einer Abwanderung deutscher Unternehmen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	0	Schont grundsätzlich Umwelt und Ressourcen. Integration der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS und Border Carbon Adjustment können zudem „Carbon Leakage“ reduzieren.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit, u. a. weil die CO_2-Bepreisung zu einem verringerten Einsatz fossiler Energieträger führt und damit auch zu einer Reduktion von Luftschadstoffen etc.
Governance	+	Wirkt als marktliche Maßnahme über mehrere Sektoren- und Governance-Ebenen (regional und national) hinweg. Bei einem Übergang in das EU ETS wird dieser Aspekt noch verstärkt. Die frühzeitige Ausrichtung auf das EU ETS kann den Übergang beschleunigen.
Legalität	+	Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Rahmen des Klimapakets.
Ethische Akzeptanz	0	Wirkt dank ausgleichender Maßnahmen progressiv. Eine Energiepreisreform, die die weitreichende Entlastung einkommensschwacher Haushalte sowie kleiner und mittelständischer Unternehmen umfasst, wurde bislang nicht umgesetzt.
Legitimität	0	Stimmt nicht mit dem individuellen Meinungsbild aller Akteure überein. Sie fürchten um zu starke Belastung oder Verlust der Wettbewerbsfähigkeit. Die Akzeptanz der Maßnahme könnte mittels einer klaren und transparenten Kommunikationsstrategie erhöht werden.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Eine zusätzliche Abfederung oder Umkehr sozialer Härten ist umsetzbar. Derartige Maßnahmen stehen einer CO_2-basierten Energiepreisreform nicht entgegen.
Synergien und Zielkonflikte	0	Die CO_2-Bepreisung überlappt sich mit den Flottengrenzwerten im Verkehrssektor, ist jedoch in Bezug auf CO_2 die effizientere Maßnahme. Zudem reduziert sie Rebound-Effekte und bietet mehr Optionen zur Emissionsreduktion.

Quelle: Eigene Darstellung

81. Die Expertenkommission hat eine allgemeine CO_2-Bepreisung als Leitinstrument vorgeschlagen. Die tabellarische Zusammenfassung der Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung (vgl. Tabelle Z-4) zeigt, dass dieses marktliche Instrument besonders kosteneffizient ist und sich für eine langfristige Ausrichtung der Energiewende anbietet. Dies gilt insbesondere dann, wenn die nationale CO_2-Bepreisung kohärent mit dem EU ETS ausgestaltet wird. Co-Benefits, wie die Reduktion der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger und positive Effekte auf die menschliche Gesundheit, können realisiert werden. Dabei sollte nicht übersehen werden, dass das Instrument allein nicht ausreichen wird, die Klimaneutralität zu erreichen. Um den Marktakteuren größere Planungssicherheit zu geben, sollte der mittel- bis langfristige Rahmen konkretisiert werden. Die Verteilungseffekte der CO_2-Bepreisung sind aus Akzeptanzssicht im Blick zu behalten.

Literaturverzeichnis

Stand der Energiewende

AG Energiebilanzen (2020). Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. Deutliche Auswirkungen der Corona-Pandemie / Anteil fossiler Energien sinkt. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://ag-energiebilanzen.de/22-0-Pressedienst.html.

Agora Energiewende (2021). Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Abgerufen von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf.

BDEW (2020). Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BMU (2020). Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung am 16. März 2020. Abgerufen am 10. Dezember von https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent-zurueck/.

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Perspektive bis zum Jahr 2030

BDEW (2020). BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Die Energieversorgung 2020. Stand 17. Dezember 2020. Abgerufen von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

EU-Kommission (2020). Commission Staff Working Document SWD/2020/176: Impact Assessment Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1599.

EU-Parlament (2020). EU-Klimagesetz: Parlament will Emissionen bis 2030 um 60 % reduzieren. Pressemitteilung vom 8. Oktober 2020. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20201002IPR88431/eu-klimagesetz-parlament-will-emissionen-bis-2030-um-60-reduzieren.

EU-Rat (2020). Europäischer Rat, 10./11. Dezember 2020. Schlussfolgerungen. Brüssel. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.consilium.europa.eu/media/47346/1011-12-20-euco-conclusions-de.pdf.

Politikszenarien IX (2020). Harthan, R. O., Brugger, H., Steinbach, J. et al: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-

Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX“)“; Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Oktober 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf

Prognos (2020). Prognos, ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030. Basel. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Agora Energiewende (2020). Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen im Oktober 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie-und Klimaplan. Juni 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Netzinfrastruktur

BNetzA (2013). EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017). BBPlG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2019). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2018. Stand: Februar 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2020). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

Versorgungssicherheit

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Energieeffizienz

AGEB (2020a). AG Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Stand September 2020. Aberufen von https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). AG Energiebilanzen e.V.: Temperatur- und lagerbestandsbereinigter Primärenergie- und Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, Tabellen mit Ursprungswerten sowie bereinig-ten Angaben von 1990 bis 2019, Stand August 2020 (unveröffentlicht).

Destatis (2020). Statistisches Bundesamt: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsprodukt-berechnung, Vierteljahresergebnisse, 2. Vierteljahr 2020, Stand August 2020. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html;jsessionid=E765B70F0C7BA7EC3E02CAF962E38DB9.internet8722#sprg233858.

Verkehr

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

KBA (2020). Fahrzeuge. Bestand und Neuzulassungen. Abgerufen am 15. November 2020 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html.

RKI (2020). Änderung der Mobilität verglichen mit 2019. Abgerufen am 27. Dezember 2020 von Aktuelle Mobilität · Covid-19 Mobility Project (covid-19-mobility.org)

Energiepreise und Energiekosten

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Abgerufen am 21. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Destatis (2020c). Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. Abgerufen am 25. Mai 2020 von https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/inlandsprodukt-volkseinkommen1925-pdf.html.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

Verzeichnisse: Abbildungen und Tabellen

Abbildungen

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts 5

Abbildung 2: Bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und sektorale Ziele nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz 20

Abbildung 3: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030 25

Abbildung 4: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen 28

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung des Wärmepreises für neuinstallierte Großwärmepumpen (5 MW) und für die Erdgasbrennwerttechnik für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie 29

Abbildung 6: Mögliche Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und der THG-Emissionen im Sektor Industrie bis zum Jahr 2030 30

Abbildung 7: Maßnahmen im Kfw Programm „Energieeffizient sanieren“ 2017 (Ein- und Zweifamilienhäuser) und Orientierungswerte für die Sanierungsqualität (Beispiel Doppelhaushälfte) 32

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen 33

Abbildung 9: Abschätzung der THG Minderungen im Verkehr nach den Überlegungen der EWK 42

Abbildung 10: Entwicklung der Zuschlagswerte und der Überzeichnung in den Ausschreibungen für Photovoltaik 63

Abbildung 11: Realisierungsraten und realisiertes Zuschlagsvolumen der PV-Ausschreibungsrunden bis Februar 2018 64

Abbildung 12: Zuschläge mit vorherigem Zuschlag in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019 65

Abbildung 13: Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land in den Jahren 2017 bis 2020 70

Abbildung 14: Ausbauhemmnisse für die Windenergie an Land 71

Abbildung 15: Umfang der ausgeförderten Anlagenleistung bis zum Jahr 2030 74

Abbildung 16: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im NECP und Agora (2020b) 76

Abbildung 17: Verteilung auf Akzeptanzdimensionen 94

Abbildung 18: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen 98

Abbildung 19: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB 99

Abbildung 20: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement 100

Abbildung 21: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements 101

Abbildung 22: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen 102

Abbildung 23: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG 107

Abbildung 24: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG 107

Abbildung 25: Visionäres Wasserstoffnetz und H_2-Startnetz 2030 aus dem NEP Gas 113

Abbildung 26: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten 124

Abbildung 27: Vorhaltungskosten und Anzahl der Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der kontrahierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung 126

Abbildung 28: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019 134

Abbildung 29: Szenarien der Pkw-Bestandsentwicklung sowie mögliche Diffusionspfade für E-Autos unter Annahme verschiedener Anteile und Hochläufe bei den Neuzulassungen (NZL), auf 33 % bzw. 50 % Anteile in 2030; Ebenfalls dargestellt ist die gesamte Anzahl der erneuerten Pkw durch Ausflottung („Bestand erneuert“). 147

Abbildung 30: Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe 151

Abbildung 31: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland 152

Abbildung 32: Darstellung von Verlagerungspotenzialen im Güterverkehr gemäß verschiedener Szenarien 155

Abbildung 33: Potenzial von CO_2-Einsparungen im Verkehr bis 2030 156

Abbildung 34: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt .. 171

Abbildung 35: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt 173

Abbildung 36: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ sowie hochgerechnet auf den Endenergieverbrauch Strom 174

Abbildung 37: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 175

Abbildung 38: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.) 177

Abbildung 39: Energiestückkosten in Deutschland und Europa im Vergleich 179

Abbildung 40: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019) 180

Abbildung 41: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien 192

Abbildung 42: Potentielle Partner und Transportrouten einer globalen Wasserstoffwirtschaft (nicht erschöpfend) 194

Abbildung 43: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten 203

Abbildung 44: Zentrale Handlungsfelder für die Transformation zu einem klimaneutralen Europa 266

Abbildung 45: Schritte zur Stärkung klimaneutraler europäischer Wertschöpfung am Beispiel synthetischer Energieträger ... 275

Abbildung 46: Schwerpunkte für eine CO_2-basierte Energiepreisreform ... 279

Abbildung 47: Schwerpunkte für einen effektiven Kohleausstieg und zur Stärkung von Marktsignalen ... 287

Abbildung 48: Potenzielle erneuerbare Stromproduktion pro Land/NUTS-3 und Energieträger ... 292

Abbildung 49: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung vieler Sektoren über den Stromsektor ... 295

Abbildung 50: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen ... 301

Abbildung 51: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland ... 304

Abbildung 52: Gestaltungsoptionen für eine kohärenter ausgestaltete Governance der Energieunion ... 317

Tabellen

Tabelle 1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020 ... 3

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020 ... 8

Tabelle 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren ... 9

Tabelle 4: Fragen zur Akzeptanz im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer ... 14

Tabelle 5: Anmerkungen zu den im Energiekonzept (September 2010) quantifizierten Ziele ... 15

Tabelle 6: Anmerkungen zu den weiteren von der Expertenkommission vorgeschlagenen Indikatoren ... 15

Tabelle 7: Bedeutsame Maßnahmen und deren Finanzvolumen im Konjunktur- und Krisenbewältigungspakets sowie im Rahmen der „Zukunftsinvestitionen und Investitionen in Klimatechnologien“ im Zukunftspaket vom Juni 2020 ... 55

Tabelle 8: Bandbreite des erforderlichen Anlagenbestandes im Jahr 2030 für das Erreichen des 65 %-Ziels sowie Zielwerte in den novellierten Gesetzen nach Technologien in GW ... 59

Tabelle 9: PV-Zubaupfad, Ausschreibungsvolumina und Zubau außerhalb von Ausschreibungen gemäß EEG 2021 ... 60

Tabelle 10: PV-Zuschlagsvolumen (inkl. gemeinsamer Ausschreibungen, Stand September 2020) in den Ausschreibungen seit 2015 ... 63

Tabelle 11: Erforderlicher Bruttozubau im Bereich Windenergie an Land von 2020 bis 2029 gemäß Deutscher Bundestag (2020) ... 68

Tabelle 12: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regional- und Bauleitplanung) ... 72

Tabelle 13: Installierte Leistung [in GW] für konventionelle Energieträger in den jeweils genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2019-2030 und den NEP 2021-2035 ... 118

Tabelle 14: Vergleich der „Loss of Load Expectation“ (LOLE) für das Jahr 2025 aus unterschiedlichen Studien für die Länder der „Penta-Region“ und nationaler Sicherheitsstandard in [h/a] 121

Tabelle 15: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 132

Tabelle 16: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 133

Tabelle 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele 136

Tabelle 18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und ausgewählten Anwendungen 137

Tabelle 19: Entwicklung des Fahrzeugbestandes und des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor mit speziellem Fokus auf den Straßenverkehr 140

Tabelle 20: Vergleich der in der Expertenkommission getroffenen Annahmen (EWK) für 2030 mit den Annahmen des Klimaschutzszenarios des NECP (Basis 2015, Referenz 2030 und NECP KSP 2030) 157

Tabelle 21: Rahmenbedingungen der betrachteten Szenarien mit Fokus auf den Verkehrssektor 163

Tabelle 22: Pkw Bestand heute und in den Szenarien zum Klimaschutz für 2030 in Mio. Fahrzeuge 165

Tabelle 23: Endenergiebedarf des Verkehrs im Jahr 2030 nach den Szenarien mit Klimaschutzorientierung ... 165

Tabelle 24: Stärken, Schwächen und spezifische Nutzungsbereiche alternativer Antriebe und Kraftstoffe 166

Tabelle 25: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 172

Tabelle 26: Multiplikative Dekomposition des Preiseffektes nach Energieträger (2019 gegenüber 2010) 181

Tabelle 27: Territoriale CO_2-Emissionen in der EU und Anteil der CO_2-Emissionen in vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen 183

Tabelle 28: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Haushaltskunden Elektrizität 188

Tabelle 29: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Industriekunden Elektrizität (Jahresverbrauch 160.000 bis 20Mio. kWh, Mittelspannungsseitige Versorgung) .. 189

Tabelle 30: Vor- und Nachteile verschiedener Blockchain-Eigenschaften für CO_2-Markt-Mechanismen (Artikel 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris) 207

Tabelle 31: Kriterien zur Umsetzbarkeit von Anpassungs- und Minderungsmaßnahmen 214

Tabelle 32: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 1 219

Tabelle 33: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 2 220

Tabelle 34: Evaluierung des Kohleausstiegs auf Basis des Kriterienrasters 222

Tabelle 35: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters 226

Tabelle 36: Geplante Zulassungsverbote und Verbotsabsichten für Pkw mit Verbrennertrechnik in EU-Staaten 310

Stellungnahme

Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung

1 Stand der Energiewende

1. Das Energiekonzept vom September 2010, die Beschlüsse zum Kernenergieausstieg vom August 2011, das Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 und die Beschlüsse zum Kohleausstieg vom Januar 2020 bilden die Langfriststrategie der Energiepolitik der Bundesregierung. Im Sommer 2020 sind zudem das Zukunftspaket und die Wasserstoffstrategie beschlossen worden. Die Bundesregierung bekennt sich darin zur Treibhausgasneutralität. Das Bekenntnis spiegelt sich auch im achten Monitoring-Bericht wider: „Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die deutsche Wirtschaft weltweit zur energieeffizientesten Volkswirtschaft zu formen […], um bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen“ (vgl. Kapitel 5.4 in BMWi, 2021).

2. Zur Dokumentation des Fortschritts bei der Umsetzung des Energiekonzepts veröffentlicht die Bundesregierung jährlich einen faktenbasierten Monitoring-Bericht und zudem alle drei Jahre einen Fortschrittsbericht mit einer vertieften Analyse der Entwicklungen und Maßnahmen sowie einem Ausblick. In diesem Jahr veröffentlicht die Bundesregierung ihren mittlerweile achten Monitoring-Bericht. Seit 2011 steht der Bundesregierung in diesem Prozess eine unabhängige Kommission aus vier Expertinnen und Experten beratend zur Seite. Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ legt ihrerseits jährliche Stellungnahmen zum Fortschritt der Energiewende vor, die den Berichten der Bundesregierung beigefügt und dem Kabinett sowie dem Bundestag zugeleitet werden. Die vorliegende Stellungnahme der Expertenkommission bezieht sich auf den Entwurf des achten Monitoring-Berichts, der der Expertenkommission am 09. Dezember 2020 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Verfügung gestellt wurde.

3. Der von der Bundesregierung vorgelegte achte Monitoring-Bericht bezieht sich auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 und wurde am 03. Februar 2021 veröffentlicht. Der Monitoring-Bericht für das Berichtsjahr 2018 ist damit entfallen, ein Umstand, der sich aus den verschiedenen Verzögerungen in den Vorjahren erklärt. Die Expertenkommission hat deshalb im Sommer 2020 eine Stellungnahme zu den zentralen Handlungsfeldern der deutschen Energiewende im europäischen Kontext unter dem Titel „Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken“ vorgelegt (EWK, 2020). Darin wird auch bereits umfassend die Diskussion im Monitoring-Bericht zur Energiewende im europäischen und internationalen Kontext (vgl. Kapitel 3 in EWK, 2020) adressiert. Diese gesonderte Stellungnahme vom Sommer 2020 wird der vorliegenden Stellungnahme im Anhang beigefügt. Die Expertenkommission nimmt darin direkt Bezug zu einer der zentralen Botschaften des Monitoring-Berichts: „Die Energiewende ist kein nationaler Alleingang. Sie ist vielmehr eingebettet in die europäische Energiepolitik und findet weltweit statt. Eine erfolgreiche Energiewende muss daher auch global und ganzheitlich gedacht werden“ (vgl. „Zentrale Botschaften des 8. Monitoring-Berichts“ in BMWi, 2021).

4. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. Wie die Bundesregierung in ihrem achten Monitoring-Bericht bezieht sich auch die Expertenkommission in dieser Stellungnahme prinzipiell auf die Berichtsjahre 2018 und 2019. Damit sind sowohl im achten Monitoring-Bericht als auch in der hier vorliegenden Stellungnahme die besonderen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht in den Daten enthalten. Dennoch berücksichtigt die Expertenkommission bei ihren Einschätzungen zur Zielerreichung – wo sinnvoll – auch aktuellste Entwicklungen, sei es durch überschlägige quantitative Abschätzungen oder qualitative Erwägungen. Werden allein die Berichtsjahre 2018 und 2019 betrachtet, so kann nicht von einem tatsächlichen Erreichen des Klimaschutzziels 2020 ausgegangen werden. Die

unvorhersehbaren, abrupten Veränderungen auf den Energiemärkten durch die Corona-Pandemie zusammen mit dem Anstieg der CO_2-Preise seit Ende 2018 werden zahlenmäßig zwar wahrscheinlich zum Erreichen des Klimaziels 2020 führen, ohne dass damit aber die Energiewendeziele in allen Sektoren erfüllt werden (vgl. Energiewende-Ampel Tabelle 2 und Tabelle 3).

Entwicklungen im Jahr 2020

5. Ein quantitatives Beispiel für die Entwicklungen im Jahr 2020 soll hinsichtlich der Leitindikatoren „Reduktion des Primärenergieverbrauchs“ und „Reduktion der Treibhausgasemissionen“ (insbesondere unter Berücksichtigung des Stromsektors) gegeben werden (vgl. Tabelle 1). Der konjunkturelle Einbruch infolge der Lockdowns reduzierte den Primärenergieverbrauch und die Treibhausgasemissionen stark, so dass – im Vergleich zu den Vorjahren – die Erreichbarkeit der 2020-Energiewendeziele der Bundesregierung deutlich näher rückte:

- Sowohl für den Primärenergieverbrauch als auch für die Bruttostromerzeugung stehen die Werte für 2020 zumindest vorläufig fest. Mit 11.691 PJ lag der Primärenergieverbrauch im Jahr 2020 um 8,7 % niedriger als im Vorjahr. Der entsprechende Wert bei der Bruttostromerzeugung lag mit 564 TWh um 6,5 % unter dem Vorjahr. Zudem wurden 2020 lediglich 21 TWh Strom (im Saldo) ins Ausland exportiert, 2019 lag der Exportüberschuss noch bei 35 TWh.
- Die CO_2-Emissionen der Stromwirtschaft (d. h. die CO_2-Emissionen aller Stromerzeugungsanlagen einschließlich der Anlagen in der Industrie) sind 2020 nach vorläufigen Berechnungen deutlich um 16 % auf 188 Mio. t CO_2 gesunken. Der Rückgang bei den Stromexporten 2019-2020 bedeutet gleichzeitig, dass weniger bei der Stromerzeugung entstehende Emissionen indirekt über die Stromflüsse in das Ausland „exportiert“ wurden.
- Auch für die Treibhausgasemissionen in Deutschland gibt es erste vorläufige Schätzungen: Mit einem Rückgang von 82 Mio. t CO_2-Äq. erreichte der Ausstoß klimawirksamer Gase im Jahr 2020 etwa 722 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einem Rückgang um 10 % gegenüber dem Vorjahr (vgl. drittletzte Zeile, Tabelle 1). Das 2020-Ziel bei den Treibhausgasemissionen (Zielwert von 751 Mt CO_2-Äq. bzw. eine Reduktion um mindestens 40 % im Jahr 2020 gegenüber 1990) wird erreicht.

Tabelle 1: Abschätzung energiewirtschaftlicher Größen für das Jahr 2020

Merkmal	2018	2019	2020	Ziel 2020
Primärenergieverbrauch [PJ]	13.129	12.779	11.691	11.504
darunter Braunkohle	1.481	1.161	950	Kein Ziel
Steinkohle	1.428	1.095	894	
Erdgas	3.099	3.200	3.091	
Mineralölprodukte [inkl. Internationalem Flugverkehr]	4.452	4.511	3.966	
Sonstige	2.670	2.812	2.790	
Bruttostromerzeugung [TWh]	636	604	564	
darunter Braunkohle	146	114	90	
Steinkohle	83	57	45	
Erdgas	83	91	90	
Mineralölprodukte	5	5	6	
Sonstige	320	336	333	
Stromexport [TWh]	51	35	21	
Treibhausgasemissionen insgesamt [Mt CO_2-Äq.] [ohne internationalen Flugverkehr]	858	804	722	751
Rückgang gegenüber 1990 [%]	31	36	43	40
darunter aus Stromerzeugung	269	225	188	Kein Ziel

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von AG Energiebilanzen (2020), Agora Energiewende (2021), BDEW (2020), BMU (2020)

Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen

6. Die Abbildung 1 zeigt aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bzw. erforderliche Anstrengungen bei ausgewählten Energiewendezielen. Die Abbildung basiert auf ausgewählten Zielsetzungen aus dem Zieltableau des achten Monitoring-Berichts der Bundesregierung (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Die dargestellten Veränderungen beziehen sich auf den aktuellen Stand des Energiekonzepts bezüglich der Ziele 2030 und 2050. Wo eigenständige Zielsetzungen für das Jahr 2030 fehlen, wurde eine lineare Interpolation der bestehenden Zielsetzungen zwischen den Jahren 2020 und 2050 verwendet:

- Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen hat das Energiekonzept 2010 Zielwerte für 2020, 2030 und 2050 festgeschrieben.[1] Die Treibhausgasemissionen sind gegenüber dem Basisjahr 1990 bis 2020 um mindestens 40 %, bis 2030 um mindestens 55 %, und bis 2050 um 80 % bis 95 % zu reduzieren. Der im Zieltableau des achten Monitoring-Berichts verwendete Begriff „Treibhausgasneutralität“ würde bedeuten, dass bis 2050 netto keine Treibhausgase mehr emittiert werden dürften (vgl. Kapitel 2 in BMWi, 2021). Unter Berücksichtigung weiterer Ansätze wie Negativemissions-Technologien entspräche dies einer 95 %igen Reduktion des Ausstoßes gegenüber 1990. Daher sollte auch das Zieltableau der quantitativen Ziele der Energiewende im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung ebenfalls auf die 95 %ige Reduktion abzielen. Eine lediglich 80 %ige Reduktion ist für die Zielsetzung der „Treibhausgasneutralität“ nicht ausreichend. Aus Sicht der Expertenkommission ist es von großer Bedeutung, dass die Bundesregierung hier zeitnah eine eindeutige Definition des neuen Leitbildes der Klimaneutralität formuliert, die sich am oberen Rand der Minderung orientieren muss; dies nicht zuletzt, um eine Zielkonformität mit der europäischen Klimaschutzstrategie herzustellen. Die Klimaneutralität ist das gemeinsame Langfristziel der Europäischen Union und der

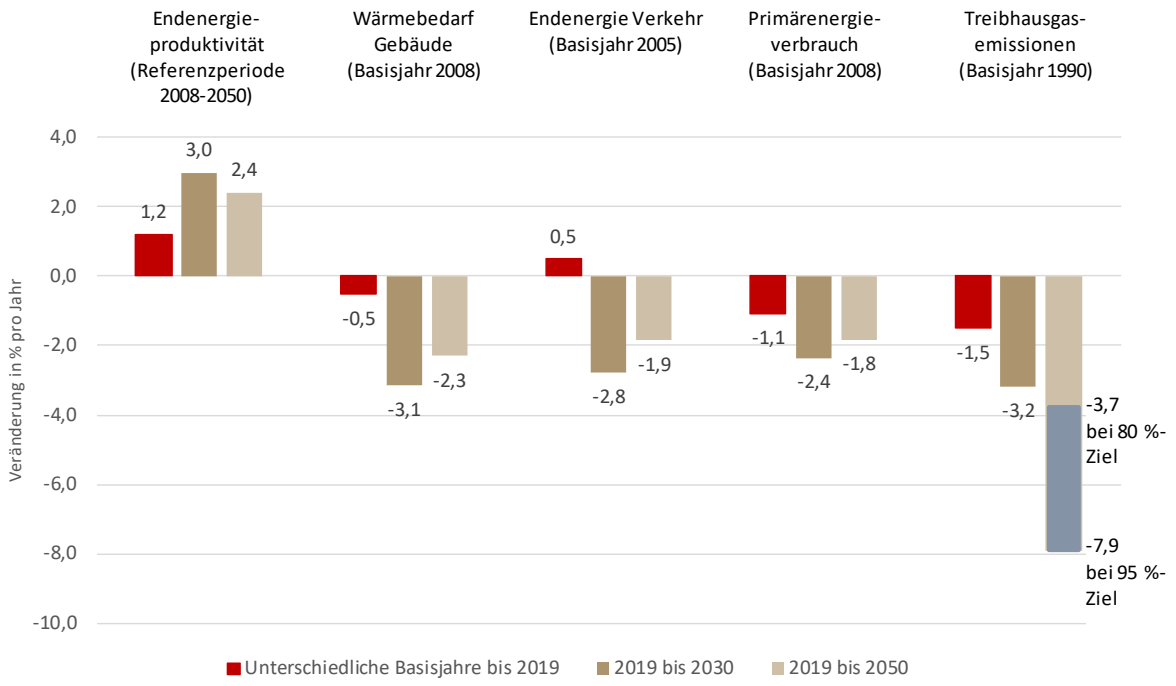
[1] Zudem auch einen Zielwert für das Jahr 2040.

Bundesregierung (vgl. insbesondere europäischer Green Deal, die anstehende Festschreibung im Europäischen Klimagesetz oder die Nationale Wasserstoffstrategie). Die Anforderungen sind damit noch höher.

- Konnten die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2019 um jahresdurchschnittlich 1,5 % reduziert werden, ist für den Zeitraum 2019-2030 eine jährliche Reduktion um 3,2 % erforderlich. Wie oben beschrieben, ist das zwischenzeitlich formulierte Ziel der „Klimaneutralität“ eigentlich mit dem 95 %-Ziel zu verknüpfen (nicht mit dem 80 %-Ziel). Der Unterschied zwischen einem 80 %- und 95 %-Ziel liegt bei einer jährlichen Verbesserung von entweder immerhin 3,7 % oder sogar 7,9 % jährlich bei einem 95 %-Ziel für den Zeitraum zwischen 2019 und 2050. Im Gegensatz zu den anderen in der Abbildung 1 dargestellten Energiewende-Zielen müssen die Anstrengungen (gemessen an jahresdurchschnittlichen linearen Veränderungsraten) bei den Treibhausgasemissionen nach 2030 sogar nochmals deutlich gesteigert werden.
- Die Endenergieproduktivität soll – entsprechend dem Energiekonzept 2010 – im Zeitraum von 2008 bis 2050 um 2,1 % pro Jahr verbessert werden. Tatsächlich konnte diese zwischen 2008 und 2019 jedoch jährlich lediglich um 1,2 % gesteigert werden. Die Endenergieproduktivität 2019-2030 bzw. 2019-2050 muss fortan somit jährlich um 3,0 % bzw. 2,4 % erhöht werden, um die entsprechenden Zielwerte einer linearen Fortschreibung der 2,1 %igen Verbesserung der Endenergieproduktivität von 2008 bis 2030 bzw. 2050 zu erreichen. Dies entspricht einem Anstieg um 40 % bis 2030 bzw. einer Verdoppelung bis 2050.
- Für den Wärmebedarf Gebäude existiert lediglich für das Jahr 2020 ein Zielwert, der sich aus einer 20 %igen Reduktion gegenüber dem Basisjahr 2008 ergibt. Dafür ist für 2008-2020 jährlich eine Reduktion um 1,8 % erforderlich, tatsächlich wurde der Wärmebedarf 2008-2019 lediglich um jährlich 0,5 % im Durchschnitt reduziert. Zwar existieren für die Jahre 2030 und 2050 keine Zielwerte für den Wärmebedarf Gebäude im Energiekonzept 2010, würde aber die 1,8 %ige Verbesserung für 2008-2020 auch für 2008-2030 bzw. 2008-2050 fortgeschrieben werden, müsste ab 2019 eine jährliche Senkung des Wärmebedarfs von 3,1 % für das Ziel 2030 bzw. von 2,3 % für das Ziel 2050 erreicht werden. Dies entspricht einer Abnahme um etwa 30 % bis 2030 bzw. einer Halbierung bis 2050.
- Sowohl für den Endenergieverbrauch Verkehr als auch für den Primärenergieverbrauch gibt es im Energiekonzept 2010 Zielwerte für 2020 und 2050 (jedoch nicht für 2030). Der Endenergieverbrauch Verkehr soll bis 2020- um 10 % und bis 2050 um 40 % gegenüber dem Basisjahr 2005 reduziert werden, der Primärenergieverbrauch um 20 % bzw. 50 %, allerdings gegenüber dem Basisjahr 2008. Die jährliche durchschnittliche Veränderungsrate 2005-2019 im Endenergieverbrauch Verkehr lag bei +0,5 % (statt einer durchschnittlich erforderlichen Rate von -0,6 % für 2005-2020) bzw. für 2008-2019 im Primärenergieverbrauch bei -1,1 % (erforderlich ist -1,8 % für 2008-2020). Mit Hilfe einer linearen Fortschreibung zwischen den jeweiligen 2020 und 2050-Zielen lässt sich ein hier unterstelltes Zielniveau für 2030 ermitteln. In diesem Fall ist der Endenergieverbrauch Verkehr für den Zeitraum 2019-2030 um jahresdurchschnittlich 2,8 % zu reduzieren, der Primärenergieverbrauch um 2,4 %.

7. Allerdings sind die Zielsetzungen (bzw. auch die Zwischenziele auf Basis der linearen Interpolation) miteinander nicht vollständig kompatibel. So berücksichtigen die Zielsetzungen z. B. nicht vollständig die aktuellen und zu erwartenden Beschlüsse, etwa im Kontext des von der EU-Kommission vorgeschlagenen verschärften Klimaschutzziels für das Jahr 2030 auf Basis des europäischen Green Deal (Reduktion der CO_2-Emissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % statt lediglich um 40 % ggü. 1990). Dies wird Auswirkungen sowohl für die Sektoren innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) haben (vgl. Kapitel 2). Das Zieltableau für das Jahr 2030 sollte entsprechend rasch vollständig und konsistent entwickelt werden. Die Expertenkommission nimmt hierzu in den einzelnen Kapiteln Abschätzungen vor und unterbreitet Vorschläge.

Abbildung 1: Aktuelle und perspektivisch notwendige Veränderungen bei ausgewählten Energiewendezielen auf Basis des achten Monitoring-Berichts



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten der Energiewende-Ampel und eigener Abschätzungen. Die Darstellung bezieht sich auf das Berichtsjahr 2019, ohne Berücksichtigung ggf. vorläufiger Daten für 2020.

Die Energiewende-Ampel

8. Die Expertenkommission stellt ihre Einschätzung des Standes der Energiewende anhand einer Energiewende-Ampel dar. 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 für den Ausstieg 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. 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 belastbaren quantitativen Wirkungsanalysen verfügbar sind. Damit kombiniert die Energiewende-Ampel die Stärken einer objektiven, statistisch-faktenbasierten Methode mit der Expertise der Expertenkommission. Darüber hinaus werden weitere wichtige Dimensionen für das Gelingen der Energiewende betrachtet.

9. Die Energiewende-Ampel fokussiert sich auf die Ziele für die Energiewende im Jahr 2020 und zieht damit eine Zwischenbilanz auf Basis des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010. Wie oben erwähnt, lässt die Expertenkommission die Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie im für die Energiewende-Ziele bedeutsamen

Zieljahr 2020 bei ihrer Beurteilung mit einfließen. Anders als in den Vorjahren berücksichtigt die Expertenkommission in ihrer Energiewende-Ampel dieses Mal nicht die Ziele für 2030. Dies liegt zum einen daran, dass die mittel- bis langfristigen Auswirkungen der Corona-Pandemie noch nicht absehbar sind. Viel bedeutsamer ist jedoch, dass die Bundesregierung für viele Indikatoren, wie oben diskutiert, noch keine 2030-Ziele festgelegt hat bzw. ggf. ein Anpassungsbedarf zehn Jahre nach dem Energiekonzept 2010 besteht. Die Expertenkommission widmet sich dazu in einem eigenen Kapitel (vgl. Kapitel 2) insbesondere den Auswirkungen eines zu erwartenden ambitionierteren Klimaschutzziels für die EU.

10. Die Gesamtschau – vgl. Tabelle 2 für die kompakte Darstellung und Tabelle 3 für eine Detailbetrachtung je Indikator – lässt erkennen, dass die Ampel lediglich im Bereich Energieeffizienz auf „rot“ steht, wobei dies sowohl hinsichtlich des Leitindikators der Reduktion des Primärenergieverbrauchs als auch für die ergänzenden Indikatoren Endenergieproduktivität und Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr gilt. Diese Einschätzung beruht auf der erwarteten Langfristentwicklung jenseits der Corona-Pandemie. Eindeutig grüne Bereiche zeigen sich in Bezug auf den Ausstieg aus der Kernenergie (gemessen an der Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad) und den Ausbau der erneuerbaren Energien, bei der sich die Bewertung hauptsächlich durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- sowie am Bruttostromverbrauch ergibt. Über den Zeitraum der Energiewendeampel hinaus stellt es dennoch eine Herausforderung dar, den Ausbau weiter in derselben Geschwindigkeit voranzutreiben bzw. den Ausbau sogar noch deutlich zu beschleunigen. So könnten die Ausbauziele zu niedrig gesteckt sein, wenn man z. B. auf den zukünftigen Strombedarf durch die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme und den Bedarf für die Wasserstoffproduktion blickt. Innerhalb des Bereichs erneuerbarer Energien negativ bewertet wird die Zielerreichung bezüglich der Erhöhung des Anteils im Verkehr. Als unsicher gilt die Zielerreichung für den Anteil am Wärmeverbrauch.

11. Wie in der vorangegangenen Stellungnahme sieht die Expertenkommission Unsicherheiten im Hinblick auf die Zielerreichung in den Dimensionen Preiswürdigkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz. Diese Unsicherheiten werden in der Zukunft mit dem Bekenntnis zur Klimaneutralität stark zunehmen. Eine raschere Defossilisierung dürfte nicht nur mit höheren Belastungen einhergehen, sondern auch zu neuen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und die Akzeptanz der Energiewende führen. Bei einem Blick zurück im Rahmen des Monitorings zeigt sich ein differenziertes Bild für einzelne Indikatoren. So liegen bzgl. der Preiswürdigkeit die drei Indikatoren für die Letztverbraucherausgaben (Strom, Wärmedienstleistungen und Straßenverkehr) nach Auffassung der Expertenkommission augenblicklich im grünen Bereich. Auch wenn Deutschland die höchsten Strompreise in Europa hat, ergibt sich für den Anteil der Letztverbraucherausgaben für Strom an der Wirtschaftsleistung (BIP) ein weiterhin relativ niedriger Wert. Dabei ist eine große Heterogenität etwa zwischen einzelnen Sektoren zu beachten: die Belastungen hinsichtlich der Entwicklung der Stromstückkosten in der Industrie und der Energiekostenbelastung der Haushalte sind durchaus beachtlich und es wird entsprechend die gelbe Ampelfarbe vergeben. Bei der Versorgungssicherheit bleiben die erheblichen Defizite beim Ausbau der Stromnetze bestehen. Sollte die Bundesregierung den Netzausbau nicht entschlossen angehen bzw. die regionale Flexibilität nicht erhöhen, sind perspektivisch die Versorgungssicherheit sowie die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gefährdet. Es gilt daher, genau im Blick zu behalten, an welchen Stellen kostenintensive Engpassmanagement-Maßnahmen zielführend sind und wo der Fokus darauf gelegt werden muss, die Netzinfrastruktur rasch zu stärken oder weiter auszubauen. Die Ausfälle in der Strom- und Gasversorgung bewegen sich wie in den Vorjahren auf geringem Niveau. Nicht eindeutig ist das Bild bei der Akzeptanz. Auf der eher allgemeinen Ebene der Energiewendeziele gibt es nach wie vor hohe Zustimmungswerte. Die Umsetzung der Energiewende wird hingegen zunehmend kritisch gesehen. Dies gilt auch im Fall einer tatsächlichen oder subjektiv wahrgenommenen negativen persönlichen Betroffenheit. Um die Akzeptanz bei der Bevölkerung nicht zu verlieren, muss die Bundesregierung an dieser Stelle gegensteuern.

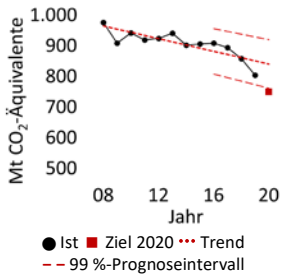
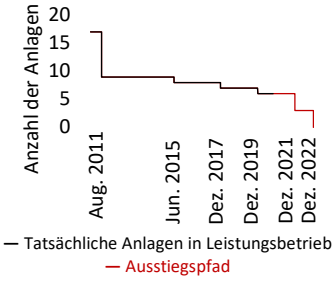
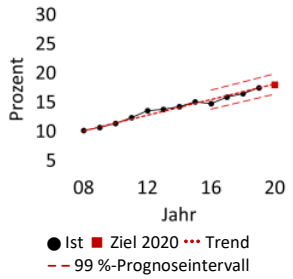
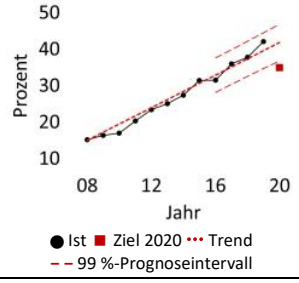
12. Beim Abgleich der Einschätzungen der Expertenkommission mit den Einschätzungen der Bundesregierung in ihrem Monitoring-Bericht kann festgestellt werden, dass diese sich im Vergleich zu früheren Berichtsjahren eher angeglichen haben. Dies ist im Wesentlichen auf die unerwartet starke Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) aufgrund der pandemiebedingten Einschränkungen zurückzuführen. In den vergangenen Jahren hatte die Bundesregierung die Reduktion der THG-Emissionen (Ziel: Reduktion um 40 % gegenüber 1990 bis 2020) mit drei von fünf möglichen Punkten in ihrem System (vgl. Kapitel 2.2 in BMWi, 2021) sehr viel positiver eingeschätzt als die Expertenkommission, die bislang die rote Ampelfarbe vergab. In diesem Jahr vergibt die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“, die Bundesregierung bleibt bei der Vergabe von drei Punkten. Eine größere Abweichung ergibt sich jedoch weiterhin bei der Endenergieproduktivität (Ziel: Steigerung um 2,1 % pro Jahr 2008-2050). Hier vergibt die Expertenkommission weiterhin, wie auch im Vorjahr, die Ampelfarbe rot, während die Bundesregierung drei Punkte (im Vorjahr 2 Punkte) vergibt. Eine relativ gute Übereinstimmung zwischen der Einschätzung der Bundesregierung und der der Expertenkommission gibt es bei den restlichen quantitativen Zielen der Energiewende. Sowohl bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Ziel: 18 % bis 2020) als auch bei der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien 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 im Bereich des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr (Ziel: 10 % im Jahr 2020). Auch die Bundesregierung vergibt hier lediglich einen Punkt. Demgegenüber scheint die Erreichung des Ziels bei der Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Ziel: Reduktion um 20 % gegenüber 2008 bis 2020) möglich, dies aber allein auf Grund der Coronabedingten Sonderentwicklung des Jahres 2020. Die Expertenkommission vergibt deshalb die rote Ampelfarbe, die Bundesregierung auf Basis der Werte für das Jahr 2019 lediglich zwei Punkte. Dazwischen liegt die Einschätzung für die Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor (Ziel: Reduktion des Wärmebedarfs um 20 % gegenüber dem Jahr 2008 bis zum Jahr 2020). Für dieses Ziel vergibt die Bundesregierung drei Punkte und die Expertenkommission die Ampelfarbe „gelb“. Bei dem Ziel der Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr vergibt die Bundesregierung keine Einschätzung, die Expertenkommission vergibt die Ampelfarbe „rot“.

Tabelle 2: Zusammenfassende Gesamteinschätzung der Expertenkommission zum Stand der Energiewende zur Zielerreichung 2020

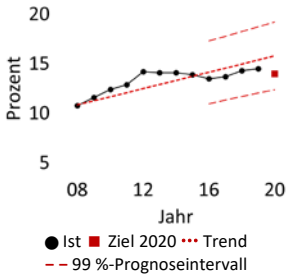
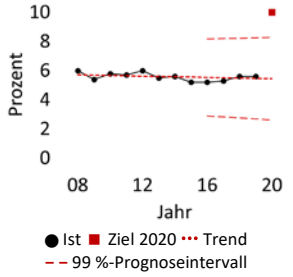
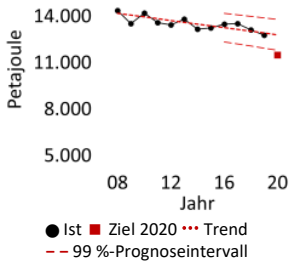
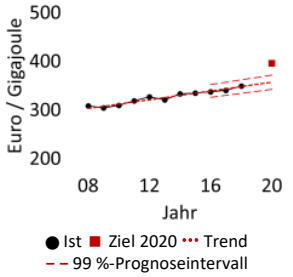
Dimension	Indikator	
Klimaschutz	Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟡
Kernenergieausstieg	Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	🟢
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	🟢
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	🟡
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr	🔴
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)	🔴
	Endenergieproduktivität	🔴
	Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor	🟡
	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr	🔴
Versorgungssicherheit	Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)	🔴
	Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen	🟡
	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 EU-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 3: Detaillierte Betrachtung der einzelnen Indikatoren

Klima-schutz		Reduktion der Treibhausgasemissionen (Leitindikator bzw. Oberziel)	
		Messgröße: Die gesamten ausgestoßenen Treibhausgasemissionen [Mio. t CO_2-Äq.] Zielsetzung: Reduktion der Treibhausgasemissionen um mind. 40 % ggü. 1990 bis 2020 / 55 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] sowie Reduktion um 14 % ggü. 2005 bis 2020 / 38 % bis 2030 in den Nicht-EU-ETS-Sektoren [EU-Lastenteilungsentscheidung 2009; EU-Klimaschutzverordnung 2018] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 805 Mio. t CO_2-Äq.	
Kern-energie-ausstieg		Abschaltung von Kernkraftwerken gemäß Ausstiegspfad (Leitindikator bzw. Oberziel)	
		Messgröße: Anzahl der Kernkraftwerke in Leistungsbetrieb [Anzahl der Anlagen] Zielsetzung: Spätestens mit Ablauf des 31.12.2017: nur noch 7 Anlagen in Leistungsbetrieb; 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 November 2019: 6 Anlagen	
Erneuer-bare Energien		Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Leitindikator)	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch inkl. Eigenverbrauch für Strom- und Wärmeerzeugung sowie Transport- und Leitungsverluste (sogenannter Bruttoendenergieverbrauch) [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020 und 30 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 17,5 % Hinweis: Ampelfarbe „grün“ verlangt Übererfüllung bei „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch“.	
		Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	
		Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung einschließlich Stromaustauschsaldo mit dem Ausland (sogenannter Bruttostromverbrauch) [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 35 % bis 2020 und auf mindestens 50 % bis 2030 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 42,1 %	

Fortsetzung

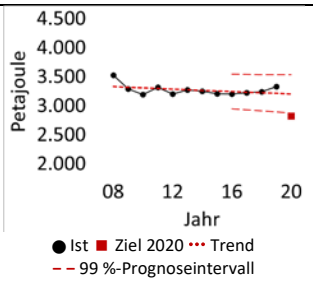
Erneuerbare Energien	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte		
	Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch auf 14 % bis 2020 [Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) 2008] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 14,5 % Hinweis: Ampelfarbe „gelb“, da Dynamik im Wärmebereich fehlt.	
	Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehr		
	Messgröße: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [%] Zielsetzung: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich auf 10 % bis 2020 [EU-Richtlinie 2009/28/EG]. Das Ziel ist verbindlich und zusätzlich zum 18 % Endenergieverbrauchssziel einzuhalten Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 5,6 %	
Energieeffizienz	Reduktion des Primärenergieverbrauchs (Leitindikator)		
	Messgröße: Primärenergieverbrauch [PJ] Zielsetzung: Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % ggü. 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2019: 12.779 PJ	
	Endenergieproduktivität		
	Messgröße: Durchschnittliche Endenergieproduktivität pro Jahr im Zeitraum 2008 bis zum aktuellen Berichtsjahr definiert als reales Bruttoinlandsprodukt dividiert durch Endenergieverbrauch [EUR / Gigajoule] Zielsetzung: Durchschnittliche Endenergieproduktivität von 2,1 % pro Jahr im Zeitraum 2008-2050 [Energiekonzept 2010] Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung Status quo 2018: 349 Euro / Gigajoule	

Fortsetzung

Energieeffizienz

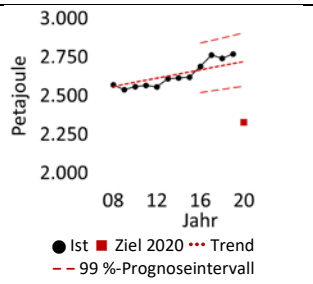
Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor

Messgröße: Endenergieverbrauch für Raumwärme, Warmwasser, Raumkühlung und Beleuchtung in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte [PJ]
Zielsetzung: Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor um 20 % gegenüber 2008 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2017: 3.115 PJ



Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr

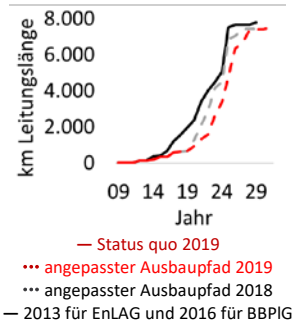
Messgröße: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor [PJ]
Zielsetzung: Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor um 10 % gegenüber 2005 bis 2020 [Energiekonzept 2010]
Beurteilungskriterien: Prognoseintervalle und Experteneinschätzung
Status quo 2019: 2.770 PJ



Versorgungssicherheit

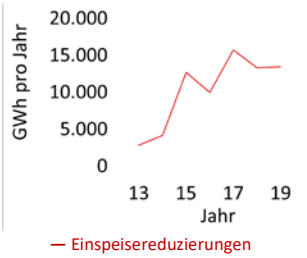
Ausbau der Übertragungsnetze (Leitindikator)

Messgröße: Abweichung der Gesamtinbetriebnahme zwischen Plan (im jeweils ersten Berichtsjahr des Netzausbaumonitoring) und Ist beim Übertragungsnetzausbau (EnLAG- und BBPlG-Vorhaben) [km]
Aussage: Die Abweichung ist ein Maß für die netzseitige Versorgungssicherheit, wobei zunehmende Abweichungen eine (zukünftige) Gefährdung der Versorgungssicherheit andeuten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: Abweichung 1.331 Kilometer (bisher Gesamtinbetriebnahme von Vorhaben mit Länge von 648 Kilometern, Planwert (2013 für EnLAG und 2016 für BBPlG) 1.979 Kilometer)
Hinweis: Ampelfarbe „rot“ ergibt sich aus der Einschätzung, dass Verzögerungen sich auch zukünftig fortsetzen werden.



Umfang der erforderlichen Engpassmanagementmaßnahmen

Messgröße: Summe der erforderlichen Einspeisereduzierungen an konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsleistung zur Behebung von Netzengpässen [GWh pro Jahr]
Aussage: Die Unzulänglichkeit der Netzinfrastruktur spiegelt sich in der erforderlichen Einspeisereduzierung wider.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 13.440 GWh pro Jahr

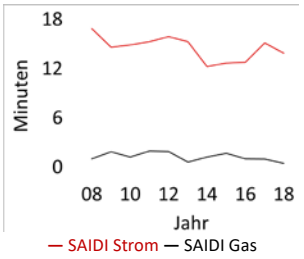


Fortsetzung

Versorgungssicherheit

System Average Interruption Duration Index – SAIDI Strom und SAIDI Gas

Messgröße: Durchschnittlicher Ausfall der Strom- bzw. Gasversorgung pro Jahr und Kunde [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 2019: 13,9 Minuten für Strom und 0,5 Minuten für Gas



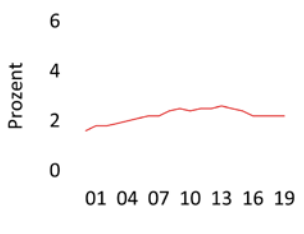
Preiswürdigkeit

Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt (Leitindikator)

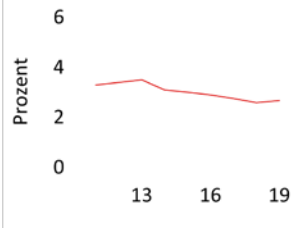
Messgrößen der Preiswürdigkeit:

- (Aggregierte) Letztverbraucherausgaben für Elektrizität (bzw. für Wärmedienstleistungen und Kraftstoffe im Straßenverkehr) dividiert durch Bruttoinlandsprodukt [%]
- Elektrizitätsstückkosten der Industrie definiert als Kosten für Elektrizität dividiert durch Wertschöpfung [%]

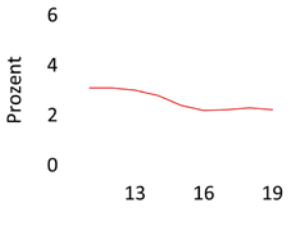
Aussage: Die Indikatoren messen die Belastung durch Energiekosten.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2019: 2,2 % (Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt)



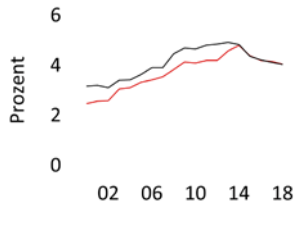
Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen



Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

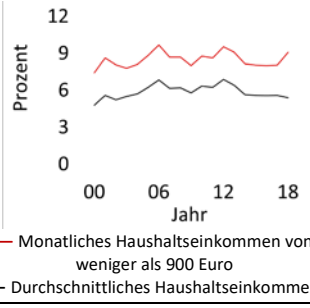


Elektrizitätsstückkosten der Industrie im EU-Vergleich



Energiekostenbelastung der Haushalte

Messgröße: Anteil der Energieausgaben privater Haushalte (ohne Kraftstoffe) an ihren gesamten Konsumausgaben [%]
Aussage: Der Indikator zeigt die Energiekostenbelastung der Haushalte und macht auf potentielle soziale Auswirkungen der Energiewende aufmerksam; die Belastung einkommensschwacher Haushalte wird der Belastung durchschnittlicher Haushalte gegenübergestellt.
Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung
Status quo 2018: 9,1 % (einkommensschwache Haushalte) und 5,4 % (durchschnittlicher Haushalt)



Fortsetzung

Akzeptanz		Generelle Zustimmung zu den Zielen der Energiewende (Leitindikator)	
		Messgröße: Anteil der Bevölkerung, der der Energiewende zustimmt/die Energiewende ablehnt hinsichtlich: (i) ihrer generellen Ziele, (ii) ihrer Umsetzung und (iii) auf Grundlage persönlicher Betroffenheit [Prozent] Aussage: Der Indikator ist ein Maß für die Akzeptanz der Energiewende und zeigt die Unterstützung für das Gemeinschaftsprojekt in der Gesellschaft Beurteilungskriterien: Experteneinschätzung auf Basis des Sozialen Nachhaltigkeitsbarometers (IASS, 2020)	
		Zustimmung hinsichtlich der Umsetzung der Energiewende	
		Zustimmung auf Grundlage persönlicher Betroffenheit	

Quelle: Eigene Darstellung

13. Bereits in den vergangenen zwei Stellungnahmen hatte die Expertenkommission in ihrer Energiewendeampel auch eine Einschätzung zur Akzeptanz der Energiewende gegeben (EWK, 2019, 2018). Die Methodik der Bewertung wurde in der letzten Stellungnahme dokumentiert. Die Einschätzung beruht auf dem regelmäßig durchgeführten „Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende“, das nun auch für das Berichtsjahr 2019 vorliegt (IASS, 2020).

Tabelle 4: Fragen zur Akzeptanz im Sozialen Nachhaltigkeitsbarometer

Ebene	Beispiele	Einschätzung in %		
		2017	2018	2019
Ziele der Energiewende	„Die Energiewende umfasst eine Reihe von energiepolitischen Zielsetzungen.“ Ich befürworte bzw. befürworte stark:			
	• Ausstieg aus der Kernenergie	68	64	56
	• Ausbau von erneuerbaren Energieträgern	82	82	83
	• Ausstieg aus der Kohle	63	64	64
	• Ausbau überregionaler Stromnetze	63	66	67
	• Steigerung der Energieeffizienz	84	85	83
	• Senkung des Energieverbrauchs	84	78	79
	• Ausbau Elektromobilität	80	55	45
Umsetzung der Energiewende	„Im Folgenden Sehen Sie eine Liste mit verschiedenen Eigenschaftspaaren. Bitte markieren Sie jeweils, wie Sie ganz spontan die Energiewende in Deutschland bewerten würden.“	-3 bis -1 (negative Eigenschaft) / neutral bzw. weiß nicht / 1 bis 3 (positive Eigenschaft):		
	• teuer – kostengünstig	66/17/17	75/15/10	78/15/7
	• ungerecht – gerecht	48/30/22	51/28/21	56/26/18
	• elitär – bürgernah	41/39/20	47/34/19	51/34/13
	• chaotisch – geplant	52/23/25	60/22/18	66/19/15
	• schlecht – gut	33/25/42	47/22/31	47/23/32
Persönliche Betroffenheit	„Was denken Sie, wird die Energiewende in den nächsten zehn Jahren auf Sie eher positive oder negative Auswirkungen haben?“	eher positiv / eher negativ / neutral bzw. weiß nicht:		
	• Meine berufliche Tätigkeit.	11/7/82	Nicht erhoben	8/13/80
	• Mein Wohnumfeld.	30/13/57		23/17/60
	• Meine finanzielle oder wirtschaftliche Situation.	8/53/39		4/57/38
	• Meine Mobilität, also Umfang und Art der von mir genutzten Verkehrsmittel.	27/25/48		25/39/38
	• Meine Ausstattung mit neuer Technik.	45/9/46		35/14/52

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IASS (2017, 2019, 2020) und persönlicher Kommunikation

Anmerkungen zur Energiewende-Ampel

Tabelle 5: 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. Der empfohlene Indikator ist damit der „Anteil Erneuerbarer an der Stromerzeugung“.	EWK, 2015; Kap. 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; Kap. 3

Tabelle 6: 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 Verteilernetze entwickelt werden.	BNetzA/BKartA (Monitoringbericht) BNetzA (EnLAG- und BBPlG-Monitoring)	EWK, 2012; Kap. 6 EWK, 2014a; Kap. 6 EWK, 2014b; Kap. 9 EWK, 2015; Kap. 7 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 7 EWK, 2019; Kap. 9
Engpassmanagementmaßnahmen*)	Weitere Systemdienstleistungen könnten den Indikator ggf. ergänzen, dazu zählen: Vorhaltung der Regelleistung, Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Reservemechanismen, abschaltbare Lasten.	BNetzA (Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen)	EWK, 2014b; Kap. 9 EWK, 2016; Kap. 6 EWK, 2018; Kap. 6, 7 EWK, 2019; Kap. 9
System Average Interruption Duration Index*)	Der Indikator erfasst keine Versorgungsausfälle unter drei Minuten, doch auch diese führen zu volkswirtschaftlichen Schäden. Zudem ist der SAIDI rückwärtsgewandt. Verschlechtert sich sein Wert, ist eine kurative Investition überfällig. Perspektivisch sollten Indikatoren entwickelt werden, die Abweichungen von der Normspannung erfassen, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.	BNetzA/ BKartA (Monitoringbericht)	EWK, 2014a; Kap. 6 EWK, 2019; Kap. 3
Indikatoren der Preiswürdigkeit	Die Indikatoren („Aggregierte Letztverbraucherausgaben“, „Elektrizitätsstückkosten in der Industrie“ und „Energiekostenbelastung der Haushalte“) werden auf Grundlage von Datenquellen und Bewertungsansätzen berechnet, die noch zu harmonisieren sind.	Eigene Berechnungen der Expertenkommission	EWK, 2014a; Kap. 7 EWK, 2014b; Kap. 11 EWK, 2015; Kap. 8 EWK, 2016; Kap. 7

*) Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ sollte zwischen Netzen und Erzeugungskapazitäten unterschieden werden. Für die gesicherten Kapazitäten bedarf es sogenannter System Adequacy-Aussagen. Einer der international anerkannten Indikatoren hierzu ist die sogenannte „Loss of Load Expectation“. In Deutschland befinden sich Adequacy-Indikatoren seit dem Strommarktgesetz aus dem Juli 2016 in der Entwicklung. Die Bundesregierung hat hierzu bisher keine Ergebnisse vorgelegt.

14. Die Energiewende-Ampel weist in der Regel Indikatorenwerte bis einschließlich des Berichtsjahres 2019 aus, auch wenn, wie oben beschrieben, die Expertenkommission aktuellere Werte berücksichtigt und zusätzliche quantitative Abschätzungen vornimmt, um die Zielerreichung der Indikatoren bis 2020 bestmöglich einzuschätzen. Im Jahr 2020 ergaben sich zudem zahlreiche themenspezifische sowie politische Entwicklungen, gerade mit Blick auf den europäischen Energiewende-Rahmen, welche die Expertenkommission bereits in einer gesonderten Stellungnahme im Sommer 2020 berücksichtigte (vgl. EWK, 2020). Die wichtigsten Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 finden sich in Box 1. Die Gesamtfassung der Sommer-Stellungnahme ist der vorliegenden Stellungnahme angefügt. Die in der Sommer-Stellungnahme angesprochenen Handlungsfelder besitzen besondere Relevanz auch für die Zielerreichung der deutschen Energiewende bis zum Jahr 2030. Um die Perspektive bis zum Jahr 2030 geht es im folgenden Abschnitt.

Box 1: Ergebnisse und Empfehlungen der Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext vom Sommer 2020 (vgl. EWK, 2020)

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deals erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende, aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deals, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen beispielsweise sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizenzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deals kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedsstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

2 Perspektive bis zum Jahr 2030

Das Wichtigste in Kürze

Die Erreichbarkeit der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz und dem Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan ist nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom 11.12.2020 im Licht eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene zu betrachten. Die Expertenkommission ordnet im Folgenden den aktuellen Sachstand ein und bewertet mögliche Auswirkungen auf die Treibhausgasminderung in Deutschland und die wichtigsten Energiesektoren. Hierzu geht die vorliegende Stellungnahme davon aus, dass der Beschluss des Europäischen Rates umgesetzt wird, der eine Minderung der Treibhausgasemissionen für die Europäische Union gegenüber 1990 um mindestens 55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen) statt bisher um 40 % vorsieht. Weiterhin wird anhand der im Impact Assessment der EU-Kommission beschriebenen Realisierungspfade angenommen, dass die Struktur des Europäischen Emissionshandelssystems weitgehend unverändert beibt, die Emissionsobergrenze jedoch deutlich schneller abgesenkt wird und somit gegenüber dem Basisjahr 2005 eine Minderung um 65 % erreicht wird (bisher 55 %). Damit könnte ein Anstieg der Zertifikatspreise auf ein Niveau von etwa 50 Euro/t CO_2 verbunden sein. Für die der Effort Sharing Regulation unterliegenden Sektoren wird unter Beibehaltung der bestehenden Aufteilung zwischen den Mitgliedsstaaten von einer Fortschreibung des europäischen Minderungsziels auf -39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %) gegenüber dem Jahr 2005 ausgegangen. Daraus lässt sich für Deutschland ein Emissionsbudget von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq abschätzen, wenn die Minderung aus dem Emissionshandel und der Effort Sharing Regulation proportional fortgeschrieben werden. Dies entspricht einer Treibhausgasminderung ggü. 1990 um 65 %.

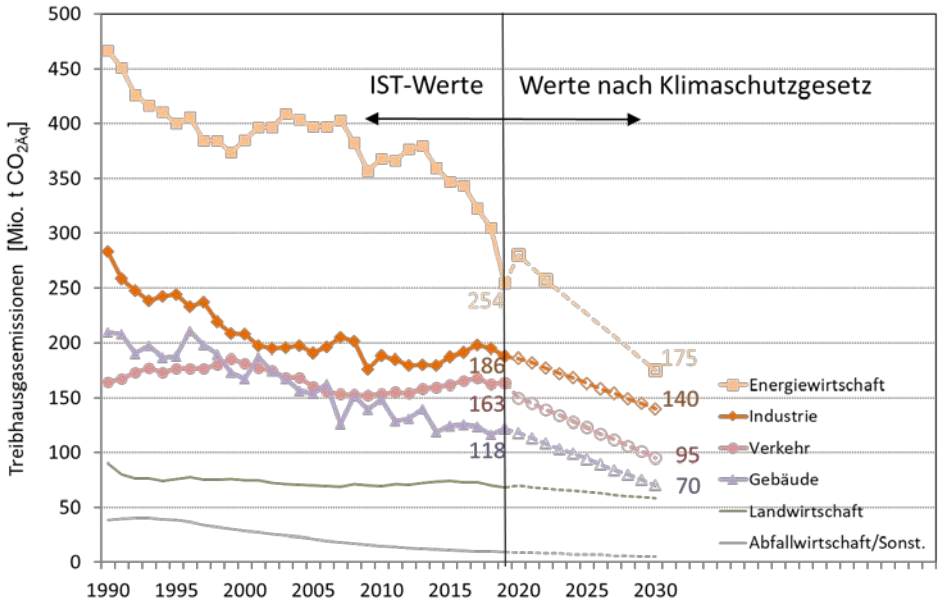
Aus Sicht der Expertenkommission ist dies erreichbar, obwohl es bedeutet, zusätzlich etwa einhundert Millionen Tonnen CO_2 gegenüber der bisherigen Zielsetzung in Deutschland zu vermeiden. Grundvoraussetzung dafür ist das marktgetriebene Ausphasen der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030. Im Sektor Industrie ist es vor allem von Bedeutung, in der energieintensiven Grundstoffindustrie im Zuge anstehender Ersatzinvestitionen eine Umstellung auf CO_2-arme/freie Prozesse einschließlich des grünen Wasserstoffs herbeizuführen. Für den Sektor Gebäude wird empfohlen, die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 und des Nationalen Energie- und Klimaplans zur energetischen Sanierung von Gebäuden sowohl in Bezug auf die Quantität (Sanierungsrate) als auch die Qualität (Sanierungstiefe) weiterzuentwickeln. Darüber hinaus sollte ein stärkerer Fokus auf die Angebotsseite gelegt und Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick genommen werden, weil sie über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen. Einen Ansatz dafür kann u. a. eine verbindliche Wärmeplanung auf kommunaler Ebene darstellen.

Für den Sektor Verkehr sieht die Expertenkommission noch große Herausforderungen bis sich neue, klimaschonende Technologien am Markt durchsetzen. Während die derzeitigen Maßnahmen für Pkw wichtige Dynamiken für die Elektrifizierung ausgelöst haben, sind die Hürden für die Marktdurchdringung alternativer Antriebe im Straßengüterfernverkehr derzeit deutlich höher. Für beide – Pkw wie Lkw – ist die Umsetzung einer flächendeckenden und grenzüberschreitenden Ausstattung mit Lade- und Betankungsinfrastruktur prioritär, einschließlich Schnellladepunkten. Darüber hinaus sieht die Expertenkommission die dringende Notwendigkeit, Maßnahmen zu verstärken, die Verhaltensänderungen bewirken und die Verlagerung von Verkehren in den öffentlichen Verkehr und auf die Schiene befördern. Hierbei sollte nach Meinung der Expertenkommission ein besonderes Augenmerk auf Synergien durch integrierte Maßnahmen im Nahverkehr und im Fernverkehr gelegt werden. Eine Unterstützung der Verlagerung entsteht nicht zuletzt durch die Bepreisung der Nutzung von Autobahnen und Bundesstraßen entsprechend der CO_2-Intensitäten der Fahrzeuge.

2.1 Klimaschutzziele für das Jahr 2030

16. Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 hat der Gesetzgeber erstmals für Deutschland einen rechtlich verbindlichen Rahmen für die Klimaschutzziele 2030 geschaffen (KSG, 2019). Das Gesetz sieht unter Einbeziehung sektorspezifischer Zielsetzungen vor, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) um 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren (Abbildung 2). Darüber hinaus hat die Bundesregierung im Juni 2020 im Rahmen der Berichterstattung an die Europäische Kommission den Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) übermittelt, der die Strategie der Bundesregierung ergänzt und mit zahlreichen Maßnahmen unterlegt ist (NECP, 2020). Hier werden im Wesentlichen zwei Szenarien betrachtet: ein Referenzszenario, das die bis zum 31.12.2017 durchgeführten und beschlossenen Maßnahmen berücksichtigt, sowie ein Klimaschutzszenario, das sich am Klimaschutzprogramm 2030 (KSP) der Bundesregierung vom Oktober 2019 orientiert (KSP, 2019).

Abbildung 2: Bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen und sektorale Ziele nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz



Quellen: UBA (2020), KSG (2019)

17. Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm betten sich in die europäische Klimaschutz- und Energiestrategie mit ihren einschlägigen Richtlinien und Verordnungen ein, insbesondere in die Regelungen zum europäischen Emissionshandelssystem (ETS) sowie die Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation, ESR) für diejenigen Bereiche, die nicht dem Emissionshandel unterliegen. Auf europäischer Ebene wird jedoch seit 2019 vor dem Hintergrund des europäischen Green Deal und dem Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 – die auch das neue Leitbild der deutschen Klimapolitik darstellt – über ein ambitionierteres Klimaschutzziel bis 2030 diskutiert, das über das bislang geltende Ziel für die EU (mindestens -40 % THG-Emissionen ggü. 1990) hinausgeht. Zum Redaktionsschluss der vorliegenden Stellungnahme steht mit dem Beschluss des Europäischen Rates (EU Rat, 2020) ein Zielwert von mindestens -55 % netto (Emissionen und Abbau von Treibhausgasen)

im Raum, der dem Vorschlag der EU-Kommission folgt und jetzt in Abstimmung mit dem Europäischen Parlament in das Europäische Klimagesetz integriert werden soll (in einer Entschließung vom 7.10.2020 hatte das Europäische Parlament einen Zielwert von -60 % gefordert (EU Parlament, 2020)). Im Vorfeld der Beratungen hatte die Kommission bereits am 17.9.2020 ein sog. Impact Assessment (EU Kommission, 2020) vorgelegt, das anhand verschiedener Szenarien und Maßnahmenbündel einerseits die damit erreichbaren Klimaschutzziele und andererseits die damit verbundenen Auswirkungen auf Umwelt, Wirtschaft und Gesellschaft beleuchtet.

18. Obwohl die konkrete Umsetzung der Beschlüsse zu einem neuen europäischen Klimaschutzziel für 2030 noch aussteht, kann davon ausgegangen werden, dass sich daraus erhebliche Konsequenzen für die Energiepolitik in Deutschland ergeben werden. Der Expertenkommission ist es deshalb ein Anliegen, wichtige Implikationen herauszuarbeiten, auf Problemlagen hinzuweisen und Vorschläge zu unterbreiten, wie diese adressiert werden können.

19. In einer ersten Annäherung wird dazu anhand des Impact Assessment der EU-Kommission von folgenden Grundannahmen ausgegangen:

- Für das europäische Klimaschutzziel 2030 wird eine Minderung der THG-Emissionen ggü. 1990 um mindestens 55 % vereinbart.
- Die Struktur des europäischen Emissionshandelssystems bleibt weitgehend unverändert.
- Die Obergrenze der Emissionen im ETS, der sog. cap, sinkt für den stationären Bereich (d. h. ohne Luftverkehr) auf etwa 730 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einer Minderung gegenüber dem Jahr 2005 (2.073 Mio. t CO_2-Äq.) um etwa 65 % (nach den bisherigen Regelungen -55 %).
- Die Emissionen in den der Effort Sharing Regulation unterliegenden Bereichen sinken auf etwa 1.525 Mio. t CO_2-Äq. Dies entspricht einer Minderung gegenüber dem Jahr 2005 (2.486 Mio. t CO_2-Äq.) um etwa 39 % (nach dem Impact Assessment bisher -32 %[2]).
- Die Struktur der Effort Sharing Regulation bleibt unverändert, d. h. es wird keine neue Lastenteilung zwischen den EU-Mitgliedsstaaten beschlossen.

20. Für die daraus resultierende Entwicklung in Deutschland wird zunächst angenommen, dass

- der bisherige Anteil deutscher Unternehmen an den Gesamtemissionen im ETS von etwa einem Viertel unverändert bleibt und
- die Reduktionsverpflichtung in der Effort Sharing Regulation (nach dem Impact Assessment) proportional zum neuen EU-Ziel etwa -46 % ggü. 2005 beträgt (bisher -38 % in der Effort Sharing Regulation).

Daraus folgt ein Emissionsbudget für den deutschen ETS-Sektor von etwa 180 Mio. t CO_2-Äq. und für die ESR-Sektoren von etwa 260 Mio. t CO_2-Äq. Die Summe von etwa 440 Mio. t CO_2-Äq. entspricht somit einer THG-Minderung ggü. 1990 um 65 % bis zum Jahr 2030. Im Vergleich zum bestehenden Ziel nach dem Klimaschutzgesetz (543 Mio. t CO_2-Äq.) ist folglich eine zusätzliche Minderung von rund hundert Millionen Tonnen CO_2-Äq. erforderlich (jeweils ohne internationalen Luftverkehr und die Auswirkungen von Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft, LULUCF).

[2] Baseline-Szenario für die EU-27 (ohne Großbritannien); in der Effort Sharing Regulation wird für die EU-28 ein Ziel von -30 % vorgegeben (für die EU-27 entspricht dies etwa -29 %).

21. Unter diesen Maßgaben wird im Folgenden untersucht, welche Auswirkungen sich daraus für die CO_2-Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr ergeben können.

2.2 Perspektive für den Sektor Energiewirtschaft

22. Für den Sektor Energiewirtschaft im Sinne des Bundes-Klimaschutzgesetzes[3] konzentriert sich die Betrachtung der Auswirkungen eines neuen europäischen Klimaschutzziels für 2030 auf die Stromerzeugung, weil auf die CO_2-Emissionen der Kraftwerke annähernd 90 % der Treibhausgasemissionen dieses Sektors entfallen. Den Ausgangspunkt bildet der NECP, der davon ausgeht, dass der Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei etwa 580 TWh liegen wird (und damit auf dem Niveau des Jahres 2019[4]), weil Effizienzfortschritte bei Stromanwendungen einen erhöhten Bedarf in den Bereichen Verkehr (z. B. Elektromobilität) und Wärme (z. B. Wärmepumpen) kompensieren können.

23. Die Annahme eines unveränderten Strombedarfs wird seitens der Expertenkommission jedoch kritisch gesehen. Vielmehr ist aus folgenden Gründen eine deutliche Zunahme zu erwarten:

- Im Zuge der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vom Juni 2020 ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach strombasiertem Wasserstoff deutlich zunimmt. Von derzeit etwa 50 MW soll die Elektrolyseur-Leistung bis 2030 bis auf 5.000 MW steigen und dafür ca. 20 TWh regenerativer Strom zur Verfügung gestellt werden (Wasserstoffstrategie, 2020). Insgesamt wird in der Strategie für diesen Zeithorizont von einer deutlichen Zunahme des Wasserstoffbedarfs in Deutschland ausgegangen, energetisch von derzeit ca. 57 TWh (dena, 2019) auf 90-110 TWh. Der überwiegende Teil dürfte bis auf Weiteres direkt aus Erdgas (und in Raffinerie-internen Prozessen) gewonnen werden, allerdings ist es – je nach Rahmenbedingungen im Einzelfall – nicht unrealistisch anzunehmen, dass die Nachfrage nach Elektrolyse-Wasserstoff einen Strombedarf von 20 TWh deutlich übersteigen könnte (vgl. auch Kapitel 11).
- Für die Industrie ist davon auszugehen, dass die Unternehmen bei steigenden CO_2-Zertifikatspreisen im Europäischen Emissionshandel bzw. aufgrund des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (Unternehmen außerhalb des Emissionshandels) ihre Prozesse aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus verstärkt auf Elektrizität umstellen werden. Ein weiterer Treiber ist die zum Teil selbst gesetzte, aber auch von Kunden geforderte Strategie zur klimaneutralen Produktion (vgl. dazu Abschnitt 2.3 und EWK (2020)). So geht der Großabnehmerverband Energie (GAV Energie, 2020) laut einer Umfrage bei seinen Mitgliedsunternehmen in Baden-Württemberg davon aus, dass der Strombedarf in der Industrie bis 2030 um 10-20 % steigen könnte. Sollte sich dieser Trend deutschlandweit einstellen, wäre ggü. 2019 mit einer zusätzlichen Stromnachfrage von über 20 TWh bis etwa 50 TWh zu rechnen[5,6].

[3] Der Sektor Energiewirtschaft umfasst öffentliche Kraftwerke und Heizwerke (Quellgruppe 1.A.1.a nach dem Treibhausgasinventar), Raffineriefeuerungen und -kraftwerke (1.A.1.b) sowie Kokereien und andere Anlagen des Umwandlungssektors einschließlich deren Kraftwerke (1.A.1.c). Darüber hinaus umfasst die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung den Erdgaspipelinetransport (1.A.3.e) sowie diffuse Emissionen aus der Energienutzung (1.B).

[4] In BMWi (2020) werden für 2019 578 TWh angegeben, in BDEW (2020) 569 TWh.

[5] Diesen Trend bestätigen auch Aussagen großer Unternehmen der energieintensiven Grundstoffindustrie. So könnte sich bei BASF im Rahmen der Umsetzung der Carbon Management-Strategie des Unternehmens der Strombedarf allein am Standort Ludwigshafen um den Faktor drei bis vier von 6,2 TWh (2019) auf über 20 TWh erhöhen (BASF, 2020); dies aber im Wesentlichen erst ab dem Jahr 2030.

[6] In den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2035 der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020) wird von einer Zunahme des Nettostromverbrauchs der Industrie bis 2035 um 34,8 TWh bis 53,8 TWh ausgegangen.

- Für den Straßenverkehr wird im NECP ein steigender Strombedarf aufgrund des erwarteten Markthochlaufs der Elektromobilität auf einen Bestand von über 7 Mio. Fahrzeugen berücksichtigt (Prognos, 2020). Sofern jedoch die Förderung von Elektro-Pkw und weitere Maßnahmen wie die Absenkung der CO_2-Flottengrenzwerte für Neufahrzeuge im Rahmen des Europäischen Green Deals umgesetzt werden, könnte dies zu einem deutlich höheren Bestand führen. Die Diffusionsgeschwindigkeit könnte zwar durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur gehemmt werden, aus Sicht der Expertenkommission ist aber ein Bestand von 10 Mio. Fahrzeugen nicht unrealistisch (vgl. Abschnitt 2.5). Dies dürfte zu einem zusätzlichen Strombedarf im Verkehr in der Größenordnung von 5-8 TWh führen. Durch eine zunehmende Verlagerung von Straßenverkehren, sowohl Güter- als auch Personenverkehren, auf die Schiene könnte ein Strommehrbedarf in der Größenordnung von 2 TWh entstehen. Im Gegensatz dazu ist die Expertenkommission skeptisch, ob die Elektrifizierung von bis zu einem Drittel des Lkw-Verkehrs bis 2030 nach dem NECP umzusetzen ist. In der Summe könnte sich der Strombedarf des Sektors Verkehr von 15 TWh (2019) mehr als verdoppeln.
- Im Sektor Gebäude könnte sich ebenfalls ein stärkerer Trend zur Elektrifizierung einstellen, der sich insbesondere durch die Entwicklung des Wärmepumpenmarktes bei einem ambitionierteren Klimaschutzziel ergibt. So geht Agora Energiewende (2020) von einem Anstieg auf 6 Mio. Anlagen aus (2018: 1,2 Mio.), der mit einem Strombedarf von 30 TWh verbunden ist, während dem NECP im Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 etwa 18 TWh hinterlegt sind (nur Haushalte) (Prognos, 2020).

24. In der Summe könnten die skizzierten Entwicklungen dazu führen, dass sich der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 um 10 % oder mehr erhöht. Dass dem nennenswerte zusätzliche Einsparungseffekte gegenübergestellt werden können, scheint fraglich, weil die dem NECP zugrundgelegte Effizienzstrategie (Minderung um 5,7 %) bereits auf den ambitionierten Maßnahmen der Fortschreibung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE 2.0) beruht und sich in der Vergangenheit gezeigt hat, dass angestrebte Einsparpotenziale vielfach nur teilweise erreicht werden konnten. Dennoch sollte der Minderungspfad für die Energieeffizienz bei Stromanwendungen unbedingt verfolgt werden, weil die Bereitstellung zusätzlicher Strommengen, insbesondere aus erneuerbaren Energien, schnell an Grenzen stößt (vgl. unten).

25. Für die Strombereitstellung wird nach dem NECP (bei einem Bruttostromverbrauch von etwa 580 TWh) davon ausgegangen, dass Deutschland Netto-Stromexporteur bleibt. Der Saldo wird in den dem NECP hinterlegten Szenarien – bei etwas unterschiedlichem Bruttostromverbrauch – jedoch unterschiedlich hoch angesetzt: mit 45 TWh (Politikszenarien IX, 2020) bzw. 18 TWh (Prognos, 2020)[7]. Die Bruttostromerzeugung aus Kohle sinkt aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs, während der Beitrag von Erdgas und den erneuerbaren Energien zunimmt. Die resultierenden THG-Emissionen liegen dann im Bereich von 150 Mio. t CO_2-Äq. (einschl. der öffentlichen Wärmeversorgung, die aber nur einen geringen Anteil ausmacht).

26. Ein wesentlicher strukturbestimmender Faktor für den Strommix ist der Preis für Emissionsrechte im ETS. Dem NECP ist hierfür ein Anstieg auf 35 Euro/t CO_2 zugrunde gelegt, der aus dem bisherigen EU-Referenzszenario aus dem Jahr 2016 übernommen wurde. Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion um ein ambitionierteres europäisches Klimaschutzziel scheint es jedoch wahrscheinlich, dass es zu deutlich höheren Preisen kommen wird, selbst wenn in einigen, vor allem in den stark auf politische Interventionen wie Grenzwertsetzungen für

[7] Zur Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 wurde neben dem im NECP vorrangig zitierten Gutachten (Prognos, 2020) im Auftrag des BMWi ein weiteres Gutachten (Politikszenarien IX, 2020) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) und des Umweltbundesamtes erstellt.

CO_2 etc. setzenden Szenarien (z. B. Szenario REG) im Impact Assessment nur moderate Anstiege erwartet werden. In den stärker marktorientierten Szenarien hingegen liegt die Bandbreite zwischen 44 $Euro_{2015}$/t CO_2 (Szenario MIX) und 60 $Euro_{2015}$/t CO_2 (Szenario CPRICE). In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass die Verstromung von Kohle sehr viel schneller zurückgeht als im NECP angenommen und der Kohleausstieg de facto bis zum Jahr 2030 erfolgt. Auch die Bundesnetzagentur berücksichtigt im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (BNetzA, 2020) u. a. einen Zertifikatspreis von 53 Euro/t CO_2, wobei ein Kohleausstieg in den Szenarien explizit nur für das Jahr 2035 ausgewiesen wird (auch weil das Stützjahr 2030 nicht berücksichtigt wird[8]).

27. Unter dieser Maßgabe stellt sich die Frage, durch welche Alternativen die wegfallende Kohlestromerzeugung ersetzt werden kann - bei einem möglichen gleichzeitigen Anstieg des Strombedarfs. Primär infrage kommen dafür

- eine stärkere Umstellung auf Erdgas (ggf. auch z. T. klimaneutrales Erdgas),
- ein schnellerer Ausbau der erneuerbaren Energien und/oder
- Stromimporte (bzw. die Reduktion der Stromexporte).

28. Die Rolle von Erdgas wird vor allem mit Blick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit und den Betrieb von Fernwärmenetzen bedeutsam sein. Dabei dürfte eine Umrüstung von Kohlekraftwerken die wahrscheinlichste Option darstellen. Mit Blick auf die längerfristig angestrebte Klimaneutralität sollte die Nutzung von Erdgas jedoch in Grenzen gehalten werden, um Lock-in-Effekte zu vermeiden.

29. Für die erneuerbaren Energien wird im NECP der von der Bundesregierung angestrebte Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch ungefähr erreicht[9]. Die Regenerativstromerzeugung steigt dabei auf 371 TWh (2019: 244,3 TWh). Ob ein zusätzlicher Strombedarf im Jahr 2030 vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, scheint angesichts der Zubauentwicklung der letzten Jahre, vor allem aber aufgrund der strukturellen Probleme wie der unzureichenden Flächenkulisse oder der Akzeptanz von Windenergieanlagen an Land fraglich, selbst wenn die Ausschreibungsvolumina erhöht werden (vgl. Kapitel 4 und 5). Im Bereich der Photovoltaik scheint ein schnellerer Ausbau eher möglich, insbesondere dann, wenn solare Baupflichten umgesetzt werden, die zwar in einigen Bundesländern vorgesehen sind, bislang jedoch nicht auf Bundesebene etabliert wurden. Wichtig ist es dabei vor allem, auch den Gebäudebestand verstärkt in den Blick zu nehmen. In der Summe dürfte sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 vermutlich nicht nennenswert über einen 65 %-Anteil hinaus steigern lassen, dies dann aber – gegenüber dem bisherigen Ziel der Bundesregierung - beim hier angesetzten höheren Strombedarf (Abbildung 3).

30. Als Residualgröße für die Deckung des Strombedarfs verbleibt somit der Außenhandel. Sehr wahrscheinlich dürfte sich Deutschland vom Nettoexporteur zum –importeur entwickeln. Ein Saldo im zweistelligen TWh-Bereich ist infrastrukturell sicherlich möglich, allerdings ist zu gewährleisten, dass jederzeit auch die notwendigen Leistungsbilanzen erfüllt werden können. Damit durch den Stromimport Emissionen nicht ins europäische Ausland verlagert werden, sollten länderübergreifende Vorhaben im Bereich der erneuerbaren Energien gestärkt werden (vgl. Kapitel 4 und EWK, 2020).

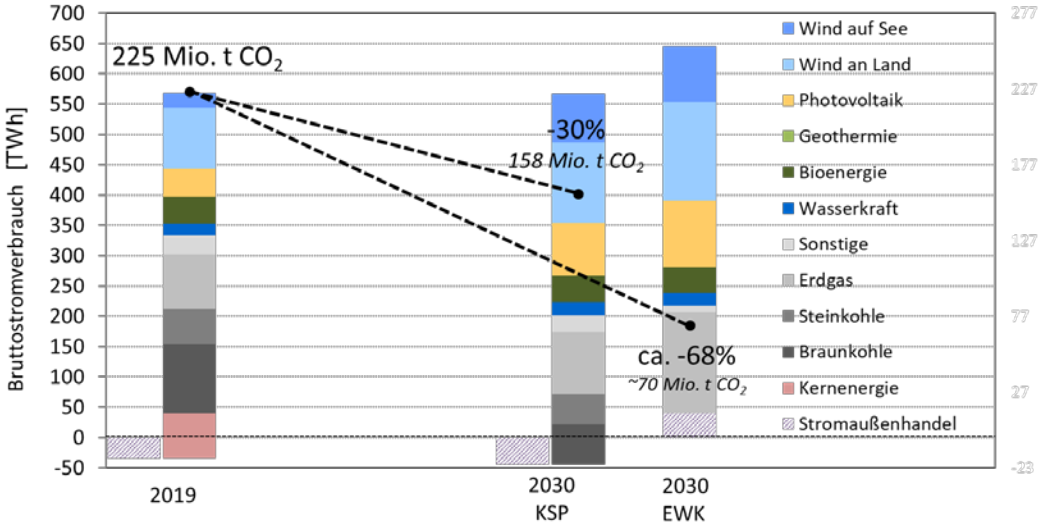
31. Diesen Überlegungen folgend zeigt Abbildung 3 aus Sicht der Expertenkommission eine von mehreren möglichen Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und des Erzeugungsmixes, die zu einem Rückgang der CO_2-

[8] Dies zeigt unabhängig davon die Dringlichkeit eines schnellen Netzausbaus, der auf die neue Situation angepasst werden muss (vgl. dazu Kapitel 6).

[9] Der Wert wird mit 62,7 % ausgewiesen, weil in diesem Kontext von einem etwas höheren Bruttostromverbrauch (591 TWh statt 580 TWh) ausgegangen wird.

Emissionen gegenüber dem Jahr 2019 um etwa 150 Mio. t bzw. 68 % führt. Im Vergleich dazu ist eine Struktur nach den Politikszenarien IX (2020) unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP) dargestellt. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung in diesem Zeitraum bewirkt somit eine zusätzliche Minderung um netto (unter Berücksichtigung u. a. des verstärkten Erdgaseinsatzes) etwa 80 Mio. t CO_2.

Abbildung 3: Mögliche Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs und der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2030



Hinweise: Der Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung und dem Stromsaldo mit dem Ausland (unabhängig vom Erzeugungsmix): pos. Wert = Nettostromimport, neg. Werte = Nettostromexport (für 2019 und 2030 KSP gesondert dargestellt). Für die Bilanzierung der Emissionen gilt das so genannte Territorialprinzip. Demnach werden Deutschland die Emissionen aller ortsfesten Anlagen in Deutschland zugerechnet.
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Politikszenarien IX (2020); in Prognos (2020) ähnliche Erzeugungsstruktur, allerdings deutlich geringerer Stromexport (-18 TWh ggü. -45 TWh).
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (Energiewendekommission)
Daten 2019: BDEW (2020)

2.3 Perspektive für den Sektor Industrie

32. Der Sektor Industrie (Verarbeitendes Gewerbe und Industrieprozesse im Sinne der Klimaberichterstattung) verursachte im Jahr 2019 mit ca. 188 Mio. t CO_2-Äq. (Klimaschutzbericht, 2020) 23 % der THG-Emissionen in Deutschland. Größte Emittenten sind die energieintensive Grundstoffindustrie wie die Stahl- (2017: 29 %), Grundstoffchemie- (19 %) und die Zementindustrie (10 %) (Agora Energiewende, 2019; Garnadt et al., 2020). In der Abgrenzung des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung bzw. des NECP entfallen im Sektor Industrie etwa zwei Drittel auf energiebedingte und ein Drittel auf prozessbedingte Emissionen.

33. Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht eine Minderung der THG-Emissionen für den Sektor Industrie auf 140 Mio. t CO_2-Äq. bis zum Jahr 2030 vor, die im NECP für das Szenario mit den Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 (KSP-Szenario) ungefähr erreicht werden. Als wichtige Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in der Industrie werden im NECP genannt:

- EU-ETS Innovationsfonds: Weiterentwicklung des NER300-Programms
  (Förderung von Investitionen in innovative CO_2-arme Demonstrationsprojekte).
- Nationales Dekarbonisierungsprogramm
  (u. a. Förderung von Forschung und Entwicklung, Erprobung und Markteinführung von Technologien zur Reduktion prozessbedingter THG-Emissionen in emissionsintensiven Industrien).
- Programm CO_2-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien
  (u. a. Förderung von Technologien und Maßnahmen zur CO_2-Kreislaufführung - Carbon Capture and Utilisation (CCU) – sowie Anpassung und Skalierung von CO_2-Abscheidemethoden auf industrielle Anlagen - Carbon Capture and Storage (CCS)).
- Weiterentwicklung der Effizienznetzwerke
  (u. a. Verbesserung des Know-how-Transfers zwischen Unternehmen).
- Ressourceneffizienz und –substitution
  (Ziel ist u. a. durch Beratung, finanzielle Förderung sowie Fortbildung und Berufsausbildung die Verankerung des Prinzips der Kreislauf- bzw. Stoffstromwirtschaft in Produktionsprozessen, um bislang nicht ausgeschöpfte Emissionsminderungspotenziale zu erschließen).
- Beratung und Information.
- weitere finanzielle Fördermaßnahmen, vor allem für KMU.
- Fortbildung und Berufsausbildung.
- Energiesteuerbegünstigungen
  (Prüfung durch die Bundesregierung, inwieweit die bestehenden Energiesteuerbegünstigungen für fossile Energieträger stärker an den klimapolitischen Zielen der Bundesregierung ausgerichtet werden können).

34. Andererseits würde ein ambitionierteres europäisches Klimaschutzziel mit der zu erwartenden Folge höherer Zertifikatspreise die Zielerreichung im Industriesektor nicht nur auf der Effizienzseite, sondern auch seitens der Energieträger und Produktionsprozesse begünstigen. In den Politikszenarien IX (2020) zur Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung wird zurecht darauf hingewiesen, dass bei dem auch im NECP angesetzten Preispfad für Zertifikate im europäischen Emissionshandel (35 Euro/t CO_2 im Jahr 2030) die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen für Unternehmen wirtschaftlich vielfach unattraktiv ist und die auf 3-4 Mrd. Euro bis 2030 bezifferte „Betriebskostenlücke“ anderweitig geschlossen werden müsste. Diese Lücke z. B. über Zuschüsse zu den Betriebskosten bei Klimaschutzmaßnahmen zu schließen, ist jedoch beihilferechtlich problematisch. Daher ist die Anhebung der CO_2-Preise vorzuziehen.

35. Neben der aus Sicht der Expertenkommission kritisch zu bewertenden Annahme zum Rückgang des Endenergieverbrauchs in der Industrie ist insbesondere die im NECP hinterlegte Entwicklung des industriellen Strombedarfs diskussionswürdig, weil sich daraus verschiedene Folgewirkungen ergeben: Im NECP bzw. den beiden Begleitstudien wird von einem Rückgang der Stromnachfrage um etwa 10 % auf gut 200 TWh in 2030 ausgegangen, wobei hier durchaus gegenläufige Effekte erwartet werden. So steht in den Politikszenarien IX den Effizienzgewinnen bei Stromanwendungen u. a. eine Verdoppelung der elektrischen Prozesswärmebereitstellung (auf etwa 18 TWh) gegenüber. Wahrscheinlicher dürfte es aus Sicht der Expertenkommission jedoch insbesondere bei einer Implementierung eines neuen Klimaschutzziels für 2030 sein, dass der Strombedarf insgesamt nennenswert steigt. Dafür sprechen vor allem zwei Gründe:

- Mit Blick auf die bis spätestens 2050 zu erreichende Klimaneutralität sind gerade im Zeitraum bis 2030 erhebliche Prozessumstellungen in der energieintensiven Grundstoffindustrie erforderlich.
- Der Trend zur klimaneutralen Produktion im Verarbeitenden Gewerbe wird deutlich an Intensität gewinnen.

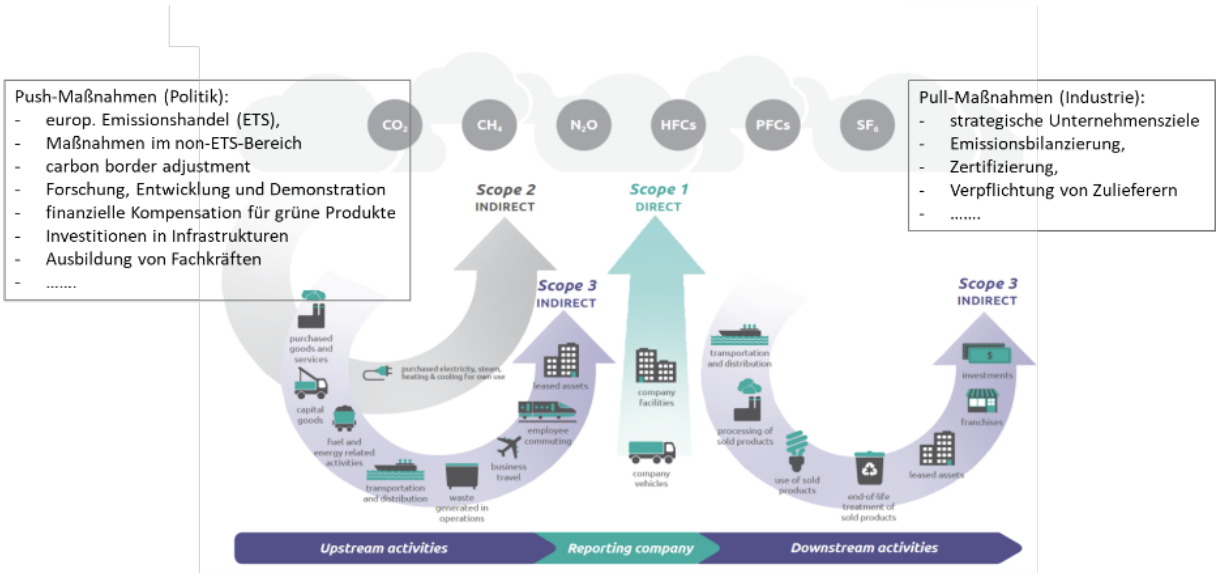
36. In der energieintensiven Grundstoffindustrie stehen in der aktuellen Dekade erhebliche Reinvestitionen an. Nach Agora Energiewende (2019) müssen bis 2030 53 % der Hochöfen in der Stahlindustrie, rund 59 % der Steamcracker in der Grundstoffchemie und rund 30 % der Zementöfen in der Zementindustrie ersetzt werden. Aufgrund der langen Nutzungsdauern dieser Anlagen von 50 und mehr Jahren muss jetzt damit begonnen werden, Investitionen in klimaneutrale Technologien zu lenken, um zeitnah die prozessbedingten Emissionen deutlich zu reduzieren und langfristige Lock-in-Effekte bzgl. der THG-Emissionen auszuschließen. Gleichzeitig ist aber auch die Verlagerung von Produktionsstandorten zu vermeiden. Bei vielen der für die Industrie benötigten Schlüsseltechnologien werden fossile Energieträger durch Elektrizität ersetzt. Dies bezieht auch die Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff vor Ort oder an Vorzugsstandorten in Deutschland als Ersatz zur bisher üblichen Dampfreformierung von Erdgas ein, wofür sich im Zuge der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie zusätzlich deutliche Impulse ergeben können (vgl. Kapitel 11). Der Trend zum vermehrten Stromeinsatz wird sich vermutlich schneller durchsetzen als bislang angenommen, weil sich im Zuge der aktuellen Diskussion zu ambitionierteren Klimaschutzzielen auch die Politikmaßnahmen konkretisieren, mit denen Investitionen in klimaneutrale Produktionsverfahren so abgesichert werden können, dass das Risiko für Unternehmen und Investoren auf ein akzeptables Maß gesenkt wird. Zum einen handelt es sich um sog. Carbon Contracts for Difference, die bislang zumindest in der deutschen Klimaschutz- und Energiepolitik praktisch keine Rolle spielten (vgl. Kapitel 3 und EWK, 2020), zum anderen arbeitet die EU-Kommission an der Ausgestaltung sog. Carbon Border Adjustment Mechanisms, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen abzusichern.

37. Der zweite Treiber für einen höheren Strombedarf im Verarbeitenden Gewerbe ist der Trend zur klimaneutralen Produktion, der im vergangenen Jahr erheblich an Fahrt aufgenommen hat (EWK, 2019). Sehr stark ist hier die Automobilindustrie vertreten, die vor allem den THG-Minderungsmaßnahmen im Verkehr unterworfen ist (z. B. CO_2-Flottengrenzwerte, vgl. auch Kapitel 9). Mit der Elektrifizierungsstrategie sowie den Forderungen nach hohen Quoten für regenerative Kraftstoffe bei der Umsetzung der Renewable Energy Directive RED II in nationales Recht (28 % bis 2030, Tagesspiegel, 2020) wird der Weg für den klimaneutralen Betrieb der Fahrzeuge vorgezeichnet. Die Unternehmensstrategien gehen aber sehr viel weiter und decken die gesamte produktbezogene Lieferkette auf der Beschaffungsseite (upstream activities) und der Absatzseite (downstream activities) ab, d. h. von der Gewinnung der Rohstoffe bis zum Recycling von Fahrzeugen. Die Motivation der Unternehmen ist dabei vielfältig und reicht von der Anpassung an den aktuellen bzw. einen vorweggenommenen möglichen regulativen Rahmen zur Emissionsminderung (innerhalb und außerhalb Europas) über Kostensenkungen und eine Reduktion von Preisrisiken auf der Beschaffungs- (z. B. Energiekosten) und Absatzseite sowie einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Konkurrenten (z. B. bei der Kapitalbeschaffung) bis hin zu öffentlichem Druck und Imagepflege. Denn angesichts des gesellschaftlichen Trends zu klimafreundlichem Konsum müssen die Unternehmen davon ausgehen, dass ihre Produkte (z. B. Pkw) den Anforderungen der Kunden von morgen andernfalls nicht entsprechen und somit nicht mehr marktfähig sein könnten.

38. Die überwiegenden Maßnahmen in den Unternehmen adressieren kurz- und mittelfristig die direkt im Einflussbereich der Unternehmen liegenden Emissionen wie eigene Produktionsstätten, Produktionsprozesse usw. (scope 1) sowie die zugekauften Energieträger wie Strom, Energieträger für Gebäude- und Prozesswärme/-kälte oder Kraftstoffe (scope 2). Auf der längeren Zeitachse werden dann die gesamten upstream und downstream-Lieferketten (scope 3) klimaneutral gestellt (Abbildung 4), nicht zuletzt vor dem Hintergrund von erwartbar

39. en Carbon Border Adjustment Mechanisms, die zu einer Verteuerung von importierten Vorprodukten entsprechend deren CO_2-Fußabdrucks führen können. Während in Branchen wie der Stahl- oder Zementherstellung die prozessbedingten Emissionen im Fokus stehen, können bei den OEM in der Automobilindustrie durchaus 90 % auf den scope 3 entfallen (Roland Berger, 2019; Garnadt et al., 2020). Deshalb haben die Unternehmen bereits begonnen den scope 3 in den Blick zu nehmen. Beispiele sind Daimler und Bosch: So strebt Mercedes-Benz Cars bis 2039 eine CO_2-neutrale Neuwagenflotte entlang der gesamten Wertschöpfungskette an (Daimler, 2019) und Bosch will sich bereits 2021 klimaneutral stellen, wobei hier momentan noch Kompensationsmaßnahmen eine große Rolle spielen (Bosch, 2019). Die OEM haben darüber hinaus bereits begonnen, ihre Zulieferunternehmen – große ebenso wie mittlere und kleine – auf diese Strategie auszurichten.

Abbildung 4: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen

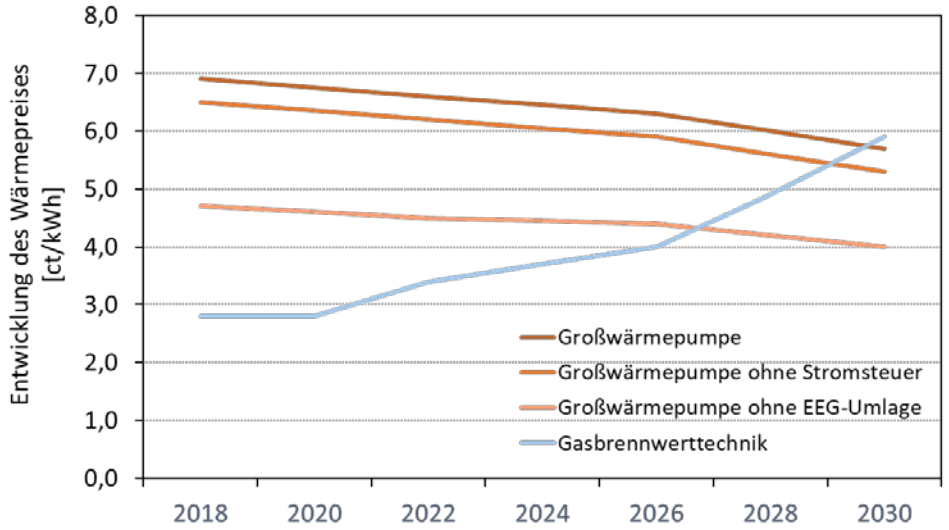


Quelle: Eigene Darstellung, Abbildung: GGP (2011)

40. Durch eigene Ambitionen oder durch von Kunden vorgegebene Anforderungen, in Richtung Klimaneutralität zu gehen, werden die Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes auch außerhalb des ETS mehr und mehr dazu übergehen, neben Energieeinsparungen auch CO_2-intensive Energieträger durch CO_2-ärmere auszutauschen oder fossile Brennstoffe durch Stromanwendungen zu ersetzen. Durch die Substitution fossiler Brennstoffe durch Elektrizität verlagern die Unternehmen ihre Emissionen vom scope 1 zum scope 2 und entlasten damit ihre Emissionsbilanz vor Ort. Wird in die Bilanzierung des Carbon Footprints ihrer Produkte allerdings der scope 2 einbezogen, spielt der Mix des Strombezugs eine große Rolle. Um sich auch hier CO_2-neutral zu stellen, können die Unternehmen beispielsweise sog. Power Purchase Agreements (PPA) für Grünstrom abschließen. Für die Unternehmen bieten vor allem langlaufende Verträge darüber hinaus die Möglichkeit, erwarteten Preisrisiken auf dem allgemeinen Strommarkt zu begegnen. In Europa ist in den letzten Jahren ein erheblicher Zuwachs von PPAs zu beachten. In Deutschland ist dieser Markt noch begrenzt, dürfte aber in den kommenden Jahren deutlich steigen, weil zunehmend Anlagen aus der EEG-Förderung ausscheiden und nach neuen Vermarktungsoptionen suchen: Mitte der 2020er Jahre sind dies bereits ca. 16 GW Windkapazitäten und im Jahr 2030 etwa 26 GW zuzüglich etwa 11 GW Photovoltaik (vgl. auch Kapitel 4 und 5 sowie EWK, 2019).

41. Die Umstellung von fossilen Energieträgern auf (grünen) Strom ist für viele Unternehmen, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, auch aus der absehbaren Preisentwicklung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) von Interesse. Nach der am 8. Oktober 2020 vom Bundestag verabschiedeten Fassung wird der Zertifikatspreis mit der Einführung zum 1. Januar 2021 auf 25 Euro/t CO_2 fixiert und steigt in jährlichen Schritten bis 2025 auf 55 Euro/t CO_2 (Bundestag, 2020). Anschließend soll sich der Preis marktwirtschaftlich bilden. Es wird jedoch zunächst ein Preiskorridor gelten (im Jahr 2026 zwischen 55 und 65 Euro/t CO_2). Bei einem Zertifikatspreis von 60 Euro/t CO_2 erhöht sich der Arbeitspreis für Erdgas um etwa 1,2 ct/kWh. Damit dürfte die Umstellung von Erdgas auf Strom für zahlreiche Produktionsverfahren sukzessive vorteilhaft werden, zumal das absehbar niedrige Zinsniveau für entsprechende Investitionen förderlich ist. Es ist zwar zu erwarten, dass der Großhandelspreis für Strom durch den Abbau von Überkapazitäten, den höheren Anteil von Erdgas und höhere Preise für Zertifikate im ETS steigt, die für Investitionsentscheidungen relevante, längerfristig zu erwartende Preisentwicklung dürfte jedoch im Geltungsbereich des BEHG deutlich höher liegen als im ETS. So wird z. B. in Prognos (2020) bis zum Jahr 2030 ein Anstieg auf 180 Euro/t CO_2 (real 140 /t CO_2) angenommen. Abbildung 5 zeigt dazu für die Umstellung der Prozesswärmebereitstellung ein Beispiel, wobei der Industriestrompreis aus Veranschaulichungsgründen mit 6,5 ct/kWh konstant angenommen wurde. Danach ist die Umstellung vor 2030 vorteilhaft und insbesondere dann, wenn die Politik zusätzliche Maßnahmen ergreift, um die EEG-Umlage zu senken (Variante „ohne EEG-Umlage“).

Abbildung 5: Vergleich der Entwicklung des Wärmepreises für neuinstallierte Großwärmepumpen (5 MW) und für die Erdgasbrennwerttechnik für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie



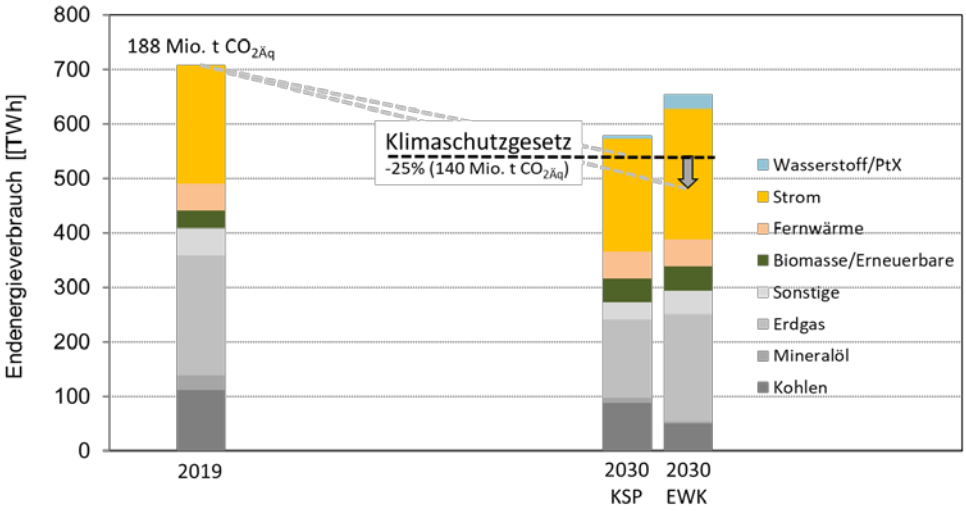
Quellen: ISI (2020), WEO (2020), Prognos (2020)
Darstellung der Entwicklung des Wärmepreises im Sinne einer vergleichenden Vollkostenbetrachtung für jeweils neu installierte Anlagen. Berücksichtigung der Wirkung des BEHG (60 Euro pro Tonne CO_2 in 2026 und 140 Euro pro Tonne CO_2 in 2030 nach Prognos (2020)) auf den Erdgaspreis sowie der Preisprognose für Erdgas gemäß WEO (2020). Berücksichtigung von Kostensenkungen durch Lerneffekte für die Wärmepumpen gemäß FhG ISI (2020).

42. Insgesamt könnte sich die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie wie in Abbildung 6 dargestellt vollziehen. Ausgehend von den aktuellen Daten ist hier die Entwicklung bis 2030 nach dem NECP für das Szenario KSP skizziert, d. h. unter Berücksichtigung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Die Struktur wurde aus Prognos (2020) übernommen. Im Vergleich dazu ist eine von mehreren denkbaren Entwicklungen bis 2030 dargestellt, die davon ausgeht, dass der Strombedarf der Industrie um etwa 10 % steigt (vgl.

Abschnitt 2.2) und sich Fortschritte bei der Reduktion des Endenergieverbrauchs nicht ganz so schnell umsetzen lassen, wie im NECP angenommen. Die strukturellen Veränderungen in der energieintensiven Grundstoffindustrie wurden im Wesentlichen von Agora Energiewende (2020) übernommen. Danach erbringen die größten Minderungsbeiträge die Stahlindustrie sowie die chemische Industrie. So werden beispielsweise keine Hochöfen mehr neu in Betrieb genommen, sondern stattdessen ab Mitte der 2020er-Jahre alle zur Reinvestition anstehenden Hochöfen durch Anlagen zur Direktreduktion von Eisenoxid zu Roheisen ersetzt und in der Chemieindustrie kommt es u. a. zu einer stärkeren Flexibilisierung der Feedstocks.

43. Die skizzierten Trends zu effizienteren Produktionsverfahren, zur Substitution CO_2-intensiver Energieträger wie Kohle durch CO_2-arme bzw. CO_2-freie oder die Substitution von Brennstoffen durch Elektrizität können dazu beitragen, das Erreichen des Klimaschutzziels nach dem Klimaschutzgesetz für den Sektor Industrie zu unterstützen und zu einem robusteren Zielpfad führen, wenngleich dadurch in der Konsequenz die Anforderungen insbesondere an den Sektor Energiewirtschaft steigen. Im Zuge eines neuen europäischen Klimaschutzziels für 2030 und der weiteren Umsetzung des europäischen Green Deals ist auch ein stäkerer Rückgang der Treibhausgasemissionen möglich (in Abbildung 6 auf etwa 130 Mio. t CO_2-Äq.). Aus Sicht der Expertenkommission ist es deshalb wichtig, dass die Bundesregierung die unterschiedlichen Entwicklungslinien prüft und falls erforderlich, die Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 neu justiert. Dies betrifft insbesondere Maßnahmen zur stärkeren Unterstützung der Transformation der energie- und emissionsintensiven Grundstoffindustrie.

Abbildung 6: Mögliche Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und der THG-Emissionen im Sektor Industrie bis zum Jahr 2030



Daten 2019: AGEB (2020)
KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Prognos (2020)
Gesamtemissionen 2030: 143 Mio. t CO_2-Äq., davon 49,2 Mio. t CO_2-Äq. Prozessemissionen
EWK = Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

2.4 Perspektive für den Sektor Gebäude

44. Der Sektor Gebäude umfasst nach der Abgrenzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) die Verbrennung von Brennstoffen in Haushalten sowie im Handel und sonstigen Einrichtungen (Behörden, Militär) und ist damit im Wesentlichen deckungsgleich mit der sektoralen Abgrenzung „Haushalte“ (HH) und „Gewerbe, Handel,

Dienstleistungen“ (GHD) nach der Energiebilanz. Die THG-Emissionen betrugen im Jahr 2019 nach vorläufigen Angaben 122 Mio. t CO_2-Äq. (Klimaschutzbericht, 2020), wobei die mit der Bereitstellung von Strom- und Fernwärme verbundenen Emissionen im Sektor Energiewirtschaft bilanziert werden.

45. Das KSG sieht vor, die Emissionen im Gebäudesektor bis zum Jahr 2030 auf 70 Mio. t CO_2-Äq. zu senken. Im NECP wird eine etwas abweichende Darstellung verwendet, das hinterlegte Szenario geht aber davon aus, dass die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung (KSP-Szenario) zu einer Reduktion auf 78 Mio. t CO_2-Äq. führen und somit eine Lücke von 8 Mio t CO_2-Äq. zum KSG verbleibt (Prognos, 2020).

46. Erreicht werden soll die CO_2-Minderung nach dem NECP durch eine Reduktion des Endenergieverbrauchs (EEV) um 14 % ggü. 2019 (im Bereich Haushalte -15,6 %, im Bereich GHD -11,1 %) sowie durch Energieträgerwechsel. Als Maßnahmen sind dafür u. a. vorgesehen:

- Gebäudeenergiegesetz (GEG) mit Anreizen zur Übererfüllung der gesetzlichen Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz von neuen Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie mit Anforderungen an bestehende Gebäude.
- Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und die Förderung der sog. seriellen Sanierung, d. h. die energetische Sanierung mit vorgefertigten Elementen usw., um Sanierungen schneller und kostengünstiger durchführen zu können.
- Steuerliche Förderung der energetischen Gebäudesanierung.
- Förderung von Energieberatungen für Wohngebäude und private Haushalte sowie für Nichtwohngebäude von Kommunen und gemeinnützigen Organisationen.
- CO_2-Bepreisung von Brennstoffen nach dem Bundesemissionshandelsgesetz (BEHG) einschließlich des Verbots monovalenter Ölheizungen ab 2026.
- Vorbildfunktion von Bundesgebäuden.
- Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (MAP).
- Ausbau der Förderprogramme für Wärmenetze, Wärmespeicher und gebäudeübergreifende Investitionen.

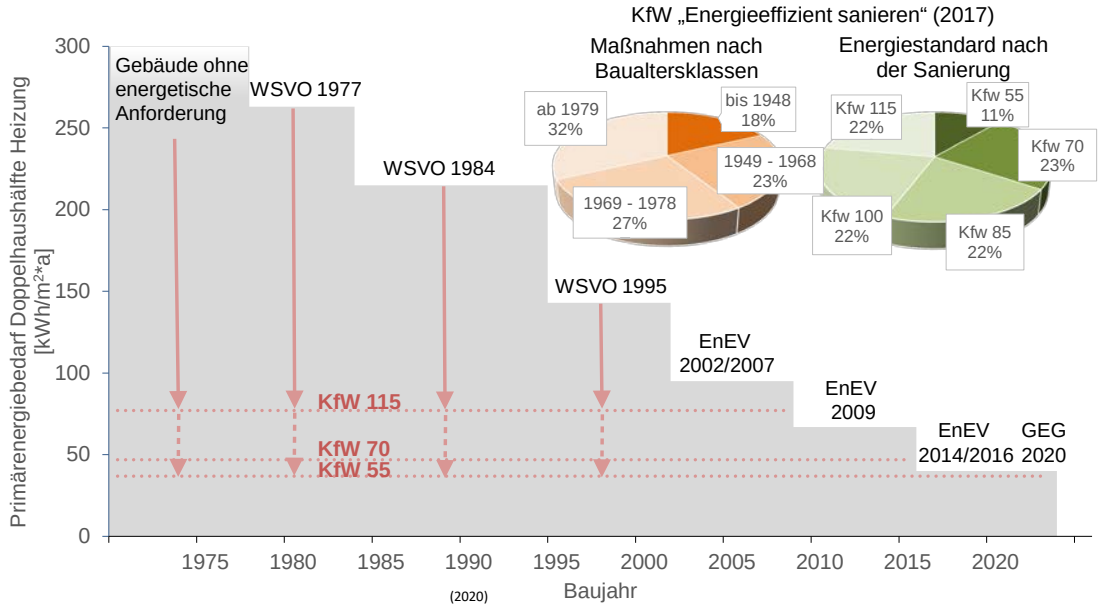
47. Die im NECP hinterlegte Senkung des Endenergieverbrauchs wird in den Szenarien nach Prognos (2020) zum größten Teil bei der Raumwärme erreicht. Für die Wohngebäude reduziert sich der Bedarf ggü. dem Jahr 2019 um etwa 16 % (witterungsbereinigt ca. 20 %). Aus Sicht der Expertenkommission muss diese Zielsetzung als sehr ambitioniert angesehen werden, denn rechnerisch bedeutet dies energetisch – nicht in Bezug auf die Kosten – nichts anderes, als dass mindestens jedes sechste Bestandsgebäude durch einen „Null-Energie“-Neubau ersetzt oder auf einen Energiebedarf von Null saniert werden müsste (bzw. jedes dritte Gebäude auf die Hälfte seines aktuellen Energiebedarfs usw.) und dies ohne Berücksichtigung des zusätzlichen Energiebedarfs, der aus der erwarteten Wohnflächenerweiterung (um gut 10 % der gesamten Wohnfläche bis 2030) hinzukommt.

48. Damit ergeben sich als zentrale Steuerungsgrößen die Sanierungsrate (Quantität) und die Sanierungstiefe (Qualität), die sowohl die Gebäudehülle als auch das Beheizungssystem umfassen. Im Fokus müssen dabei Gebäude stehen, die vor Inkrafttreten der ersten Wärmeschutzverordnung (WärmeschutzV, synonym WSVO) im Jahr 1977 genehmigt und gebaut wurden und somit keinerlei energetischen Anforderungen unterlagen. In diesen Gebäuden befinden sich etwa 28 Mio. der insgesamt 42 Mio. Wohnungen in Deutschland (Destatis, 2020). Trotz inzwischen durchgeführter (Teil)-Sanierungen weisen die Gebäude in vielen Fällen weiterhin einen hohen flächenspezifischen Raumwärmebedarf auf. Dieser liegt häufig um ein Mehrfaches über dem aktuellen Baustandard

(für Einfamilienhäuser vor der 1. WSVO im Mittel ca. 160 kWh/m²*a (dena, 2016), für unsanierte Einfamilienhäuser im Bereich von 250 kWh/m²*a ggü. ca. 50 kWh/m²*a nach dem aktuellen Neubaustandard). Auf diese Gebäude entfallen etwa zwei Drittel des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser (dena, 2016).

49. Eine wichtige Maßnahme, um Altbauten zu adressieren, sind seit vielen Jahren die Förderprogramme der KfW. Abbildung 7 zeigt dazu am Beispiel einer Doppelhaushälfte die zeitliche Entwicklung der energetischen Anforderungen (Primärenergie) des jeweils im Baujahr geltendenden Baustandards und Orientierungswerte für die potenzielle, d. h. auf den unsanierten Zustand bezogene Energieeinsparung infolge einer energetischen Sanierung entsprechend der in Förderprogrammen der KfW hinterlegten sog. Effizienzhaus-Standards (EH). Über die KfW-Programme wurde im Zeitraum 2005-2017 die Sanierung von knapp 3 Mio. Wohneinheiten (alle Baualtersklassen) finanziell gefördert. Wie die Abbildung für das Jahr 2017 zeigt, entfielen knapp drei Viertel der Maßnahmen auf die Baualtersklassen bis 1978. Dies entspricht einer Sanierungsrate von 0,7 % des Gebäudebestands in diesem Segment. Für den gesamten Gebäudebestand unter Einbezug jüngerer Gebäude kann davon ausgegangen werden, dass die Sanierungsrate bei etwa 1 % gelegen hat, u. a. weil Einzelmaßnahmen wie die Erneuerung von Fenstern oder Dachdämmungen auch ohne Inanspruchnahme der KfW-Förderung vorgenommen werden.

Abbildung 7: Maßnahmen im KfW Programm „Energieeffizient sanieren“ 2017 (Ein- und Zweifamilienhäuser) und Orientierungswerte für die Sanierungsqualität (Beispiel Doppelhaushälfte)

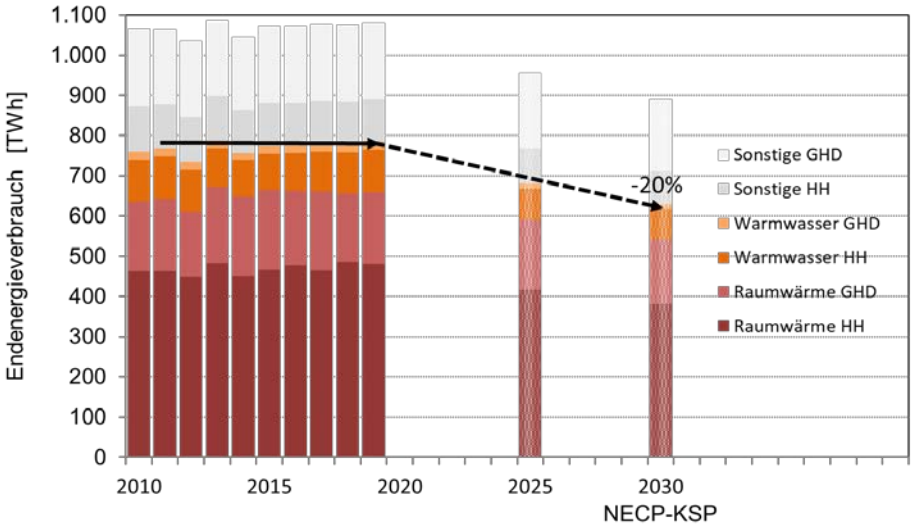


Quellen: iwu (2019), eigene Abschätzung nach FhG IBP (2020)
Die Darstellung zeigt am Beispiel einer Doppelhaushälfte die zeitliche Entwicklung der energetischen Anforderungen (Primärenergie) des jeweils im Baujahr geltendenden Baustandards nach FhG IBP (2020).
WSVO = Anforderungen nach der Wärmeschutzverordnung
EnEV = Anforderungen nach der Energieeinsparverordnung
GEG = Anforderung nach dem Gebäudeenergiegesetz
KfW 115, KfW 70, KfW 55 = KfW-Effizienzhaus-Standards
Eigene Abschätzung der Orientierungswerte für die KfW-Effizienzhaus-Standards als Maß für den Energiebedarf nach einer Sanierung bezogen auf einen energetisch unsanierten Gebäudezustand.

50. Wie Abbildung 8 zeigt, hat sich der Endenergieverbrauch im Bereich der Wohn- ebenso wie der Nichtwohngebäude in den vergangenen 10 Jahren seit Verabschiedung des Energiekonzepts der Bundesregierung

praktisch nicht verändert. Trotz zahlreicher Maßnahmen wie der Aufstockung der Sanierungsförderprogramme, der Umsetzung des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (2014), der Anhebung der Baustandards im Zuge der Fortschreibung der Energieeinsparverordnung EnEV und diverser weiterer Maßnahmen im Bereich der Kommunikation, Aus- und Weiterbildung etc. sowie den von Fördermaßnahmen unabhängigen technischen Effizienzfortschritten ist es offenbar lediglich gelungen, den Endenergieverbrauch vom Flächenzuwachs, zunehmenden Komfortbedarf, dem Trend zu Single-Haushalten usw. zu entkoppeln. Das Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 *„Bis 2020 wollen wir eine Reduzierung des Wärmebedarfs um 20 % erreichen. … Dafür ist die Verdopplung der energetischen Sanierungsrate von jährlich etwa 1 % auf 2 % erforderlich“* (Energiekonzept, 2010) wurde somit deutlich verfehlt. Auch im aktuellen Klimaschutzbericht der Bundesregierung wird u. a. festgestellt, dass die mit der Mittelaufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms um seinerzeit 200 Mio. Euro auf 2,0 Mrd. Euro pro Jahr erwartete zusätzliche Treibhausgasminderung nach dem Aktionsprogramm Klimaschutz aus dem Jahr 2014 (0,7 Mio. t CO_2-Äq.) nur gut zur Hälfte (0,4 Mio. t CO_2-Äq.) realisiert werden konnte.

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



Quellen: IST-Werte 2010-2019 witterungsbereinigt: AGEB (2020); NECP-KSP = Szenario mit Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 nach Prognos (2020)
HH = Haushalte, GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

51. Die 2010 vorgeschlagenen Maßnahmen, etwa eine bessere Ausstattung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms, die steuerliche Förderung von Sanierungen (seinerzeit unter Prüfvorbehalt), eine (mittelfristig) stärkere, schrittweise Ausrichtung der Energiesteuern im Wärmemarkt an den CO_2-Emissionen der fossilen Energieträger, die Ausrichtung des Neubaus (seinerzeit mit der EnEV 2012) auf das Niveau „klimaneutrales Gebäude“ unter Einhaltung des Wirtschaftlichkeitsgebots sowie die Vorbildfunktion des Bundes usw., die als „Kernelemente einer solchen ‚Modernisierungsoffensive für Gebäude‘ “ bezeichnet wurden, decken sich im Wesentlichen mit dem Instrumentenmix des aktuellen NECP. Mit der seit 2020 geltenden steuerlichen Förderung der energetischen Sanierung und dem ab 2021 greifenden Bundesemissionshandelsgesetz wurden allerdings erst jetzt wichtige zusätzliche finanzielle Impulse gesetzt.

52. Nach den Erfahrungen der letzten Jahre drängt sich die Frage auf, ob die Intensität der Maßnahmen ausreichend ist, um die antizipierte THG-Minderung nach dem KSG bzw. dem NECP bis 2030 zu erreichen und ob weitere Maßnahmen zu ergänzen sind, um vor allem auch die Robustheit des Minderungspfades zu verbessern.

53. Zu den erwarteten Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf die Sanierungsrate und -qualität im Gebäudebestand trifft der NECP keine expliziten Aussagen. Bei Prognos (2020) wird aber davon ausgegangen, dass die Sanierungsrate bei Wohngebäuden im KSP-Szenario auf 1,3 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern steigt (Referenzentwicklung[10] 1,1 %, bisher 1 %) und bei Mehrfamilienhäuern auf 1,6 % (Referenz 1,4 %, bisher knapp darunter). Für das Erreichen des Klimaschutzziels 2030 und mit Blick auf den langfristig angestrebten klimaneutralen Gebäudebestand empfehlen andere Untersuchungen hingegen eine deutlich höhere Sanierungsrate, die – je nach Bezugsgröße – eher in Richtung 2 % oder darüber hinausgeht (Wuppertal Institut, 2020). Auch die Umweltministerkonferenz hat sich für eine Verdoppelung der bisherigen Sanierungsrate ausgesprochen (UMK, 2020). Dies erscheint auch aus Sicht der Expertenkommission sehr zielführend. Die Aufstockung der Fördermittel des Bundes von bisher 2 Mrd. Euro auf 2,5 Mrd. Euro ab 2020 (Klimaschutzbericht, 2020) geht in die richtige Richtung, müsste aber ggf. weiter erhöht werden.

54. Im Fokus muss vor allem auch die deutliche Verbesserung der Sanierungsqualität stehen, denn mit den Maßnahmen im KfW-Programm „Energieeffizient sanieren“ wurde im Jahr 2017 nur eine durchschnittliche Energieeinsparung von 22 % (einschließlich der Erneuerung von Heizungssystemen) erzielt. Hier dürfte erhebliche Luft nach oben bestehen. Bliebe es bis 2030 bei diesem Wert, wäre der Gesamteffekt gemessen an der Zielsetzung des NECP gering, selbst wenn eine Sanierungsrate von 2 % p.a. erreicht würde. Die Bundesregierung sollte deshalb prüfen, ob die Förderung für die Standards KfW EH 115, EH 100 und EH 80 eingestellt werden kann und nur noch Maßnahmen gefördert werden, die den KfW EH 70-Standard oder besser erreichen. Dies ist aufgrund der langen Bauteilnutzungszeiten im Gebäudebereich nicht zuletzt mit Blick auf die Klimaneutralität essenziell, um Lock in-Effekte zu vermeiden. Weil ein Teil der Adressaten bei einer solchen Umstellung nicht mehr erreicht werden könnte, sollte die Förderung für hochwertige Sanierungen erhöht werden, wie dies mit dem Klimaschutzprogramm 2030 bereits z. T. umgesetzt wurde. Zu prüfen wäre weiterhin, ob eine größere Flexibilität bei den Fördermodalitäten geschaffen werden kann, die bislang u. a. auf zinsverbilligten Förderdarlehen in Kombination mit einem Tilgungszuschuss beruhen (z. B. im KfW-Programm „Energieeffizient sanieren“). Denn aufgrund des weiterhin zu erwartenden niedrigen Zinsniveaus am Kapitalmarkt dürften höhere Zuschüsse anstelle von Förderdarlehen die Akzeptanz der Maßnahmen deutlich erhöhen. Andererseits ist zu beachten, dass die Förderquote schon jetzt sehr hoch sein kann, denn es können bis zu 100 % der Kosten finanziert werden und der Tilgungszuschuss beträgt je nach Effizienzhausstandard bis zu 40 % des Kreditbetrags (35 % beim KfW EH 70-Standard) (KfW, 2020).

55. Die genannten Empfehlungen finden sich auch im NECP wieder, allerdings nur im Kontext der „Vorbildfunktion“ für Bundesgebäude. Diese sollte aus Sicht der Expertenkommission im Übrigen auch analog von den Bundesländern für ihre landeseigenen Gebäude übernommen werden. Für Bundesgebäude soll ab 2022 die bereits im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 vorgesehene Anhebung der Sanierungsrate auf 2 % umgesetzt werden. Darüber hinaus ist ab 2020 der KfW EH 55-Standard als Mindeststandard für Sanierungen vorgesehen (Neubauten des Bundes sollen ab 2022 nach dem KfW EH 40-Standard erfolgen). Eine der Herausforderungen für die Zielerreichung des Klimaschutzgesetzes besteht also darin, vergleichbare Strategien nicht nur für Bundesgebäude, sondern auch in der Breite umzusetzen. Dies wäre nicht zuletzt eine robuste Maßnahme

[10] Das Referenzszenario im NECP berücksichtigt Politiken und Maßnahmen, die bis zum 31. Dezember 2017 durchgeführt oder verabschiedet wurden.

unter Berücksichtigung weiter steigender Jahresmitteltemperaturen infolge des Klimawandels, weil im Sommer mit einem deutlich steigenden Bedarf an Energie zur Raumklimatisierung zu rechnen ist.

56. Obwohl für die Zielerreichung des NECP die Erhöhung der Anzahl von Sanierungen und deren energetischen Qualität im Gebäudebestand ein zentrales Handlungsfeld darstellen, sollten auch die Qualitätsstandards für Bauteilerneuerung bzw. Neubauten nach dem GEG überprüft werden. Hier ist insbesondere auf das sog. Kostenoptimalitätskriterium zu verweisen, das vor dem Hintergrund der erwarteten Brennstoffpreise infolge des BEHG nicht mehr zeitgemäß erscheint (vgl. Kapitel 8). Die von der Bundesregierung für 2023 vorgesehene Überprüfung der energetischen Standards entsprechend der europarechtlichen Vorgaben sollte deshalb deutlich vorgezogen werden.

57. Große Erwartungen für die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden werden in die Wirkungen der CO_2-Bepreisung von Brennstoffen nach dem BEHG gesetzt. In Prognos (2020a) trägt dieser Hebel maßgeblich dazu bei, die Sanierungsrate bei Einfamilienhäusern bereits im Jahr 2022 von 1 % auf knapp 1,3 % und bei Mehrfamilienhäusern von 1,3 % auf 1,6 % zu erhöhen. Weiterhin wird dadurch eine erhöhte Sanierungsqualität erwartet, die zu einer zusätzlichen Einsparung von 8 % führt. In der Multiplikation ist somit die Auswirkung auf den Energiebedarf noch einmal höher. Dabei ist unterstellt, dass der CO_2-Preis längerfristig sehr stark ansteigt: in den im Gutachten untersuchten zwei Varianten bis 2030 auf 120-140 Euro/t CO_2 in realen Preisen. Ob sich Sanierungsmaßnahmen im erwarteten Umfang tatsächlich einstellen werden, ist aus Sicht der Expertenkommission differenziert zu betrachten. Für den Ein- und Zweifamilienhausbereich ist zu bedenken, dass sich der überwiegende Teil der Gebäude im Privatbesitz befindet und Investitionsentscheidungen der Eigentümer nicht nach einer rein ökomischen Rationalität getroffen werden. Hier spielen viele andere Faktoren wie der organisatorische Aufwand, Skepsis bzgl. der tatsächlich erreichbaren Energieeinsparung, Störungen durch Lärm und Schmutz usw. eine Rolle, die auch in der Vergangenheit dazu geführt haben, dass wirtschaftlich rentable Maßnahmen vielfach nicht umgesetzt wurden. Für den Mehrfamilienhausbereich stellt sich dies bei Wohnungseigentümergemeinschaften ähnlich dar und auch bei Wohnungsunternehmen dürfte eine wirtschaftliche Abwägung nicht nur unter energetischen Gesichtspunkten erfolgen. Gerade in denjenigen Großstädten, in denen es sich bei Mietwohnungen derzeit um einen ausgeprägten Anbietermarkt handelt, dürfte der Anreiz, in eine energetische Sanierung zu investieren, eher gering sein, zumal die Kosten für Raumwärme und Warmwasser von den Mietern getragen werden.

58. Ein weiteres Element, das Investitionsentscheidungen beeinflusst, ist die erwartete längerfristige Entwicklung der Energiekosten. Bisherige Preisschwankungen bei Heizöl und Erdgas dürften zwar in Hochpreisphasen zu einem erhöhten Interesse an Effizienzmaßnahmen und auch teilweise zu deren Umsetzung geführt haben, lösten aber im Sinne eines „dies geht auch wieder vorüber“ keine dauerhafte Nachfrage aus, zumal wenn sich die Preise auch mehrjährig in der üblichen Schwankungsbreite bewegen. Mit dem durch das BEHG bis 2025 induzierten Preisanstieg in Höhe von ca. 17 ct je Liter Heizöl incl. MwSt (bei 55 Euro/t CO_2) ergibt sich ausgehend vom Jahr 2019 (TECSON, 2020) ein Heizölpreis von etwa 85 ct/l, der aber auch in den vergangenen Jahren zeitweise erreicht wurde und unterhalb des Niveaus von 2012 liegt, als bis zu 1 Euro je Liter gezahlt werden musste. Insofern wird in Prognos (2020a) der Bundesregierung zu Recht empfohlen, einen längerfristigen Preisanstieg frühzeitig zu kommunizieren, damit sich die Verbraucher darauf einstellen und Vorzieheffekte genutzt werden können.

59. Während die Wirkungen des BEHG auf die energetische Verbesserung der Gebäudesubstanz und damit der Energiebedarfsseite zunächst überschaubar bleiben dürften, kann es stärkere Impulse auf die Investitionsentscheidungen auf der Energieangebotsseite entwickeln, weil die baulichen Maßnahmen und der organisatorische Aufwand bei der Erneuerung einer Heizungsanlage in der Regel sehr viel weniger ins Gewicht fällt als z. B. die Sanierung der Gebäudehülle. Dies wird zusätzlich durch das Verbot monovalenter Ölheizungen ab 2026 begünstigt. Bei Prognos (2020) verschiebt sich der Energiemix im KSP-Szenario in den kommenden

10 Jahren deutlich: Während gemessen an der beheizten Wohnfläche der Anteil von Heizöl deutlich zurückgeht und die Bedeutung von Erdgas im Wesentlichen konstant bleibt, steigt der Anteil erneuerbarer Energien von unter 10 % im Basisjahr 2015 auf 23 % in 2030 an und dabei insbesondere der Beitrag von Wärmepumpen (von 4 % auf 14 %). Der Strombedarf für Wärmepumpen steigt im Szenario von schätzungsweise unter 5 TWh heute auf 18 TWh. Hier ist zu beachten, dass damit auch ein entsprechender Bedarf an elektrischer Leistung verbunden ist, der sich im zweistelligen Gigawatt-Bereich bewegt, so dass hierfür entsprechende Maßnahmen zum Lastmanagement erforderlich werden.

60. Aus Sicht der Expertenkommission ist der avisierte Ausbau der erneuerbaren Energien nachvollziehbar, allerdings muss bedacht werden, dass der bisherige Trend dieser Erwartung noch nicht folgt. Denn nach Angaben des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie hat der Anteil erneuerbarer Energien am Absatz für Wärmeerzeuger in den letzten Jahren nur leicht zugenommen und lag 2019 bei 14,6 %. Im Umkehrschluss heißt dies: 85 % der Heizungen, die im vergangenen Jahr verkauft wurden (748.000 Anlagen), basieren nach wie vor auf der Nutzung fossiler Energieträger (BDH, 2020).

61. Insgesamt erscheinen der Expertenkommission die Erwartungen des NECP zur Entwicklung des Energiebedarfs im Gebäudesektor sehr optimistisch. Dies gilt auch für den hier nicht näher betrachteten GHD-Bereich, für den die Argumentation aber in weiten Strecken ähnlich gelagert ist. Denn auch hier entfällt ein wesentlicher Teil der erwarteten Einsparung auf den Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser. Alle Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 sind richtig und wichtig, unterliegen aber sehr vielen Unsicherheiten, etwa in Bezug auf die Wohnraumentwicklung, exogen beeinflusste Preiseentwicklungen, die Entscheidungspräferenzen von Investoren und die Maßnahmen-Wirkungsmechanismen.

62. Deshalb empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung – nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Diskussion über ein ambitionierteres Klimaschutzziel für 2030 auf EU-Ebene –, die Intensität der Maßnahmen des KSP 2030 noch einmal zu prüfen und insbesondere solche Instrumente stärker in die Betrachtung einzubeziehen, die bisher nicht oder nur mit untergeordneter Bedeutung berücksichtigt wurden, damit ein robusterer Zielpfad erreicht werden kann. Ergänzend zu den genannten Hinweisen zur

- Erhöhung der Sanierungsrate und der
- Erhöhung der Qualitätsstandards im Bereich der Gebäudesanierung sowohl bei den öffentlichen Förderprogrammen als auch im GEG (auch bei einem Eigentumsübergang) sowie zur
- Kommunikation einer längerfristigen CO_2-Preisentwicklung im BEHG jenseits des Jahres 2025

kommen diesbezüglich (ggf. in Abstimmung mit den Bundesländern) infrage:

- Verbindliche Wärmeplanung für Kommunen, d. h. Identifikation von Wärmequellen/-senken und von Gebieten für den Wärmenetzausbau sowie die Entwicklung von Quartiersstrategien.
- Erhöhung der Anforderungen an die Nutzungspflicht erneuerbarer Energien für neue Gebäude im GEG einschließlich einer solaren Nutzungspflicht für neue große Gewerbedächer.
- Ausweitung der Nutzungspflicht von erneuerbaren Energien auf bestehende Gebäude analog zu den Regelungen für öffentliche Gebäude im GEG.
- Mindestanteil für erneuerbare Energien in Wärmenetzen und Ausweisung von Vorrangflächen für eine solar(thermisch)e Energienutzung einschließlich Zielvorgaben in der Regionalplanung sowie Drittzugang zu bestehenden Wärmenetzen.

- Umsetzung einer solaren Stadtplanung (Konzeption, Planung und Integration solarer Energie im städtischen Umfeld).

63. Diese und weitere Maßnahmen adressieren vor allem die Energiebereitstellungsseite, denn aufgrund der Vielzahl von Akteuren und Randbedingungen dürften hohe Fortschritte zur Energieeinsparung auf der Nachfrageseite im kurzen Zeithorizont bis 2030 deutlich schwieriger zu erreichen sein als eine Ausweitung des regenerativen Energieangebots. Deshalb ist es auch von Bedeutung, Akteure wie Kommunen, Wärmenetzbetreiber usw. stärker in den Blick zu nehmen, die über entsprechende Hebel auf der Umsetzungsseite verfügen (vgl. auch EWK, 2019).

64. Ein gutes Beispiel ist die verbindliche kommunale Wärmeplanung, die im Oktober 2020 in das Klimaschutzgesetz von Baden-Württemberg aufgenommen wurde (KSG BW, 2020). Die Stadtkreise und Großen Kreisstädte – in denen etwa die Hälfte der Bevölkerung lebt – werden dadurch verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2023 einen kommunalen Wärmeplan zu erstellen, der die in der Gemeinde vorhandenen Potenziale zur Senkung des Wärmebedarfs durch Steigerung der Gebäudeenergieeffizienz und zur klimaneutralen Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien sowie Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung ausweist (Potenzialanalyse). Darüber hinaus muss ein klimaneutrales Szenario für das Jahr 2050 mit Zwischenzielen für das Jahr 2030 zur zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs und einer flächendeckenden Darstellung der zur klimaneutralen Bedarfsdeckung geplanten Versorgungsstruktur dargestellt werden. Für die entstehenden Kosten bei der Wärmeplanung erhalten die Kommunen eine Erstattung von 19 ct je Einwohner (Konnexitätszahlung). Kleinere Kommunen, die nicht der gesetzlichen Verpflichtung unterliegen, können eine Wärmeplanung auf freiwilliger Basis durchführen und sollen dafür eine Förderung erhalten.

65. Aus Sicht der Expertenkommission sind solche Ansätze sehr gut geeignet, um im Wärmemarkt konzeptionell voranzukommen. Der Bundesregierung wird deshalb empfohlen, sich mit den Ländern und Kommunen abzustimmen, wie solche Initiativen in der Breite und möglichst einheitlich umgesetzt werden können und wie ein reibungsloser Übergang von der Planung in die Umsetzung ausgestaltet und durch den Bund optimal unterstützt werden kann.

2.5 Perspektive für den Sektor Verkehr

66. Die Maßnahmen, mit denen der NECP den CO_2-Ausstoß im Verkehr adressiert, haben drei Schwerpunkte, die das Ziel verfolgen, den Verkehr insgesamt nachhaltiger zu gestalten:

- technologische Maßnahmen und dabei vor allem der Ausbau der Elektromobilität – Fahrzeuge und Infrastrukturen – im Pkw-Verkehr und im öffentlichen Verkehr,
- Stärkung des Umweltverbundes – öffentlicher Verkehr, Fahrrad, zu Fuß – und hier ganz besonders des öffentlichen Nahverkehrs,
- Veränderung des Energieträger-Mix im Güterverkehr bei gleichzeitiger Förderung der Verlagerung von Güterverkehren von der Straße auf die Schiene.

Damit bleiben die im NECP vorgesehenen Maßnahmen weitestgehend auf der Technologie- und Angebotsseite, während Maßnahmen, die direkt Verhaltensänderungen der Verkehrsteilnehmer zum Gegenstand haben, nicht benannt werden. Dabei ist unbestritten, dass der Sektor Verkehr die für ihn gesetzten Klimaschutzziele nur erreichen wird, wenn die Energiewende im Verkehr durch eine Verkehrswende ergänzt wird.

67. Im Jahr 2020 hat die Elektromobilität einen deutlichen Schub erfahren – die Zahl der elektrischen Pkw ist auf nunmehr etwa 287.000 BEV und 263.000 PHEV Fahrzeuge (Stand Ende November 2020) gestiegen und hat

sich damit in den ersten elf Monaten des Jahres mehr als verdoppelt. Wesentlicher Treiber waren umfangreiche Fördermaßnahmen, die zu einer signifikanten Zunahme des Anteils an E-Fahrzeugen bei den Neuzulassungen geführt haben. Vor diesem Hintergrund erscheint die im November 2020 beschlossene Fortsetzung der Förderung von Elektrofahrzeugen und Lade-Infrastrukturen konsequent, um sicherzustellen, dass die Dynamik, die hier offensichtlich in Gang gekommen ist, weiter aufrechterhalten wird. Allerdings kann jede Förderung nur die Wettbewerbsfähigkeit einer neuen Technologie anschieben und den Markthochlauf initiieren. Letztendlich aber müssen sich BEV und PHEV in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen. Die positiven Anzeichen für diese Entwicklung sind die fallenden Preise in der Batteriezellenfertigung, und das zunehmend gestiegene öffentliche Interesse am Thema „Elektromobilität“, kombiniert mit einem zunehmend positiven Image der Elektrofahrzeuge und entsprechenden Ankündigungen der Hersteller. Mögliche Kostensteigerungen beim Betrieb von konventionell angetriebenen Fahrzeugen, aber auch steuernde Maßnahmen, wie sie beispielsweise von Seiten der Städte ausgesprochen werden könnten, würden darüber hinaus dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrofahrzeugen zu erhöhen.

68. Ergänzend zu den Maßnahmen, die auf private Haushalte abzielen, kann die EU-Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge sowohl eine CO_2-Minderungswirkung als auch eine Vorbildwirkung entfalten, indem sie Mindestziele bei der Beschaffung von Straßenfahrzeugen durch die öffentliche Verwaltung und öffentliche Unternehmen setzt. Besonders betroffen von der Regelung sind öffentliche Verkehrsbetriebe, bei denen bis 2025 45 % der Beschaffungen und bis 2030 65 % der Beschaffungen aus „sauberen“ Fahrzeugen[11] bestehen müssen. Zum ersten Januar 2020 fuhren von den insgesamt rund 81.000 in Deutschland zugelassenen Bussen (Busse im öffentlichen Nahverkehr sowie im Fernverkehr) knapp 1.400 mit einem alternativen Antrieb (KBA 2020a). Die Vorbildwirkung wird bestätigt durch Studien des IVL Swedish Environmental Research Institute und der Universität Göteborg, die einen spürbaren Effekt auf den Kauf von Elektroautos von Privatpersonen durch die Einführung von Elektroflotten in Kommunen nachweisen (Elektroauto-News 2019).

69. Das zweite im NECP adressierte Schlüsselelement für eine fortgesetzt hohe Käuferakzeptanz von Elektrofahrzeugen wird der flächendeckende Ausbau der Ladeinfrastruktur sein. Laut Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur gibt es mit Datum 05. November 2020 16.381 öffentliche Ladesäulen mit jeweils 1-4 Ladepunkten in Deutschland; insgesamt sind damit rund 33.000 öffentliche Ladepunkte vorhanden. Der NECP geht von 1 Mio. öffentlicher Ladepunkte in 2030 aus; d. h., bei der Ladeinfrastruktur muss die Ausbaugeschwindigkeit deutlich gesteigert werden. Nach Einschätzungen der Nationalen Plattform nachhaltige Mobilität (NPM) kann eine erste Stufe der Flächendeckung bis 2025 erreicht sein[12], und die zweite Stufe dazu genutzt werden, bedarfsangepasst das dann vorhandene Netz zu verdichten. Wichtig wird es sein, die Ladesäulen mit der Möglichkeit des Schnelladens flächendeckend auszubauen. Mit der Schnellladung passt sich das Elektrofahrzeug nicht nur schneller an bisherige alltägliche Nutzungsroutinen für das Privatfahrzeug an. Vielmehr erfüllt es auch die Erwartungen der Fahrzeugkäufer hinsichtlich der Bandbreite an Einsatzmöglichkeiten, unabhängig von deren Häufigkeit. So wird beispielsweise erst mit der Möglichkeit zur Schnellladung auch die Fahrt in den Urlaub mit dem E-Auto möglich. Mit Blick nicht nur auf den privaten Pkw-Verkehr, sondern auch auf gewerbliche Verkehre, wird der

[11] Definition „saubere“ Fahrzeuge: LNF (EU-Fahrzeugklasse N1): 50 g CO_2/km (ab 2026 0 g CO_2/km); EU-Fahrzeugklassen N2, N3, M3: Fahrzeug, das mit alternativen Kraftstoffen betrieben wird. Eine Mischung mit konventionellen fossilen Kraftstoffen ist untersagt.

[12] Die AG 5 der NPM definiert „flächendeckende Ladeinfrastruktur“ als ein Netz, das sicherstellt, dass Elektroautofahrerinnen und -fahrer, die auf öffentliche Ladeinfrastruktur angewiesen sind, da keine Möglichkeit zum Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz besteht, alle Strecken, die sie heute mit einem Verbrennerfahrzeug fahren, auch mit dem Elektroauto zurücklegen können (NPM AG5, 2020).

zügige Ausbau der Schnellladeinfrastruktur entlang der Autobahnen und Schnellstraßen[13] eine der zentralen Maßnahmen zur Förderung der Elektromobilität sein – idealerweise auch im europäischen Ausland, wo die Verfügbarkeit von öffentlicher Ladeinfrastruktur derzeit auf die Länder Niederlande, Deutschland und Frankreich konzentriert ist (Elektroauto-News 2019). In Deutschland liegt der Aufbau der Ladeinfrastruktur sowohl in privater wie auch in staatlicher Hand[14]. Beim Ausbau der Ladeinfrastruktur entlang der Fernstraßen sind inzwischen neue Kooperationen entstanden, insbesondere zwischen Mobilitätsdienstleistern entlang der Autobahnen und Energieversorgern oder Systemanbietern von Elektromobilität.

70. Die durch den NECP vorgesehene Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes wird sich vor allem für die Städte und Stadtregionen positiv auswirken. Hierfür wurden im Jahr 2020 wesentliche gesetzgeberische Entscheidungen getroffen, auf deren Grundlage der Bund umfangreiche Mittel zur Verfügung stellt. Dies ist zum einen die Erhöhung der sog. Regionalisierungsmittel um rund 5,25 Mrd. Euro für die Jahre 2020-2031 (Deutscher Bundestag, 2020a), zum anderen die zusätzliche Bereitstellung von Mitteln in Höhe von rund 665 Mio. Euro zur Förderung von Bau und Ausbau des schienengebundenen ÖPNV In den Jahren 2021-2024 wird der Bund jährlich eine Milliarde Euro für den Ausbau des ÖPNV bereitstellen, für 2025 sind zwei Milliarden Euro geplant, danach soll der Betrag um 1,8 % jährlich steigen (Deutscher Bundestag, 2020b). Während diese Bundesmittel auf die Erweiterung und Verbesserung des ÖPNV-Angebots abzielen und damit auf die Steigerung der Attraktivität des öffentlichen Verkehrs, hat das Sofortprogramm „Saubere Luft“ zusätzliche Mittel für die Umstellung von Busflotten auf CO_2-arme Antriebe gestellt.

71. Die Bereitstellung von Mitteln in dieser Höhe macht einen umfassenden Ausbau des ÖPNV in Deutschland in den kommenden Jahren grundsätzlich möglich. Dies ist eine durchaus positive Entwicklung, allerdings wird sie nur bedingt auf die THG-Reduzierung bis zum Jahr 2030, also bereits in zehn Jahren, einzahlen. Hierfür gibt es mehrere Gründe:

- Ausbaumaßnahmen im urbanen Schienenverkehr erfordern Realisierungszeiträume von Planungsbeginn bis zur Eröffnung von acht Jahren und mehr. Die Expertenkommission empfiehlt deshalb darauf hinzuwirken, dass in einem ersten Schritt hauptsächlich solche Vorhaben gefördert werden, deren Planung bereits (weit) fortgeschritten ist. Die Entscheidung liegt allerdings bei den Kommunen bzw. den Ländern.
- Darüber hinaus kann der Ausbau des kommunalen ÖPNV-Angebotes umfangreiche Planungs- und Infrastrukturmaßnahmen erfordern. In welchem zeitlichen Rahmen Planung und Umsetzung erfolgen können, ist von den individuellen Gegebenheiten vor Ort abhängig.
- Offen ist derzeit, in welchem Umfang diese Mittel in Ergänzung zum „Rettungsschirm“ von Bund und Ländern zur Deckung der Corona-bedingten Einnahmeausfälle mit herangezogen werden müssen.

72. Um den Ausbau des ÖPNV möglichst effektiv im Hinblick auf die THG-Minderung zu gestalten, sollten Ausbaumaßnahmen den Pendlerverkehr als einen zentralen Ansatzpunkt adressieren. Schlüsselelemente zur Steigerung der Attraktivität sind hierbei Kapazität, Geschwindigkeit und Takt, sowie die Zuverlässigkeit der Angebote. Aktuell machen Pendler- und berufliche Verkehre annährend die Hälfte der Pkw-Fahrleistung in

[13] Für Deutschland empfiehlt die AG 5 der NPM einen Abstandskorridor von maximal 30-50 km zwischen Schnellladestandorten entlang der Hauptverkehrsachsen im Fernverkehr.

[14] Der Ausbau der Ladeinfrastruktur liegt in Händen der sogenannten Charge Point Operator (CPO). Dabei handelt es sich um Netzbetreiber und Energieversorger bzw. Tochterunternehmen (z. B. Innogy, EnBW, Charge-ON), Zusammenschlüsse von Automobilherstellern (Ionity), private Betreiber von Ladestationen (Allego GmbH) und öffentliche Unternehmen, im Wesentlichen Stadtwerke. Diese Unternehmen sind für den Betrieb und die Instandhaltung der öffentlichen Ladestation verantwortlich und müssen bei jeder Station einen Direktbezahltarif anbieten.

Deutschland aus, so dass an dieser Stelle ein erheblicher Beitrag zur Reduzierung von CO_2-Emissionen durch Verlagerung von Verkehrsnachfrage auf einen attraktiven ÖPNV möglich wäre. Dabei sollten auch neue Konzepte (wie bspw. “Bus Rapid Transit“) für eine leistungsstarke Erschließung von solchen Randgebieten der Städte berücksichtigt werden, die derzeit nicht über die Schiene angebunden sind. Diese weiter in die Fläche gebrachte Erschließung mit öffentlichen Verkehrsmitteln kann durch digital unterstützte Angebote („Mobility as a Service“) zusätzlich ergänzt werden, die damit einen flexiblen, schnellen und bedarfsgerechten Zugang zum öffentlichen Verkehr unterstützen. Wichtig wird es sein, vor allem für die Lastspitzen in den Hauptverkehrszeiten Lösungen zu finden. Nicht zuletzt hiervon wird es angesichts der heute vielfach bestehenden Aus- und Überlastung des öffentlichen Nahverkehrs vor allem in den großen Städten abhängen, wie sehr die Akzeptanz und Nutzung des ÖPNV gesteigert werden kann[15]. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass in Corona-Zeiten die zwangsweise Nähe zu anderen Fahrgästen sich negativ auf das Image des öffentlichen Verkehrs ausgewirkt hat.

73. Die durch die zusätzlichen Mittel mögliche Attraktivitätssteigerung wird kein Selbstläufer sein, wenn es darum geht, das Verlagerungspotenzial vom MIV in den ÖPNV zu aktivieren. Die angestrebte Verlagerung bedeutet eine erhebliche Veränderung im Verkehrsverhalten vor dem Hintergrund, dass aktuell fast die Hälfte der Bevölkerung den Pkw als alleiniges Verkehrsmittel nutzt und der Pkw als Individualverkehrsmittel im Zuge der Corona-Pandemie einen deutlichen Vertrauensgewinn erzielt hat. Erforderlich sind zusätzliche Anreizmaßnahmen, wie beispielsweise das Jobticket und andere digital unterstützte Maßnahmen zur Attraktivitätssteigerung. Innovative Beispiele sind das Kombinieren von Fahrrad- und Car-Sharing in Angeboten des ÖPNV bis hin zu Flat-Rate Tarifen und One-Stop-Tickets wie sie beispielsweise in Augsburg und Münster zu finden sind. Die Stärkung des ÖPNV wird zudem durch steuernde Rahmenbedingungen für den Autoverkehr, insbesondere die Parkraumbewirtschaftung und Parkraumverknappung in den Städten gefördert. Damit könnte der Modal Split und das Umsteigen auf den ÖPNV perspektivisch stärker beeinflusst werden, als derzeit im KSP-Szenario ausgewiesen.

74. Die Verlagerung des Verkehrs durch Attraktivierung des ÖPNV wird einen maßgeblichen Beitrag zur THG-Minderung im Verkehr darstellen und auch den Schienenpersonenfernverkehr indirekt fördern. Durch entsprechende Kommunikationsmaßnahmen sollte aber deutlich gemacht werden, dass die Reduzierung des CO_2-Ausstoßes nur eines von mehreren Zielen im Rahmen der Transformation der Mobilität ist. Neben der Reduzierung des Energieverbrauchs geht es auch um die Reduzierung von Luftschadstoffen (was auch im NECP adressiert wird) und Lärm sowie um die Reorganisation des öffentlichen Raumes mit dem Ziel, mehr Platz für die sog. „aktiven Modi“ – Fahrrad und zu Fuß – zu schaffen und gleichzeitig dem öffentlichen Raum eine höhere Aufenthaltsqualität zu geben. Der Bund hat hierauf aber kaum einen Einfluss; diese Aufgabenstellung liegt weitgehend in Händen der Kommunen. Positive Erfahrungen wurden bei verschiedenen Regionalverbünden durch beschleunigte und koordinierte Planungen über Gemeindegrenzen hinweg erzielt und haben maßgeblichen Anteil daran, dass beispielsweise wichtige Radschnellverbindungen derzeit im Entstehen sind (z. B. Metropolregion Rhein-Neckar und Regionalverband Ruhr)

75. Die Zielsetzung des NECP für den Güterverkehr ist höchst ambitioniert, zumal auch hier – wie im Personenverkehr – signifikante Beiträge zur THG-Reduzierung sowohl aus der Umstellung der Fahrzeugflotte als auch

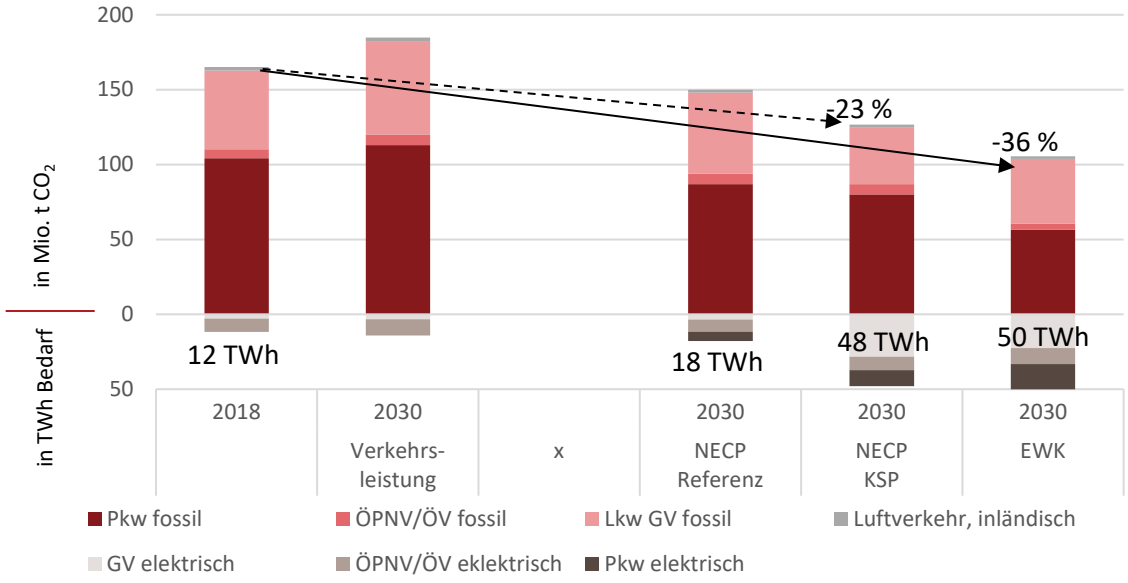
[15] Die hohe Auslastung bis hin zur Überlastung betrifft hauptsächlich große Städte und Stadtregionen. Laut VDV wird fast jeder zweite Fahrgast des öffentlichen Verkehrs in einer der 20 größten Städte Deutschlands befördert. Dabei erscheint die durchschnittliche Höhe der Auslastung mit durchschnittlich 22 % im Jahr 2017 ausgesprochen niedrig. In diese Zahl gehen aber sowohl Randzeiten als auch generell schlecht ausgelastete Strecken ein (Destatis, 2019). Die Auslastung variiert nach Verkehrsmitteln: Bei Eisenbahnen und S-Bahnen sind es 26 %, bei Straßenbahnen (einschließlich Stadt- und U-Bahnen) 18 % und bei Linienbussen 20 %. Diese Anteile sind seit Jahren relativ konstant.

aus der Verlagerung von Straßengüterverkehren auf die Schiene resultieren müssen. Vor allem im Tonnenkilometer-starken Schwerlastverkehr stehen derzeit jedoch kaum Fahrzeuge mit alternativen Antriebsformen zur Verfügung, die eine vergleichsweise schnelle Markteinführung und Diffusion im Markt erwarten lassen. Zwar ist davon auszugehen, dass die im NECP erwartete grundsätzliche Verfügbarkeit solcher Fahrzeuge auf dem Markt ab Mitte der 2020er Jahre gegeben sein wird. Bislang fehlen aber zuverlässige Erfahrungen, wie sich die Fahrzeuge hinsichtlich der logistischen Prozesse und damit auch betriebswirtschaftlich sinnvoll in die bestehenden Flotten integrieren lassen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass der wesentliche Teil der Transportleistungen in Deutschland von ausländischen Transporteuren abgewickelt werden[16]. Ob die Zielwerte, die das KSP-Szenario im NECP insbesondere für die Entwicklung der Flotte im Straßengüterverkehr benennt, tatsächlich erreicht werden können, lässt sich daher momentan kaum zuverlässig abschätzen. Da eine Flottenerneuerung nur in Deutschland zugelassene Lkw betrifft, kann davon ausgegangen werden, dass die entscheidende Wirkung auf die Fernverkehre (Güterverkehre über eine Distanz von 50 km und mehr) von der Einführung der CO_2-Differenzierung bei der Lkw-Maut ausgehen wird, die sowohl auf den Autobahnen als auch den Bundesstraßen in Deutschland gilt.

76. Aus den Überlegungen der Expertenkommission ergeben sich Potenziale, die über die Szenario-Rechnungen des NECP Klimaschutzszenario hinausgehen. Unter diesen, stärker auf Verlagerung setzenden Annahmen wäre eine THG Minderung in 2030 um -37 % zu erreichen (Abbildung 9). Hierfür müsste ein höherer Anteil des Personenverkehrs und im Bereich des Güterverkehrs ebenfalls mehr Straßengüterverkehr auf die Schiene verlagert werden (für Details vgl. Kapitel 9). Nach dieser Rechnung liegt der resultierende Strombedarf für den Verkehrssektor in 2030 bei etwa 50 TWh/a. Die Treibhausgasreduktionen könnten gegenüber dem Klimaschutzszenario des NECP um ca. 21 Mio. t CO_2 abgesenkt werden. Nichtsdestotrotz bliebe eine Lücke zu dem 95 Mio.-Tonnen-Ziel in Höhe von ca. 9 Mio. t.

[16] Ausländische Lkw haben einen Anteil an den Fahrleistungen auf mautpflichtigen Straßen in Deutschland von mehr als 40 %, bei Autobahnen sogar nahe 50 %. Bundesamt für Güterverkehr, Mautstatistik, Jahrestabellen 2019.

Abbildung 9: Abschätzung der THG Minderungen im Verkehr nach den Überlegungen der EWK



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BMVI (2019, Prognos (2020), AGEB (2020)
Dargestellt sind CO_2-Emissionen und Strombedarf für das Jahr 2018, sowie für drei Szenarien für 2030: das Referenzszenario und das Szenario „mit Klimaschutzprogramm“ (KSP; Prognos, 2020) sowie die Abschätzung aus den Empfehlungen der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ („Energiewendekommission“, EWK), die eine stärkere Verlagerung von Pkw- und Lkw-Verkehren auf die Schiene unterstellt. Gleichzeitig nehmen Pkw-Fahrleistungen und Lkw-Fahrleistungen ab. Im Pkw-Bestand wird von 10 Mio. E-Autos ausgegangen. Im Straßengüterverkehr wird eine moderate Durchdringung mit alternativen Antrieben sowie Nutzung von alternativen Kraftstoffen angenommen (H_2, Oberleitung, synthetische Kraftstoffe).

3 Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele

Das Wichtigste in Kürze

Mit der beschriebenen Verschärfung der klimapolitischen Ziele auf Grundlage des europäischen Green Deal steigt die Notwendigkeit für eine rasche Intensivierung und Erweiterung von Politikmaßnahmen. Um die Zielvorgaben zum Ende dieses Jahrzehnts zu erreichen und zudem das langfristige Ziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 nicht zu gefährden, ist der Einsatz eines klugen Instrumentenmixes auf europäischer und nationaler Ebene vonnöten.

Hierbei stellt die Governance-Verordnung der EU die rechtliche Grundlage für die Ausgestaltung der nationalen Energie- und Klimapläne dar. Bei der Umsetzung dieser nationalen Pläne sollte v. a. darauf geachtet werden, dass diese kohärent ausgestaltet sind und Zielkonflikte vermieden werden. Notwendig ist auch eine Neuorientierung der europäischen Klimagovernance bestehend aus Zielsetzungen für die (erweiterten) Sektoren des Emissionshandels und den Zielen auf Ebene der Mitgliedsstaaten im Rahmen der Effort Sharing Regulation. Dies betrifft insbesondere die Weiterentwicklung der Effort Sharing Regulation (inklusive Ausgleichsmechanismus), das Zusammenspiel von marktlichen Instrumenten wie CO_2-Preisen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen etwa in den Bereichen Industrie, Gebäude und Verkehr und gemeinsame europäische Initiativen etwa zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Daraus dürften sich Konfliktlinien mit der bisherigen deutschen Langfriststrategie im Sinne des Klimaschutzgesetzes ergeben.

Aus Sicht der Expertenkommission ist insbesondere eine CO_2-preisbasierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik der geeignete Rahmen zur Erreichung der langfristigen Ziele. Wichtig ist hierbei insbesondere die Integration des Brennstoffemissionshandels in den EU ETS, welche mit komplementären Maßnahmen flankiert werden sollte. Dabei ist v. a. auf ein sinnvolles Zusammenspiel zwischen dem EU ETS und anderen klimapolitischen Instrumenten sowie auf die Berücksichtigung von Verteilungswirkungen und einer gerechten Transformation zu achten. In Anbetracht der Corona-Pandemie sind auf die kurze Frist insbesondere sogenannte „No-regret"-Maßnahmen sowie Investitionen im Rahmen der Konjunkturprogramme und des Aufbaufonds von Bedeutung. Die umfangreichen Investitionsprogramme im Rahmen des Konjunkturpakets und des Aufbaufonds sollten zielgerichtet und zeitnah umgesetzt und mit anderen klimapolitischen Initiativen koordiniert werden.

3.1 Governance der Energieunion

77. Grundsätzlich ist bei der Durchführung klimapolitischer Maßnahmen darauf zu achten, dass europäische und nationale Ebene sinnvoll ineinandergreifen. Die Einbettung der Maßnahmen in einen europäischen Rahmen ist zwar keine Voraussetzung für ambitionierte nationale Klimapolitik, sie ist aber ein entscheidender Erfolgsfaktor. Denn so wird europäischer Klimaschutz nicht nur effizient ausgestaltet, sondern es werden auch gleiche Wettbewerbsbedingungen in den Mitgliedsstaaten geschaffen. Generell gilt daher das Credo, dass elementare klimapolitische Instrumente möglichst auf europäischer Ebene umgesetzt werden sollten. Nationale Regelungen sollten möglichst koordiniert eingesetzt werden, wobei diese auch dabei helfen können, länderspezifischen Besonderheiten Rechnung zu tragen.

78. Um die nationalen Energie- und Klimapläne in einem rechtlichen Rahmen zu bündeln und langfristig eine Europäische Energieunion anzustreben, hat die EU Ende 2018 die „Verordnung über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz" verabschiedet. Auf Basis dieser Rechtsgrundlage sollen mit Hilfe von komplementären und kohärenten politischen Maßnahmen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsstaaten

die Ziele der Energieunion im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen erreicht werden. Dies umfasst insbesondere die mittelfristigen Energie- und Klimaziele bis 2030 (vgl. Kapitel 2), gilt aber auch für die langfristigen Ziele. Alle Mitgliedsstaaten definieren dabei im Rahmen eines National Energy and Climate Plan (NECP) selbstständig ihre nationalen Strategien und Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Der deutsche NECP wurde am 10. Juni 2020 durch das Bundeskabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt (BMWi, 2020). Die EU-Kommission prüft die Ziele der NECP und kann bei unzureichender Erfüllung rechtsunverbindliche Empfehlungen zur Verschärfung der Anstrengungen und/oder der Ambitionen aussprechen.

79. Der achte Monitoring-Bericht bezeichnet die NECPs als „Herzstück der Governance-Verordnung“. „Sie können dazu beitragen, eine größere Konvergenz der nationalen Politiken herzustellen“ (vgl. Kapitel 3.1 in BMWi, 2020). Die im Rahmen der Governance-Verordnung zu erstellenden Nationalen Energie- und Klimapläne sind für die Erreichung der nationalen und europäischen Ziele durchaus ein sinnvolles Instrument, sie sind jedoch per se für eine Koordinierung auf Ebene der Mitgliedsstaaten nicht ausreichend. Beispielsweise hat sich in einigen Fällen die Erreichung nationaler Ziele als komplexer herausgestellt als ursprünglich erwartet (etwa bei den E-Ladestationen).

80. Derzeit besteht außerdem ein hoher Koordinierungsbedarf, um alle regulatorischen Ebenen kohärent auszugestalten. Die Governance-Verordnung definiert fünf Dimensionen der Energieunion: Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Je nach Vorschrift tangieren diese Dimensionen jeweils unterschiedliche Regionen, Sektoren und Technologien. Damit der hohe Koordinierungsbedarf die Transformation nicht bremst, empfehlen sich EU-weite, marktbasierte Mechanismen, vor allem eine einheitliche und umfassende CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende, die es ermöglicht, Klimaziele kosteneffizient zu erreichen und alle regulatorischen Ebenen adressiert. So berührt etwa eine Vereinheitlichung der europäischen Energiesteuern oder eine Ausweitung des EU ETS alle Regionen (EU-Länder) und einen Großteil der Emittenten in der EU (vor allem in Wärme- und Verkehrssektoren), reizt die Entwicklung und Nutzung klimaneutraler Technologien an und hat Effekte auf alle Dimensionen der Energieunion (z. B. einheitlichere Gestaltung des Energiebinnenmarkts, Anreize für energieeffiziente Technologien und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit durch ggf. niedrigere Energiepreise). Die Corona-Krise verstärkt die Dringlichkeit einer flexiblen Koordinierung: marktbasierte Instrumente bieten den Vorteil sich ohne zusätzliche Gesetzgebungsverfahren (bzw. ohne detaillierte Festlegungen im Vorfeld) an neue Situationen anpassen zu können. Zentrale, preisorientierte Mechanismen bzw. eine allgemeine einheitliche CO_2-Bepreisung sind allerdings allein nicht ausreichend. Es bedarf komplementärer Instrumente, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Dazu zählen u. a. Marktunvollkommenheiten im Rahmen des Ausbaus von energiewenderelevanter Infrastruktur, der Förderung von Zukunftstechnologien sowie der Ausbildung von Fachkräften (Löschel et al., 2017; Sachverständigenrat, 2020).

81. Eine weitere Grundvoraussetzung für ein harmonisches Zusammenspiel zwischen europäischen und nationalen Maßnahmen besteht in der Vermeidung von Zielkonflikten bei der Ausgestaltung klimapolitischer Instrumente. Auch in dieser Hinsicht ist die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für marktbasierte Instrumente anstelle vieler kleinteiliger Maßnahmen hilfreich. Dies bekräftigt nochmal das Plädoyer der Expertenkommission für ein schlankes, marktbasiertes Instrumentarium mit komplementären Instrumenten (lediglich dort) wo nötig, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Sollten allerdings dennoch mehrere Instrumente existieren, welche die gleichen Ziele adressieren (was durchaus durch historische Entwicklungen oder aufgrund politischer Machbarkeit bedingt sein kann), so sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte weitestmöglich reduziert werden.

82. Ein Beispiel für Zielkonflikte und Möglichkeiten komplementärer Maßnahmen soll für den Verkehrssektor beschrieben werden: Einerseits dürften Flottengrenzwerte bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Andererseits könnte eine allgemeine CO_2-Bepreisung u. a. mehr Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktivieren, Rebound-Effekte reduzieren und Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion ermöglichen (Paltsev et al., 2018). Bei der Weiterentwicklung der CO_2-Flottengrenzwerte, die einen Beitrag zum technischen Fortschritt liefern, sollte daher zusätzlich eine wirksame CO_2-Bepreisung sichergestellt sein. Eine weitere komplementäre Politik betrifft die aufzubauende Verkehrsinfrastruktur. Bei langfristigen Emissionsreduktions-Strategien kann es sinnvoll sein, Optionen „nach vorne zu ziehen", die entsprechend den CO_2-Grenzvermeidungskosten weiter hinten zu finden wären (Voigt-Schilb et al., 2018). So lässt sich dieselbe Reduktion von Emissionen mit niedrigeren CO_2-Preisen erreichen, die leichter politisch durchsetzbar sind und die Haushalte und Unternehmen weniger stark belasten. Auch eine europaweite Ausgestaltung des Förderrahmens für erneuerbare Energien ist besser geeignet, um technologisches Lernen sowie Skaleneffekte anzureizen und so die CO_2-Bepreisung im EU-Emissionshandel zu ergänzen. Trotz der Wichtigkeit von komplementären Instrumenten bedürfen insbesondere die Nicht-ETS-Sektoren grundsätzlich einer viel stärkeren marktbasierten Koordinierung als bisher. Auch die Koordinierung durch die Nationalen Energie- und Klimapläne im Rahmen der Governance-Verordnung kann diese nicht ersetzen.

83. Elementar ist auch die Abstimmung europäischer und nationaler Vorschriften. Zahlreiche Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene besitzen zwar die gleiche Zielrichtung, sind aber in ihrer Ausgestaltung derzeit inkonsistent. Eine verbesserte Integration der nationalen und europäischen Instrumente und Maßnahmen gilt es auch bei den weiteren wichtigen Energiewende-Themen zu erreichen, etwa bei dem nationalen Emissionshandel (Brennstoffemissionshandel) und der EU ETS-Ausweitung, dem nationalen Energiesteuergesetz und der (zu novellierenden) EU-Energiesteuerrichtlinie sowie dem nationalen Kohleausstiegsgesetz und den Ambitionen des Green Deal.

84. Was für das Zusammenspiel zwischen europäischer und nationaler Ebene zu beachten ist, gilt ebenso für energiepolitische Maßnahmen auf nationaler und regionaler Ebene. Diese sollten stets miteinander verzahnt werden, um die Anforderungen des Green Deal erfolgreich umsetzen zu können und um Besonderheiten vor Ort durch partizipative Maßnahmen berücksichtigen zu können. Im EU-Governance-System sowie im deutschen Kontext (etwa durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) spielen subnationale Einheiten wie Bundesländer, Gemeinden oder Städte nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist zwar durch den Föderalismus in Deutschland leicht zu erklären, ist aber dennoch kritisch zu beurteilen, da Akteure in subnationalen Gebietskörperschaften für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende-Maßnahmen essenziell sind. Diese kennen die konkreten lokalen Bedingungen besser und weisen zudem Alleinstellungsmerkale auf, so dass sie unterschiedliche Schwerpunkte der industriellen Transformation bedienen können. Deshalb sind die bestehenden Abstimmungsmechanismen zwischen den föderalen Ebenen kohärenter auszugestalten und akzeptanzfördernd zu nutzen (EWK, 2020; acatech et al., 2018; Oppermann und Renn, 2019).

3.2 Klimapolitische Instrumente

85. Mit dem europäischen Green Deal wurde die Zielsetzung zur Reduktion von Treibhausgasemissionen auf europäischer wie auf nationaler Ebene noch einmal verschärft: Für Deutschland bedeutet das voraussichtlich, dass die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um 55 bis 65 % reduziert werden sollen (Agora Energiewende, 2020). Um diese Zielvorgaben zu erreichen, bedarf es eines Mixes an klimapolitischen Instrumenten. Dieser Mix sollte aus Sicht der Expertenkommission vor allem marktbasierte Instrumente enthalten, die wo notwendig durch komplementäre Maßnahmen ergänzt werden sollten. Die Eignung politischer Instrumente sollte grundsätzlich einer systematischen Prüfung unterzogen werden, etwa mithilfe des von der Expertenkommission

vorgeschlagenen Kriterien-Rasters auf dem Weg zur Klimaneutralität (vgl. Kapitel 13). Dies darf aber nicht zu wesentlichen Verzögerungen bei ihrer Implementierung führen oder gar zu diesem Zweck instrumentalisiert werden. Im Folgenden soll eine Reihe von Instrumenten und Maßnahmen vorgestellt werden, die aus Sicht der Expertenkommission einen geeigneten klimapolitischen Rahmen setzen- und somit zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaziele beitragen können.

3.2.1 CO_2-basierte Energiepreisreform als Leitinstrument für wirkungsvolle Klimapolitik

86. Nach Ansicht der Expertenkommission sollten im Zentrum der Klimapolitik stets marktbasierte Instrumente zur Erreichung der Energiewendeziele stehen. Elementarer Bestandteil der Klimapolitik sollte daher eine CO_2-basierte Energiepreisreform sein, welche im Folgenden skizziert werden soll. Deutschland versucht seit Langem mit einer Vielzahl von komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumenten die Klimaschutzziele zu erreichen. Diese sind häufig nicht an den Ursachen des Klimawandels (den Treibhausgasemissionen) ausgerichtet sowie zu kleinteilig, zu kurzfristig und nicht hinreichend miteinander verzahnt ausgestaltet. Die Folge sind heterogene Preissignale für CO_2, was einer kosteneffizienten Klimapolitik entgegensteht. Geht es ausschließlich um die kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasemissionen, so sollte ein möglichst alle Emittenten umfassender Emissionshandel oder eine umfassende CO_2-Abgabe implementiert werden. In Ansätzen wird dies durch existierende europäische Klimainstrumente wie dem EU ETS oder die Energiesteuerrichtlinie umgesetzt. Die Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene sowie deren Zusammenspiel sind zu reformieren, um ein substantielleres, möglichst einheitliches CO_2-Preissignal zu schaffen. Dies würde nicht nur dem Klima nützen, sondern auch die Marktchancen für Technologien zur Sektorenkopplung und die Chancen eines marktgetriebenen Kohleausstiegs ohne neue staatliche Interventionen verbessern. Auch die Förderkosten erneuerbarer Energien würden sich reduzieren.

87. Der achte Monitoring-Bericht erwähnt kurz das Brennstoffemissionshandelsgesetz: „Der mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) von Dezember 2019 und dem Ersten Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes von November 2020 beschlossene Brennstoffemissionshandel schafft systematische Anreize für Investitionen in emissionsarme und effiziente Technologien“ (vgl. Kapitel 15 in BMWi, 2020). Die Bundesregierung beschloss auf Basis des Klimaschutzprogrammes 2030, des Bundes-Klimaschutzgesetzes, sowie des BEHG einen Einstieg in eine CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme mit einem Fixpreis, mittelfristig ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) sowie langfristig das Bestreben der Integration in den EU-Emissionshandel mit einem Mindestpreis. Der CO_2-Preispfad sieht von 2021 bis 2025 einen schrittweisen Anstieg des Preises von 25 auf 55 Euro pro Emissionszertifikat vor, wobei sich der Preis ab 2026 im Markt bilden soll. Für das Jahr 2026 liegt dieser variable Preis in einem festgelegten Korridor zwischen einem Mindest- und Höchstpreis von 55 bzw. 65 Euro (BMU, 2020). Die Expertenkommission begrüßt den Einstieg in eine konsequente CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme. Trotz dieser Maßnahmen und dem eindeutig festgesetzten Rahmen könnten die Ziele für 2030 aber verfehlt werden (Edenhofer et al., 2019a, 2019b, Sachverständigenrat, 2020). Neben der fraglichen Zielerreichung sind auch Fragen des sozialen Ausgleichs bisher noch nicht abschließend adressiert (Sachverständigenrat, 2020). Auch das grundsätzliche Problem des Nebeneinanders einer Vielzahl komplexer Fördermechanismen bzw. Instrumente besteht weiter.

88. Die Nichterreichung von Klimaschutzzielen könnte für Deutschland mit erheblichen Ausgleichszahlungen verbunden sein. Für Deutschland verlangt die Effort Sharing Regulation (ESR) bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen in den Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektoren sowie in Teilen der Industrie- und Energiesektoren um 38 % gegenüber 2005. Durch die höheren Reduktionsziele von Treibhausgasen durch den europäischen Green Deal sind nicht nur die klimapolitischen Instrumente grundsätzlich zu evaluieren, sondern auch die Effort Sharing Regulation steht grundsätzlich auf dem Prüfstand.

89. Um im Rahmen des eingeschlagenen Weges insbesondere auch über eine stärkere Sektorkopplung und Elektrifizierung die Emissionsziele zu erreichen, empfiehlt die Expertenkommission den schnellstmöglichen Wegfall von Umlagen und Steuern auf Elektrizität, der mittels eines CO_2-bezogenen Zuschlags auf fossile Energieträger zumindest teilweise refinanziert wird. Konkret sollen dabei die EEG- und KWKG-Umlagen wegfallen sowie der Stromsteuersatz des deutschen Stromsteuergesetzes auf den erlaubten Mindestsatz entsprechend der EU-Energiesteuerrichtlinie (vgl. nachfolgende Ziffer) reduziert werden. Der Unterschiedsbetrag wäre aber aller Voraussicht nach beachtlich und könnte etwa aus der Minderung anderer umweltschädlicher Subventionen oder aus dem Haushalt finanziert werden. Längerfristig könnte beispielsweise durch eine Reform der Pendlerpauschale sowie durch den Wegfall des Dienstwagenprivilegs ein Teil des Fehlbetrags für die Refinanzierung gestemmt werden (Sachverständigenrat, 2020). Kurzfristig wäre es durchaus denkbar, dass die Finanzierung zum Teil aus dem Haushalt erfolgt, insbesondere dass die Senkung der Stromkosten alle Konsumenten erreicht und somit im Rahmen der Konjunkturbelebung ein gutes Substitut für Transfers wie Konsumgutscheine darstellen würde, die an anderer Stelle in politischen Diskussionen Erwähnung finden.

90. Die EU-Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG) gibt in ihrer derzeitigen Ausgestaltung zu heterogene bzw. ineffiziente Preissignale und besitzt kaum Lenkungswirkung, etwa hin zu klimafreundlicheren Verkehrsmitteln. Eine weitgehend einheitliche CO_2-basierte Abgabengestaltung für Strom und Kraftstoffe würde zu expliziten CO_2-Preissignalen in der Nutzung von Verkehrsmitteln führen. Dies würde die bereits impliziten CO_2-bezogenen Preissignale im Verkehr unterstützen, die sich etwa durch die EU-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ergeben. Die neue EU-Energiesteuerrichtlinie sollte national unterschiedliche (Mindest-)Steuersätze bzw. die zahlreichen Ausnahmen vermeiden und an der CO_2-Bilanz der Energieträger ansetzen. Da die Richtlinie sowohl Emittenten innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems adressiert, ist die Reform kohärent auszugestalten mit der Erweiterung des EU ETS auf den Verkehrssektor (vgl. unten).

91. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung diskutiert in seinem Jahresgutachten 2020/21 ausführlich die verschiedenen Optionen für eine Energiepreisreform bei gleichzeitig ansteigenden CO_2-Preisen. Da sich zahlreiche relevante Einflussfaktoren über die kommenden Jahre verändern werden, ist die Abschätzung des Finanzierungsbedarfs mit Unsicherheit behaftet. Diese Unsicherheiten betreffen beispielsweise die Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung, aber auch die Höhe der EEG-Umlage, die u. a. vom jeweiligen Strompreis abhängig ist. Für das Jahr 2020 beläuft sich die EEG-Umlage voraussichtlich auf knapp 24 Mrd. Euro, die Einnahmen aus der Stromsteuer auf 6 Mrd. Euro und die anteilig für diese beiden Posten anfallende Umsatzsteuer auf 7 Mrd. Euro (vgl. Sachverständigenrat, 2020, Abbildung 63). Somit würde eine Entlastung des Strompreises von EEG-Umlage und Stromsteuer inklusive der entgangenen Umsatzsteuer zu einem Refinanzierungsbedarf von knapp 37 Mrd. Euro im Jahr 2020 führen. In den folgenden Jahren schmilzt der Refinanzierungsbedarf voraussichtlich ab, wenn auch nur langsam. Die Berechnungen des Sachverständigenrats sehen ihn im Jahr 2026 immer noch bei um die 32 Mrd. Euro. Die Einnahmen aus der nationalen CO_2-Bepreisung steigen gemäß der Abschätzung des Sachverständigenrats aufgrund der ansteigenden CO_2-Preise über die Jahre von rund 9 Mrd. Euro (2022) auf rund 18 Mrd. Euro (2026). Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Refinanzierung einer weitreichenden Entlastung der Strompreise von Abgaben und Umlagen durch die CO_2-Bepreisung nicht möglich erscheint, diskutiert der Sachverständigenrat einige Optionen. In einem Bericht für das Umweltbundesamt verweisen Köder und Burger (2017) auf Subventionen im Jahr 2012 in Höhe von rund 57 Mrd Euro, die sie als umweltschädlich einstufen. So führt die Entfernungspauschale zu fragwürdigen Anreizen, die Distanz zwischen Arbeits- und Wohnort auszuweiten. Sie reduzierte das Steueraufkommen im Jahr 2012 um jährlich 5,1 Mrd. Euro. Die Mindereinnahmen aus dem ebenso fragwürdigen Dienstwagenprivileg beziffern Köhler und Burger auf 3,1 Mrd. Euro im Jahr 2012. Weitere vom Sachverständigenrat diskutierte Optionen zur Refinanzierung umfassen die Anhebung der CO_2-Preise sowie die Einführung eines Mindestpreises im EU ETS-Bereich, wodurch

die Differenz zwischen diesem Preis und einem möglicherweise niedrigeren ETS-Preis zur Finanzierung der Strompreisentlastung beitragen könnte. Die Einführung eines CO_2-Mindestpreises ist eine zentrale Empfehlung der Expertenkommission in früheren Stellungnahmen.

92. Die Expertenkommission begrüsst die Schaffung der rechtlichen Voraussetzungen zur Reduktion der EEG-Umlage durch die bereits umgesetzte Änderung der Erneuerbaren Energien Verordnung (EEV). Weitergehende Überlegungen zu einer Energiepreisreform sollten auch das Energiesteuergesetz umfassen. Die Energiesteuer gilt es – analog zu den Abgaben auf Strom – zu reduzieren und durch ein CO_2-basiertes Instrument zu ersetzen. Aktuell werden Energiesteuern, entgegen einer sinnvollen Lenkungswirkung, auch auf grüne Energieträger, z. B. grünen Wasserstoff, erhoben. Dieser Reformvorschlag stünde den Beschlüssen der Bundesregierung nicht entgegen, und wäre zudem politisch zügig umsetzbar.

3.2.2 Reformen auf europäischer Ebene vorantreiben

93. Wie oben dargestellt ist es für die Erreichung der nationalen Klimaziele elementar, dass der geeignete klimapolitische Rahmen auf europäischer Ebene gesetzt wird. Eine wirksame und effiziente Maßnahme zur Erreichung des klimapolitischen Zielpfades stellt daher die Ausweitung des EU ETS auf weitere Sektoren dar. Das EU ETS legt mit den bisherigen Emissionszertifikaten eine Reduktion von 43 % der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 2005 in den enthaltenen Sektoren fest (konsistent mit dem ursprünglichen Ziel, mindestens 40 % der betreffenden THG einzusparen). Durch die Verschärfung der Zielsetzung durch den Green Deal ist eine Reform notwendig geworden. Konkret sollen die Emissionen aus den Bereichen der Schifffahrt, Gebäude, Verkehr, sowie jegliche Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe künftig im Rahmen des EU ETS erfasst werden (EU-KOM, 2020d). Mit einer Ausweitung des EU ETS können einheitliche wirtschaftliche Anreize gesetzt- und sektorenübergreifend kosteneffizient Emissionen reduziert werden. Die verschärfte Zielsetzung zur Reduktion von THG-Emissionen ist vor allem für jene Mitgliedsstaaten eine große Herausforderung, die von einem niedrigen Einkommensniveau, einer energieintensiven Wirtschaft und großen Anteilen fossiler Brennstoffe im Energiemix geprägt sind. Um hier eine gerechte Transformation nicht zu gefährden, sollte mit der Ausweitung des EU ETS die weitere Ausgestaltung der bestehenden Unterstützungsinstrumente einhergehen. Dazu gehören insbesondere die Innovations- und Modernisierungsfonds sowie die vom EU-Budget finanzierten Instrumente, wie der Just Transition Fond und das Förderprogramm Horizon Europe, welche Anreize für Innovation und Forschung zu nachhaltigen Technologien fördern sollen (EU-KOM, 2020d). Insbesondere im Rahmen des EU-Aufbaufonds können Investitionen mit Blick auf diese Ziele eingesetzt werden.

94. Es sollte also bei der Ausweitung des EU ETS zum einen darauf geachtet werden, Mitgliedsstaaten, die relativ stärker von den Mehrkosten der Reform betroffen sind, mit komplementären Maßnahmen zu unterstützen. Zum anderen sollten auch unbedingt innergesellschaftliche Effekte beachtet werden. Durch die Einbeziehung des Verkehrssektors und potenziell der gesamten Verbrennung fossiler Brennstoffe können insbesondere Mehrkosten für private Haushalte mit niedrigem Einkommen entstehen. Um die Akzeptanz der EU ETS-Ausweitung nicht zu gefährden, sollten daher unbedingt Verteilungseffekte in der Gesellschaft berücksichtigt werden und ggf. flankierende Maßnahmen ergriffen werden, die Personengruppen mit niedrigerem Einkommen und geringen Anpassungsmöglichkeiten entlasten.

95. Bei richtiger Ausgestaltung kann eine Ausweitung des EU ETS einen elementaren Grundstein für die Erreichung der klimapolitischen Ziele legen. Als marktbasiertes Instrument schafft der Emissionshandel kosteneffiziente Anreize, in emissionsverringernde Maßnahmen zu investieren und die Nutzung fossiler Brennstoffe zu verringern. Eine Erweiterung des EU ETS auf den Verkehrssektor würde zudem gleiche Wettbewerbsbedingungen für den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Straßenverkehr und elektrifizierten

Schienenfahrzeugen schaffen, was wiederum Anreize für die Verringerung des Kraftstoffverbrauches setzt (EU-KOM, 2020d). Der europäische Emissionshandel ist eng mit der Effort Sharing Regulation (ESR) verbunden. Daher bedarf es bei einer Ausweitung des EU ETS auch einer Reform der ESR, wobei es hierfür unterschiedliche Optionen gibt. Der achte Monitoring-Bericht kann – aufgrund seines auf die Berichtsjahre 2018 und 2019 rückblickenden, dokumentierenden Charakters – die Optionen nicht beleuchten. Daher möchte die Expertenkommission im Folgenden auf diese skizzierend eingehen.

96. Die ESR zielt auf alle THG-Emissionen ab, die nicht vom EU ETS oder vom LULUCF berücksichtigt werden und definiert für diese Emissionen klare Reduktionsziele. Würde das EU ETS auf weitere Sektoren ausgeweitet, so hätte dies weitreichende Auswirkungen auf die ESR. Das aktuelle Ziel der ESR, nach welchem die Emissionen aus Nicht-ETS-Sektoren um mindestens 30 % gegenüber dem Jahr 2005 reduziert werden sollen, ist nicht vereinbar mit dem langfristigen Ziel der THG-Neutralität bis zum Jahr 2050. Dies liegt u. a. daran, dass insbesondere im Verkehrs- und Gebäudesektor – beides Sektoren, die dem ESR-unterliegen – heutige Entscheidungen langfristige Konsequenzen haben werden. Es ist daher elementar, dass die 2030er-Ziele des ESR Hand in Hand mit den langfristigen Zielen für das Jahr 2050 gehen.

97. Insofern das EU ETS auf weitere Sektoren ausgeweitet werden sollte, deren Emissionen bisher (zumindest in Teilen) der ESR unterliegen, muss sichergestellt werden, dass die ESR weiterhin eine geeignete Anreizstruktur in den noch in ihr verbleibenden Bereichen bietet, z. B. für Emissionen aus der Landwirtschaft, kleinen Industrieanlagen und der Abfallwirtschaft. In diesen Bereichen liegen in den einzelnen Mitgliedsstaaten recht heterogene Bedingungen vor, sodass hier der nationalen Gesetzgebung eine besondere Bedeutung zukommt (EU-KOM, 2020d).

98. Grundsätzlich gibt es im Zuge der Erweiterung des EU ETS drei verschiedene Optionen, wie mit der ESR weiter verfahren werden sollte. Unabhängig davon, welche der drei Optionen auf europäischer Ebene schlussendlich umgesetzt wird, sollte sich die deutsche Klimapolitik stets an der Erreichung der festgelegten Ziele orientieren und zugleich die oben dargestellten Kriterien effektiver Instrumentierung berücksichtigen. Die Chancen und Potenziale für die Klimawirkung, sowie potenziell mit einer Reformoption einhergehenden Herausforderungen sollen im Folgenden in Kürze dargestellt werden.

99. A) Eine Möglichkeit wäre, die ESR schlicht auslaufen zu lassen, wobei ein Großteil der bisherigen Anwendungsbereiche des ESR in Zukunft dem ausgeweiteten Emissionshandel und der LULUCF-Regulierung unterliegen. Damit THG-Emissionen aus den verbleibenden Bereichen nicht unreguliert verbleiben, müssten dementsprechend effektive komplementäre Maßnahmen durchgeführt werden.

100. B) Eine zweite Möglichkeit besteht darin, die ESR in der aktuellen Form weiter bestehen zu lassen und zeitgleich den Emissionshandel auszuweiten. Die THG-Emissionen einiger Sektoren würden dann sowohl der ESR als auch dem Emissionshandel unterliegen. Die Ziele der ESR müssten bei dieser Option im Rahmen der Verschärfung der THG-Reduktionsziele nach oben angepasst werden, wobei bei den nationalen Zielsetzungen entsprechend Fairness und Solidaritätsaspekte zwischen den Mitgliedsstaaten berücksichtigt werden müssen.

101. C) Zuletzt gibt es auch die Option, lediglich jene Sektoren in der ESR beizubehalten, die nicht vom erweiterten EU ETS erfasst werden. Bei Ausweitung des EU ETS würde sich so der Anteil der unter die ESR fallenden THG-Emissionen deutlich reduzieren. Wenn das reformierte EU ETS beispielsweise alle Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe enthalten würde, so reduzierte sich die Menge der THG-Emissionen in der ESR auf rund ein Drittel des bisherigen Ausmaßes. Wenn im Rahmen einer Reform des LULUCF Teile der Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor hierunter gefasst würden, so verringerte sich das Ausmaß der ESR weiter auf etwa ein Sechstel. Auch bei einer solchen Variante müssten die nationalen Ziele und Sonderregelungen der Mitgliedsstaaten im ESR angepasst werden (EU-KOM, 2020d).

102. Die Expertenkommission empfiehlt das Auslaufen der ESR in der aktuellen Form. THG-Emissionen sollten nicht sowohl der ESR als auch dem erweiterten Emissionshandel unterliegen. Allerdings sollte dies auch nicht dazu führen, dass Emissionen in den Sektoren des ausgeweiteten Emissionshandels nicht weiter reduziert werden. Minderungen in diesen Sektoren sind zur Zielerreichung, aber auch als Ausgleichsmöglichkeit wichtig. Der Governance-Verordnung der EU und den Nationalen Energie- und Klimaplänen kommen bei dieser Ausgestaltung eine entscheidende Rolle zu. Es gilt, einen konsistenten Instrumentenmix mit komplementären Maßnahmen neben der CO_2-Bepreisung zu entwickeln und die Interaktion der Instrumente zu verfolgen.

3.2.3 Komplementäre Maßnahmen und Instrumente

103. Die Bepreisung von CO_2 kann als zentrales klimapolitisches Instrument zwar einen großen Beitrag zur europäischen Klimapolitik leisten, sie reicht jedoch allein nicht aus, um die gesteckten Ziele der 55 %-Reduktion an Treibhausgasen bis 2030 bzw. der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen. Eine Abschätzung des Sachverständigenrats (2020) ergibt, dass ab dem Jahr 2027 ein Preis von 110 Euro je Tonne CO_2 notwendig wäre, um die Emissionsziele des Klimaschutzplans 2050 in den Sektoren Wärme und Verkehr mit einem einheitlichen Preis zu erreichen. Dabei wird von dem im nationalen Emissionshandel geplanten Preispfad und historisch im Mittel beobachteten Verhaltensanpassungen bis zum Jahr 2026 ausgegangen. Berechnungen von Edenhofer et al. (2019b) zufolge liegt der im Jahr 2030 notwendige Preis zur Erreichung der nationalen Klimaziele im Jahr 2030 zwischen 70 Euro je Tonne CO_2 im günstigsten Szenario und 350 Euro je Tonne CO_2 im ungünstigsten Szenario. Im mittleren Szenario beträgt der im Jahr 2030 notwendige Preis 130 Euro je Tonne CO_2. Nicht nur, aber auch vor diesem Hintergrund muss diese Politik durch weitere Maßnahmen ergänzt werden, die von komplementären marktbasierten Instrumenten bis hin zu regulativen und ordnungsrechtlichen Maßnahmen reichen können. Im folgenden Abschnitt soll eine Reihe dieser Instrumente aufgezeigt und einer Bewertung der Expertenkommission dahingehend unterworfen werden, inwiefern sie einen Beitrag zum Erreichen der klimapolitischen Ziele leisten können.

104. Substantiell höhere CO_2-Preise können zu Carbon Leakage führen, wodurch die emissionmindernde Wirkung des Emissionshandels konterkariert werden kann. Darüber hinaus könnten hohe CO_2-Preise in emissions- und handelsintensiven Sektoren die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie belasten und eine Verlagerung von Wertschöpfung in Regionen mit weniger strikter Klimagesetzgebung zur Folge haben (Schenker et al., 2018, Felbermayr und Peterson, 2020, Garnadt et al., 2020). Die EU sollte daher ihre Bemühungen um einen weitgehend einheitlichen CO_2-Preis bzw. angeglichene Klimaschutz-Ambitionsniveaus auf internationaler Ebene, zumindest mit wichtigen Partnern, intensivieren. Aktuelle globale Entwicklungen – etwa die Ankündigung Japans und Südkoreas, bis 2050 klimaneutral sein zu wollen (China im Jahr 2060), sowie der Ausgang der Wahlen in den USA – eröffnen Chancen, die Ambitionen beim Klimaschutz in einem globalen Bündnis der Willigen zu verstärken (ein „Klimaklub“ à la Nordhaus, 2015; dieser wäre so auszugestalten, dass handelsrechtliche Probleme vermieden werden). Vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Konfliktlagen, die in ihrem Kern auch in den kommenden Jahren bestehen bleiben werden, kann gemeinsamer Klimaschutz durchaus eine wichtige Grundlage internationaler Zusammenarbeit werden. Möglich wäre die Einigung auf einen gemeinsamen CO_2-Mindestpreis mit wichtigen Handelspartnern und die Nutzung eines Grenzausgleichs lediglich an den Außengrenzen eines solchen Klimaklubs (Grimm, 2020, Garnadt et al., 2020). Um den Weg für die schrittweise Erweiterung einer solchen Koalition der Willigen zu ebnen, hält die Europäische Union in ihrer Rolle als Nettoimporteur von CO_2-Emissionen mit den potenziellen Einnahmen aus dem Grenzausgleich noch einen Trumpf in der Hand. Nach dem Beschluss des Europäischen Rats vom Juli 2020 wird der Grenzausgleich zwar als mögliche künftige Einnahmequelle für den EU-Haushalt aufgeführt. Die durch den CO_2-Grenzausgleich erzielten Einnahmen könnten aber auch anders genutzt werden – etwa als Transferleistung für Schwellenländer, um ihnen die Kooperation beim

Klimaschutz attraktiv zu machen und einen Transformationspfad zur Klimaneutralität zu erleichtern (Grimm, 2020).

105. Nur wenn höheren Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene keine Anstrengungen in anderen Ländern gegenüberstehen, sind geeignete Regulierungsmechanismen zur Angleichung der internationalen CO_2-Preise, zur Verhinderung der Verlagerung von CO_2-Emissionen in Länder außerhalb der EU und damit zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen innerhalb Europas überhaupt erforderlich. Das derzeitige System freier Zertifikate für Sektoren, die am stärksten von einer Verlagerung ihrer Produktion in Länder außerhalb der EU bedroht sind, wird unter Umständen nicht ausreichend sein, wenn die Zahl der verfügbaren kostenlosen Zertifikate mit den höheren Klimaschutzzielen im EU ETS rasch reduziert wird und dadurch die Zertifikatspreise ansteigen.

106. Ein CO_2-Grenzausgleich (Border Carbon Adjustment, BCA) ist ein geeignetes Instrument zum Ausgleich einer örtlichen Belastung (die in der EU erhöhte CO_2-Bepreisung) durch eine bei Grenzüberschreitung erhobene Abgabe (dem CO_2-Grenzausgleich auf vom außereuropäischen Ausland importierte Produkte). Der Ausgleich führt dazu, dass im Ausland hergestellte Produkte an der europäischen Grenze entsprechend dem CO_2-Gehalt verteuert werden. Die klimapolitisch induzierte wettbewerbliche Verzerrung wird somit nivelliert. Gleichzeitig werden auf diese Weise verstärkte Anstrengungen bei der CO_2-Bepreisung bzw. ein Absenken der CO_2-Emissionen in der Produktion für die Handelspartner außerhalb der Europäischen Union relativ attraktiver, da dies die Zusatzbelastung an der europäischen Grenze reduziert. BCAs vermindern die Gefahr von Carbon Leakage, d. h. die Verlagerung von Produktion und folglich auch von CO_2-Emissionen an Standorte mit einer weniger ambitionierten Klimapolitik (Schenker et al., 2018). Um handelspolitische Verwerfungen zu vermeiden, sind BCAs nur sehr zielgerichtet und mit Bedacht einzusetzen, d. h., wenn überhaupt nur sukzessive in wenigen Sektoren. Dabei ist insbesondere die Konformität mit WTO- und EU-Recht zu beachten (Mehling et al., 2019). Außerdem ergibt sich selbst bei der Beschränkung auf wenige emissions- und handelsintensive Sektoren („Emissions-Intensive, Trade-Exposed Industries," – EITE) die Herausforderung der Erfassung von in Importen enthaltenen Emissionen entlang der Wertschöpfungsketten, die auf die Produktion in EITE-Sektoren zurückzuführen sind. Ein Grenzausgleich, der sich bei Importen nur auf die direkten Emissionen (anstatt den Emissionsgehalt von Produkten, der auf EITE-Sektoren zurückzuführen ist) bezieht würde vermutlich lediglich zu einer Verlagerung von Teilen der Wertschöpfungsketten ins Ausland führen (Garnadt et al., 2020). Unabhängig von der Ausgestaltung, bedarf es klarer Vorgaben und Standards zur Emissionsmessung. Die Messung des CO_2-Fußabdrucks von Zwischen- und Endprodukten, die für eine Bepreisung des Emissionsgehalts an der Grenze erforderlich wäre, stellt heute – u. a. aufgrund der langen und oft internationalen Wertschöpfungsketten – eine große Herausforderung dar. Die Nutzung von Benchmarks kann zwar Abhilfe schaffen, Anreize zur klimafreundlichen Produktion im EU-Ausland wären dann aber nur gegeben, wenn man eine Anpassung der Emissionswerte nach unten auf einen Nachweis hin ermöglicht. Dies wiederum wäre bürokratisch mit großem Aufwand verbunden. Zudem ist vor einer Einführung zu prüfen, inwieweit Handelspartner CO_2 bereits explizit oder auch implizit bepreisen.

107. Im Fall eines unilateralen Vorgehens seitens der EU könnten Handelspartner jedoch selbst bei WTO-konformer Umsetzung einen Grenzausgleich als protektionistische Maßnahme werten und Gegenmaßnahmen ergreifen. Deutschland als exportorientiertem Land etwa drohten bei einem Handelskonflikt insbesondere mit den USA hohe Wertschöpfungsverluste. Der Schaden aus einem unilateral eingeführten Grenzausgleich könnte daher dessen Nutzen übersteigen (Sachverständigenrat, 2020; Grimm, 2020). Vor diesem Hintergrund ist ein kooperatives Vorgehen mit den wichtigsten Handelspartnern unbedingt anzustreben.

108. Neben diesen primär auf den CO_2-Preis ausgerichteten Politikinstrumenten sollten aus Sicht der Expertenkommission außerdem Mechanismen diskutiert werden, die nachhaltige Klimaschutzinvestitionen in der

Industrie fördern können. Darunter fallen beispielsweise Differenzverträge, sogenannte *carbon contracts for differences*, welche Unternehmen gegen schwankende CO_2-Preise absichern. Dadurch werden nachhaltige Investitionen zwar berechenbarer für Unternehmen, das Instrument muss aber mit Bedacht eingesetzt werden, um eine für den Staat und die Gesellschaft unnötig teure Förderung zu vermeiden und dadurch die Akzeptanz der Transformation nicht zu gefährden. Investitionen in die notwendigen Infrastrukturen (Versorgungsnetze von Strom, Gas und Wasserstoff sowie elektrische Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen für Fahrzeuge) sind zudem unverzichtbar, um die klimapolitischen Ziele zu erreichen. Öffentliche Mittel sollten hier gezielt eingesetzt werden, um privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen und auch zielgerichtet die Kompetenzen der Unternehmen bezüglich der Ausgestaltung der Infrastruktur bestmöglich einzubeziehen. Hierfür ist ebenfalls ein geeigneter Rahmen erforderlich (vgl. Kapitel 13). Um nachhaltige Investitionen auch auf dem Finanzmarkt zu fördern und somit privatwirtschaftliche Investoren zu aktivieren, sollte zudem schnellstmöglich ein einheitliches und verpflichtendes Regelwerk („EU-Taxonomie“) für nachhaltige Finanzprodukte umgesetzt und ausgeweitet werden (vgl. auch Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 419-423; Liebich et al., 2020). Dieses sollte u. a. Veröffentlichungspflichten für Finanzmarktakteure und große kapitalmarktorientierte Unternehmen festlegen, um so Informationsasymmetrien zugunsten der potenziellen privaten Anleger abzubauen. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die Europäische Zentralbank und nationale Zentralbanken (auch außerhalb von Europa) derzeit Konzepte erarbeiten, welche die Offenlegung von Nachhaltigkeitskriterien zur Bedingung machen sollen, wenn Zentralbanken Aktien in ihre Portfolios aufnehmen. Dies impliziert zwar keine direkte grüne Strategie der Zentralbanken selbst, schafft aber belastbare Informationen.

109. Nicht nur auf dem Finanzmarkt sollten jedoch einheitliche und verpflichtende Regelwerke eingeführt werden. Maßnahmen zur Vereinheitlichung der CO_2-Erfassung anhand klarer Zertifizierungsstandards sind eine essenzielle Grundvoraussetzung zur Funktionalität der marktbasierten Instrumente und weiteren industriepolitischen Maßnahmen. Diese Zertifizierungsstandards können eine sektorenübergreifende Erfassung und Bewertung der Emissionen vereinfachen und somit einen glaubwürdigen Rahmen für CO_2-basierte Maßnahmen schaffen.

110. Die Expertenkommission empfiehlt die Erreichung der klimapolitischen Ziele grundsätzlich über marktbasierte Instrumente anzustreben. Wenn ordnungsrechtliche Maßnahmen genutzt werden, wie beim Kohleausstiegsgesetz zur schrittweisen Abschaltung aller Stein- und Braunkohlekraftwerke bis 2035 bzw. 2038, ist mit Bedacht vorzugehen. Auch wenn das Beenden der Stromgewinnung aus Stein- und Braunkohle im Hinblick auf das Erreichen der Klimaziele selbstverständlich zu befürworten ist, so stellt das Kohleausstiegsgesetz aus Sicht der Expertenkommission in dieser Form kein geeignetes Mittel dar. Vielmehr sollten Stein- und Braunkohle rein über das Instrument der CO_2-Bepreisung aus dem Markt gedrängt werden, wodurch ein schnellerer und effizienterer Kohleausstieg ermöglicht werden kann, womit u. a. auch Kompensationszahlungen an Unternehmen vermieden werden (vgl. Kapitel 3).

111. Mit der zunehmenden Bedeutung von neuen Technologien ändern sich die Anforderungen an Qualifikationen und Kompetenzen von Arbeitskräften. Um neue Studiengänge und Ausbildungsinhalte zu etablieren, bedarf es langer Vorlaufzeiten. So müssen die entsprechenden Forschungsschwerpunkte an Universitäten gestärkt, Studiengänge etabliert und Lehrpersonal für die Berufsschulen ausgebildet werden (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 442 ff.). Dabei ist darauf zu achten, dass Inhalte mit Bezug zur Energiewende breiter als bisher in den Studien- und Ausbildungsgängen verankert werden sollten – denn es werden zunehmend verschiedenste Sektoren eine aktive Rolle in der Energiewende spielen müssen, z. B. in der Industrie oder auch der Landwirtschaft. In allen Sektoren kann Weiterbildung den aktuellen Fachkräften die Möglichkeit bieten, ihre Kenntnisse um neue Technologiefelder zu erweitern. Dies kann zur Beschleunigung des Ausbaus von nachhaltigen Technologien beitragen. Der aktuell schon bestehende Fachkräfteengpass in MINT-Berufen sollte beispielsweise durch

verstärkte Förderung von Frauen in MINT-Fächern oder auch durch einen vereinfachten Arbeitsmarktzugang für Fachkräfte aus Mitgleidsstaaten der EU oder aus Drittstatten adressiert werden (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 444-445).

112. Diese nicht abschließende Auswahl an klimapolitischen Instrumenten und Maßnahmen soll einen Überblick über verschiedene staatliche Interventionsmöglichkeiten zur Reduktion von Treibhausgasemissionen und zur Erreichung langfristigen Klimaziele geben. Es finden sich darüber hinaus noch eine Reihe weiterer Instrumente und Maßnahmen, welche im Rahmen dieser Stellungnahme in den jeweiligen Kapiteln diskutiert werden, wobei u. a. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz (vgl. Kapitel 8) und verkehrspolitische Instrumente (vgl. Kapitel 9) hervorgehoben seien. Der dargestellte Mix an Instrumenten soll vor allem aufzeigen, wie der geeignete Rahmen für eine langfristig ausgelegte Klimapolitik gesetzt werden müsste, um die für 2030 bzw. 2050 festgelegten Klimaziele zu erreichen. Im folgenden Teilkapitel soll der Blick noch einmal auf die kurze Frist gelegt werden, wobei zum einen Maßnahmen aufgezeigt werden sollen, die möglichst rasch umgesetzt werden sollten. Zum anderen werden „grüne“ Investitions- und Konjunkturprogramme im Angesicht der aktuellen Herausforderungen durch die Corona-Pandemie diskutiert.

3.3 Kurzfristige Klimapolitik und Berücksichtigung aktueller Herausforderungen

3.3.1 „No-regret“-Maßnahmen rasch umsetzen

113. Der Zielpfad zur Erreichung der Klimaziele ist ambitioniert und das Budget zum weiteren Ausstoß von Treibhausgasemissionen begrenzt. Eine wirksame und langfristig gedachte Klimapolitik setzt notwendige Entwicklungsschritte daher möglichst bald um. Grundsätzlich sollte ein großes Transformationsprojekt wie der Umbau des Energiesystems zwar technologieoffen sein, jedoch gibt es angesichts der langen Zeitskalen unabdingbare technologische Notwendigkeiten, die ohne weitere Verzögerungen rasch angegangen werden sollten. Diese sogenannten „No-regret“-Maßnahmen betreffen vor allem den Ausbau der notwendigen Infrastruktur für klimafreundliche Technologien sowie Bereiche, bei denen heutige Investitionsentscheidungen langfristige Auswirkungen auf die Menge an emittierten Treibhausgasen haben (acatech et al., 2020; EU-KOM, 2020d). Eine Reihe dieser Maßnahmen soll im Folgenden aufgezeigt werden.

114. Eine unabdingbare Voraussetzung für die Dekarbonisierung des Energiesektors ist der weitreichende Einsatz erneuerbarer Energien. Die einzigen beiden in Deutschland großskalierbaren Alternativen zur Energiegewinnung mit hohem technologischem Reifegrad sind Windenergie und Photovoltaik. Deren weiterer Ausbau sollte schnellstmöglich forciert werden, wobei auch die Schaffung der rechtlichen Rahmenbedingen (etwa eine Reform der Regelungen zum Mindestabstand zu Wohnsiedlungen vgl. dazu Kapitel 4) bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Akzeptanz in der Bevölkerung sichergestellt werden sollte. Damit einher geht auch der Auf- und Ausbau der Infrastruktur zur Verteilung des erneuerbaren Stroms, sprich der Schaffung von modernen, leistungsfähigen Übertragungs- und Verteilernetzen (vgl. Kapitel 4 zur EEG-Novelle und Kapitel 6 zur Netzinfrastruktur).

115. Auch Investitionen in (die Infrastruktur von) Elektromobilität zählen aus Sicht der Expertenkommission als „no-regret“-Maßnahme. Heute produzierte Autos fahren durchschnittlich noch 15-20 Jahre auf unseren Straßen (bei Berücksichtigung der Gebrauchtwagennutzung) und stoßen entsprechend Treibhausgasemissionen aus (EU-KOM, 2020a). Die sofortige Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für eine emissionsarme Mobilität ist daher wesentlicher Bestandteil einer zielgerichteten Klimapolitik.

116. Einen zeitlich noch längeren Investitionszyklus finden wir im Gebäudesektor. Heute erstellte Neubauten haben gut 50 Jahre einen Einfluss auf die Menge der THG-Emissionen des Sektors. Heute ergriffene Maßnahmen

und getätigte Investionen zur Steigerung der Gebäude-Energieeffizienz leisten daher einen langfristigen Beitrag zur Emissionsreduktion (vgl. Kapitel 3).

117. Die Klimaneutralität 2050 in Europa und Deutschland kann nicht ausschließlich über die direkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren (mittels direkter Elektrifizierung) erreicht werden. Nach heutigem Wissensstand werden Wasserstoff und synthetische Energieträger eine entscheidende Rolle spielen (vgl. Kapitel 11). Diese eröffnen zudem die Möglichkeit, erneuerbare Energie auch aus weiter entfernten Regionen der Welt zu importieren, um langfristig den Import fossiler Brenstoffe zu substituieren. Investitionen in die Entwicklung von Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen sind demzufolge ebenfalls als „no-regret“-Maßnahmen anzusehen, da Wasserstoff sowohl in zukünftigen Energiesystemen als auch als Alternative zu Treibstoffen auf fossiler Basis eine Rolle spielen kann (acatech et al., 2020).

3.3.2 Grüne Investitions- und Konjunkturprogramme

118. Um die wirtschaftlichen Folgen der Corona-Pandemie abzufedern, haben Staaten weltweit mit Investitions- und Konjunkturprogrammen geantwortet. Einen Überblick liefert die Aufstellung des Internationalen Währungsfonds (IMF, 2020). In vielen Ländern, darunter die USA, beliefen sich allein einzelne Maßnahmenpakete auf über 10 % des jeweiligen Bruttoinlandprodukts. Auch wenn die Corona-Krise gegenwärtig die Aufmerksamkeit auf sich zieht, der Klimawandel bleibt eine akute globale Herausforderung. Diese Herausforderungen sollten nicht nacheinander angegangen werden, da die Zeit nicht ausreicht, sich zunächst auf Corona-Pandemie und dann auf die Energiewende zu konzentrieren. Hinzu kommt, dass finanzielle Ressourcen begrenzt sind. Daher wurden Vorschläge erarbeitet, Wachstums- und Investitionsprogramme möglichst „grün“ auszugestalten, um beide Herausforderungen gemeinsam anzugehen (z. B. in Deutschland im Mai 2020 vgl. Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2020; Feld et. al., 2020; Sachverständigenrat, 2020).

119. Ende Mai präsentierte die Europäische Kommission den Europäischen Wiederaufbauplan (Europe‘s Recovery Plan). Dieser schlug eine Anpassung des ursprünglich am Anfang des Jahres festgelegten EU Arbeitsplans für das Jahr 2020, des Mehrjährigen Finanzrahmens, und mit „Next Generation EU“ ein Sonderinstrument vor (EU-KOM, 2020a, 2020b). Diese Vorhaben wurden wenige Zeit später auch vom Europäischen Rat beschlossen. Die Anpassungen des ursprünglich festgelegten Arbeitsplans berührten auch den europäischen Green Deal, der bereits 2019 angekündigt wurde. Die im Green Deal beschriebenen politischen Initiativen wurden aber in der Regel nur hinsichtlich der zeitlichen Abfolge angepasst, so dass sich daraus keine nennenswerten weiteren Impulse für Europas Wirtschaft oder die Energie- und Klimapolitik ergaben. Anders zu bewerten ist die Situation bei „Next Generation EU“ (und der damit verbundenen Anpassung des Mehrjährigen Finanzrahmens). Dabei handelt es sich um einen Fonds mit einem Gesamtvolumen von 750 Mrd. Euro, der fast hälftig in Form von Zuschüssen (390 Mrd. Euro) bzw. in Form von rückzahlbaren Krediten (360 Mrd. Euro) ausgegeben wird. Auch wenn die primäre Absicht des Fonds die Adressierung der Konsequenzen der Corona-Pandemie ist, sind die Mittel teilweise gebunden an den Klimaschutz. Es wurde festgeschrieben, dass 30 % der Gesamtsumme (entspricht 225 Mrd. Euro) auf sogenannte Green Bonds entfallen (EU-Rat, 2020), d. h. (festverzinsliche) Anleihen zur Finanzierung von Projekten mit positiver Klimawirkung. Weitere Corona-bezogene EU-Fiskalinstrumente, die ebenfalls mit beträchtlichen Volumina ausgestattet sind[17] (der IMF weist derzeit ein Volumen von 1,5 Billionen Euro über alle Fiskalinstrumente aus), besitzen allerdings keinen besonderen Bezug zur Energiewende. Damit relativiert sich der „grüne“ Anteil. Allerdings will die EU in den kommenden Jahren ihre Möglichkeiten, eigene finanzielle Mittel

[17] Insbesondere das 540 Mrd. Euro Paket der Euro-Gruppe zur Unterstützung von Mitgliedsstaaten, Firmen und Arbeiter im April 2020.

zur Verfügung zu stellen erweitern, u. a. aus den Einnahmen einer Plastik-Abgabe oder auch eines CO_2-Grenzausgleichs.

120. Die Bundesregierung geht davon aus, dass „auch die energiewirtschaftlichen Elemente des Konjunkturpakets von Juni 2020, wie z. B. die Ausweitung der projektbezogenen Forschung bei den Reallaboren und bei SINTEG, die Nationale Wasserstoffstrategie oder die Aufstockung des CO_2-Gebäudesanierungsprogramms […] wichtige Impulse für Innovationen und wirtschaftliches Wachstum im Erholungsprozess nach der Pandemie setzen“ (vgl. Kapitel 15.2 in BMWi, 2020). Das Konjunkturpaket besitzt ein Volumen von 130 Mrd. Euro. 31 % dieses Stimulus wurden als „grün“ identifiziert (Dafnomilis et al., 2020). Eine genauere Aufschlüsselung der wichtigsten Initiativen des 45 Mrd. Euro-Zukunftspaketes zeigt die wesentlichen Schwierigkeiten einer solchen Bewertung (vgl. Tabelle 7): Zum einen ist eine Entscheidung darüber zu treffen, welche Initiativen die Energiewende unterstützen und welche nicht. Zum anderen sind nicht alle Maßnahmen des Konjunkturpakets zusätzliche Maßnahmen. Einige waren bereits unabhängig vom Konjunkturpaket vorgesehen, bei wieder anderen Maßnahmen handelt es sich lediglich um ein Vorziehen der entsprechenden Ausgaben. Z. B. wird die „Nationale Wasserstoffstrategie“ als die größte Maßnahme des Zukunftspakets genannt. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass tatsächlich die Strategie nicht originär dem aufgrund der Corona-Krise geschnürten Zukunftspaket zugerechnet werden kann, denn die Nationale Wasserstoffstrategie wurde auch schon vor der Corona-Pandemie diskutiert, allerdings ohne das letztendlich große finanzielle Volumen der Maßnahmen schon spezifiziert zu haben. Bei „nicht-grünen“ Investitionen sollte unbedingt darauf geachtet werden, dass diese dem nachhaltigen Umbau des Energie- und Wirtschaftssystems nicht entgegenstehen, also nicht bestimmte Emissionspfade auf Jahre hinaus zementieren („carbon-lock in“).

Tabelle 7: Bedeutsame Maßnahmen und deren Finanzvolumen im Konjunktur- und Krisenbewältigungspaket sowie im Rahmen der „Zukunftsinvestitionen und Investitionen in Klimatechnologien“ im Zukunftspaket vom Juni 2020

Maßnahmen	Umfang [Mrd. Euro]
Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct (2021) bzw. 6 ct (2022)	11
Nationale Wasserstoffstrategie	7
Modernisierung, Ausbau und Elektrifizierung des Schienennetzes der Deutschen Bahn	5
Flächendeckendes 5G Netz	5
Online-Zugangs-Gesetz	3
Investition in Ladesäulen-Infrastruktur, Förderung der Forschung und Entwicklung der Elektromobilität und Batteriezellfertigung	2,5
Verdopplung der Kaufprämie für Elektrofahrzeuge auf 6.000 Euro. Förderung nur bis zur Kaufpreisgrenze von 40.000 Euro. Erhöhung der Kaufpreisgrenze von reinelektrischen Dienstwagen von 40.000 Euro auf 60.000 Euro.	2,2
Förderung von Forschung und Entwicklung bei Fahrzeugherstellern und Zulieferern	2
Aufbau außenwirtschaftlicher Partnerschaften für nationale Wasserstoffstrategie	2
CO_2-Gebäudesanierungsprogramm	2
Produktinnovation im Bereich der Künstlichen Intelligenz	2
Quantentechnologie und Bau von Quantencomputern	2
Forschung zu 5G und 6G	2

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von auf BMF (2020)

121. Auch für Deutschland gilt, dass weitere bedeutsame Corona-Pandemie-bezogenen Fiskalinstrumente wenig Bezug zur Energiewende aufweisen. Der IMF, welcher eine Übersicht zu den wichtigsten konjunktur-

wirksamen Maßnahmen je Land zusammenstellt (IMF, 2020), errechnet auch für Deutschland eine Gesamtsumme von über 1 Billion Euro Hilfe aus verschiedenen Instrumenten. Z. B. wurde bereits im März ein „Corona-Schutzschild für Deutschland“ beschlossen. Zur Finanzierung nimmt der Bund neue Kredite in Höhe von rund 156 Mrd. Euro auf. Das Kabinett hatte einen entsprechenden Nachtragshaushalt gebilligt. Im Vordergrund stehen Maßnahmen im Bereich Gesundheitsversorgung, Sicherung von Familien, Unternehmen, Beschäftigte (z. B. Kurzarbeitergeld), Selbständige und Freiberufler. Ein weiteres großes Instrument ist der Wirtschaftsstabilisierungsfonds mit einem Gesamtvolumen von bis zu 600 Mrd. Euro. Dieser wird branchenübergreifend Unternehmen zur Stärkung ihrer Kapitalbasis und zur Überwindung von Liquiditätsengpässen bereitgestellt. Der Fonds, dem auch die Europäische Kommission im Juli 2020 zustimmte, richtet sich an Unternehmen, deren Bestandsgefährdung erhebliche Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort oder den Arbeitsmarkt in Deutschland hätte.

122. Im Zuge der Unterstützungsmaßnahmen sollte Sorge getragen werden, dass der notwendige Strukturwandel hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft nicht weiter hinausgezögert sondern vielmehr befördert wird. Dies ist zum einen im Kontext von Hilfsmaßnahmen für die Industrie zu beachten, die zukunftsorientiert sein sollten. In vielen Sektoren wird der Strukturwandel zu neuen Qualifikationsanforerungen führen. Daher sollte die Zeit der Kurzarbeit genutzt werden, um in Weiterbildung zu investieren (Sachverständigenrat, 2020, Ziffern 212-214).

123. Eine faire Bewertung des „grünen“ Anteils von fiskalischen Instrumenten zur Stimulierung der Wirtschaft in Reaktion auf die Corona-Pandemie müsste oben angesprochene Problembereiche berücksichtigen (d. h. Ermittlung der „grünen“ Fördervolumina in Bezug auf alle fiskalischen Instrumente, nicht lediglich innerhalb eines Paketes; Untersuchung auch von nicht-grünen Maßnahmen hinsichtlich Gefahren von „carbon-lock in“; geeignete Identifizierung des grünen Anteils je Maßnahme; Identifizierung der Mehrinvestitionen jenseits der „Ohnehin-Maßnahmen“). Auf dieser Grundlage könnte ein Monitoring aufgesetzt werden, das überprüft, welche möglichen bzw. tatsächlichen Wirkungen von diesen Maßnahmen auf das Klima ausgehen. Ein solches Monitoring sollte mehrere Dimensionen berücksichtigen, ähnlich wie z. B. das IPCC Assessment Framework (Allen et al., 2018) verschiedene Rahmenbedingungen für bzw. Wirkungen von Politikinstrumenten und Maßnahmen anhand von verschiedenen Dimensionen evaluiert. Eine ausführliche Diskussion zu solchen Kriterienrastern liefert Kapitel 13 dieser Stellungnahme.

124. Die großen Investitionsbedarfe, die sich mit Blick auf die Zielerreichungen 2030 ergeben (vgl. Kapitel 2), erfordern eine Strategie, um privates Kapital zu heben. Die EU-Kommission rechnet für den Zeitraum zwischen den Jahren 2021 bis 2030 mit einem zusätzlichen privaten und öffentlichen Investitionsbedarf von rund 2,6 Billionen Euro. Die Investitionsausgaben würden sich dadurch im Vergleich zu den Jahren 2010 und 2019 fast verdoppeln (EU-KOM, 2019, 2020c). Nimmt man die oben genannte Nationale Wasserstoffstrategie als Beispiel, so liegt es im Eigeninteresse der Bundesregierung, die Chancen für Wasserstoffprojekte am Finanzmarkt besser zu verstehen und die relevanten institutionellen und sozioökonomischen Rahmenbedingungen dafür zu identifizieren. Grundsätzlich ist zu erwähnen, dass bei Investitionen mit hohen anfänglichen Kapitalbedarfen (z. B. Infrastrukturprojekte), Instrumente zur Reduktion von Risiken wichtig sind. Für die Förderung von Investitionen in kapitalintensive Erneuerbare Energien waren daher Einspeisevergütungen ein teures, aber auch sehr effektives Instrument zur Hebelung privater Investitionen, da sie das Risiko/Rendite-Verhältnis verbesserten. Direkte öffentliche Investitionen verbessern häufig zwar nicht das Risiko/Rendite-Verhältnis, helfen aber dabei, die benötigte anfängliche Infrastruktur zu schaffen, die anschließend private Investitionen begünstigen. In jedem Fall ist wichtig, die Investitionsausgaben zur Technologieförderung in Lerneffekte umzusetzen, um auch langfristig negative Entwicklungen, z. B. eine Technologieabwanderung, zu vermeiden. Eine systematischere Beachtung solcher Überlegungen zur Hebung privater Investitionen ist lohnenswert (vgl. auch Polzin et al., 2019).

4 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen

Das Wichtigste in Kürze

Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Mit der Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2021) liegen Zielgrößen vor, die – sofern die Annahmen des NECP bezüglich der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs eintreffen – das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen. Fraglich bleibt jedoch, ob mit dem EEG 2021 die geeigneten Rahmenbedingungen gesetzt werden, um diese Zielwerte auch in der Praxis zu erreichen.

Dies betrifft zunächst den Ausbau der Photovoltaik, für die innerhalb der letzten zwei Jahre die Vergütung für Neuanlagen stark zurückgegangen ist, während keine gleichwertigen Kostensenkungen bei der Anlagentechnologie erzielt werden konnten. Die wirtschaftliche Attraktivität von Dachanlagen ist somit stark gesunken. Die Höhe ihres Beitrags zur Zielerreichung ist aus heutiger Sicht demnach mit hohen Unsicherheiten behaftet. Anders im Freiflächensegment: Hier besteht innerhalb der EEG-Ausschreibungen ein hohes Angebots- und damit Wettbewerbsniveau. Deshalb ist die im EEG 2021 angelegte Erhöhung der Ausschreibungsvolumina samt moderater Verbesserungen wie die Erhöhung der maximal förderfähigen Anlagengröße oder die Verbreiterung der Flächenkulisse für Anlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu begrüßen. Zudem zeichnet sich eine wachsende Zubaudynamik außerhalb des EEG und somit unabhängig von einem Fördersystem ab. Hier ist im Blick zu behalten, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um die Dimensionierung von Solarparks so zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort erhalten bleibt.

Wesentlich größere Herausforderungen für die Zielerreichung bestehen beim weiteren Ausbau der Windenergie an Land. Bei den Genehmigungsvolumina zeichnet sich zwar eine Erholung ab. Entscheidend für die Wiederbelebung des Marktes ist jedoch die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung weiterer Hürden. Besonders die Klärung von möglichen Problemlagen im Zusammenhang mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung ist notwendig. Zudem werden Genehmigungen immer häufiger beklagt. Der im EEG 2021 angelegte Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen erstmals eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von für die Windenergie nutzbaren Flächen erfolgen soll, ist ein wichtiger Schritt, ebenso wie die Möglichkeit der stärkeren finanziellen Teilhabe der Kommunen an den Erträgen. Da flexible Abstandsregelungen helfen, die Akzeptanz für die Windenergie an Land zu erhalten, empfiehlt die Expertenkommission den Bundesländern auf eine Festlegung pauschaler Abstandsregelungen zu verzichten.

Da bereits die Regelungen im Kontext des EEG 2021 teilweise für die gesetzten Ziele nicht ausreichend erscheinen, ist für die „Ambitionierung“ der Klimaschutzziele auf europäischer Ebene (Zielwert -55 %) bis 2030 zwingend nachzusteuern. Dies betrifft nicht nur die Ausbauziele in den Sparten Photovoltaik, Windenergie an Land und Offshore-Wind, die unter Berücksichtigung eines deutlich höheren Stromverbrauchswerts entgegen den Annahmen des NECP neu festgelegt werden müssen, sondern auch mögliche Mechanismen zur Stärkung der europäischen Kooperation. Da im europäischen Kontext ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Hier sind europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen.

4.1 Bewertung des Ausbaupfads und des 65 %-Ziels

125. Im achten Monitoring-Bericht stellt die Bundesregierung die Entwicklungen der Anteile der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, am Bruttostromverbrauch, am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte sowie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors umfänglich dar. Daher geht die Expertenkommission im Folgenden punktuell auf Besonderheiten ein und konzentriert sich insbesondere auf die Bewertung der Optionen und Weichenstellungen für die zukünftige Entwicklung bis 2030. Für letzteres liegt der Fokus auf dem Stromsektor.

126. Zur Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch äußert sich die Bundesregierung im achten Monitoring-Bericht positiv und zeigt sich optimistisch, das Ziel eines Anteils von 18 % im Jahr 2020 zu erreichen. Sie leitet dies aus der positiven Entwicklung der vergangenen Jahre und dem im Jahr 2019 erreichten Anteil von 17,4 % ab. Darüber hinaus weist sie darauf hin, dass in dem 10-Jahresabschnitt von 2008 bis 2018 eine Steigerung des erneuerbaren Anteils von 7 %-Punkten umgesetzt werden konnte. Die Expertenkommission hält zwar das Erreichen des Ziels für 2020 ebenfalls für wahrscheinlich, möchte aber ausdrücklich darauf hinweisen, dass selbst unter den aktuell geltenden Zielsetzungen auf europäischer Ebene der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch europaweit bis 2030 auf 32 % steigen muss. Die deutsche Zielsetzung bleibt mit einem Anteil von 30 % bereits dahinter zurück. Dennoch ist damit innerhalb der nächsten 10 Jahre eine Steigerung um 12 %-Prunkte verbunden, was annähernd einer Verdopplung des in der Zehn-Jahres-Spanne von 2008 bis 2018 Erreichten gleichkommt. Bislang wurde die Entwicklung insbesondere durch die hohe Dynamik in der erneuerbaren Stromerzeugung getragen. Trotz einer erheblichen Übererfüllung der Zielsetzungen in diesem Segment, wird das Ziel für den Bruttoendenergieverbrauch zwar sehr wahrscheinlich erreicht, eine Übererfüllung in ähnlichem Maße wie beim Anteil am Bruttostromverbrauch ist jedoch nicht wahrscheinlich. Dies bedeutet jedoch im Umkehrschluss, dass sowohl in der Wärmebereitstellung – auch wenn die Zielsetzung von 14 % erreicht wurde (vgl. hierzu auch EWK, 2019) – als auch im Verkehrssektor in den kommenden Jahren eine erheblich höhere Entwicklungsdynamik erforderlich sein wird. Die Expertenkommission hält es für fragwürdig, ob die im achten Monitoring-Bericht diesbezüglich vorgestellten Maßnahmen geeignet sind, diese auszulösen.

127. Als wesentlichen Baustein zum Erreichen der Klimaschutzziele 2030 auf europäischer und nationaler Ebene ebenso wie zum europäischen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien 2030 sieht die Bundesregierung einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 von 65 % vor. Dieses Ziel wurde im Zuge des Kohleausstiegsgesetzes als Neufassung von § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG 2017 gesetzlich verankert. In diesem Kapitel wird dabei das Augenmerk weniger auf die Diskussion zur weiteren Entwicklung des Bruttostromverbrauchs gelegt; dieser Aspekt wurde bereits in Kapitel Perspektive bis zum Jahr 2030 (vgl. Kapitel 2) kritisch beleuchtet und hinterfragt. Dieser Thematik widmen sich darüber hinaus mehrere Untersuchungen: So geht Agora Energiewende (2020a) von einem Bruttostromverbrauch von 650 TWh aus, BEE (2020) bzw. EWI (Gierkink, 2020) sehen noch deutlich höhere Verbrauchswerte von ca. 740 TWh bzw. 750 TWh vor. Derartige Stromverbrauchsentwicklungen bedingen jedoch einen erheblich höheren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, um das Ziel eines Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch erreichen zu können, als bislang im EEG 2021 angelegt. Die Expertenkommission weist an dieser Stelle ausdrücklich auf das Erfordernis der Kompatibilität der Zielsetzungen (Elektrifizierung im Verkehr, Elektrifizierung der Wärmeversorgung, Elektrifizierung industrieller Prozesse und andererseits sinkender Stromverbrauch) und damit ggf. verbundenen Nachsteuerungsbedarf hin.

128. Die Expertenkommission widmet sich an dieser Stelle zunächst der Frage, ob die im NECP und EEG 2021 angelegten Ausbaupfade in sich konsistent erscheinen, denn bereits in ihrer Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht im Frühjahr 2019 hatte die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass die bisherigen

Ausbaupfade mit der damals neuen Zielsetzung nicht vereinbar sind, da die Umsetzung der geltenden Ausbaupfade rechnerisch nicht zum Erreichen eines 65 %-Ziels genügte. Des Weiteren schlug die Expertenkommission zielkonforme Werte für 2030 vor[18], deren Umsetzung eine Zielerreichung ermöglichen würde. Einen Vergleich dieser Werte mit den in der EEG-Novelle und in der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes enthaltenen Werten enthält Tabelle 8. Die neuen Ausbaupfade der Bundesregierung für das Jahr 2030 sehen installierte Leistungen von 71 GW Windenergieanlagen an Land bzw. 20 GW auf See sowie 100 GW Photovoltaikanlagen vor. Dies entspricht für Windenergieanlagen auf See sowie für Photovoltaikanlagen der oberen Bandbreite, für Windenergieanlagen an Land der unteren Bandbreite des seitens der Expertenkommission ermittelten zielkonformen Anlagenbestandes im Jahr 2030. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in das zur Zielsetzung seitens der Expertenkommission in der Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht als erforderlich angesehene Mengengerüst der durch die neueren Entwicklungen insbesondere im Kontext der Klimaneutralität und des resultierenden Wasserstoffbedarfs zu erwartende steigende Strombedarf noch nicht einbezogen war.

Tabelle 8: Bandbreite des erforderlichen Anlagenbestandes im Jahr 2030 für das Erreichen des 65 %-Ziels sowie Zielwerte in den novellierten Gesetzen nach Technologien in GW

	Referenz 2030	65 % Zielkonform	EEG 2021*
Windenergie an Land	59	66-86	71
Windenergie auf See	15	17-20	20
Photovoltaik	61	82-98	100

* und Windenergie-auf-See-Gesetz
Quellen: EEG 2021, WindSeeG, EWK (2019)

129. Dennoch hat die Bundesregierung mit den gesetzlichen Neuerungen plausible Größen festgelegt, die insgesamt das Erreichen des 65 %-Ziels ermöglichen, sofern die weiteren Rahmenbedingungen den Annahmen für die Festlegung der Ausbaupfade entsprechen. Dabei ist eine wesentliche Voraussetzung, dass die zumindest als sehr optimistisch einzustufende Annahme der Bundesregierung zur Höhe des Bruttostromverbrauchs von 580 TWh im Jahr 2030 – die beispielsweise den in der nationalen Wasserstoffstrategie ausgewiesenen Strombedarf für grünen Wasserstoff in Höhe von 20 TWh noch nicht inkludiert – eintritt und die Ausbauziele auch tatsächlich erreicht werden (können). Die Expertenkommission möchte sich an dieser Stelle vor allem der Frage widmen, ob der aktuell im EEG 2021 vorgesehene Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung mit dem bestehenden Gesetzesrahmen überhaupt umsetzbar ist. Nachfolgend wird deshalb für die Hauptausbausegmente Windenergie an Land, Offshore-Wind und Photovoltaik analysiert, ob aus heutiger Sicht einerseits die geeigneten Anreize zur Umsetzung der Zielwerte vorliegen und andererseits keine offensichtlichen Einschränkungen gegeben sind, die den Ausbaufortschritt begrenzen.

Photovoltaik

130. Das im EEG 2021 enthaltene Ausbauziel für Photovoltaik sieht eine Verdoppelung der installierten Photovoltaik-Leistung von 49 GW Ende 2019 auf 100 GW im Jahr 2030 vor. Die dafür vorgesehenen Ausbaupfade führen zu einer Steigerung des jährlichen Zubaus zwischen knapp 4,6 GW und bis zu 5,6 GW (vgl. Tabelle 9). Die

[18] Die in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2017 (EWK, 2019) ausgewiesenen zielkonformen Leistungen für 2030 betragen 66 bis 86 GW für Windenergieanlagen an Land, 17 bis 20 GW für Windenergieanlagen auf See und 82 bis 98 GW für Photovoltaikanlagen.

ausschließlich für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorgesehenen jährlichen Ausschreibungsvolumina liegen zwischen 1.900 MW und 1.600 MW und damit in etwa auf dem Niveau des Photovoltaik-Ausschreibungsvolumens der Jahre 2019 und 2020 (vgl. Tabelle 10). Hinzu kommt ein potenzieller Zubau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in den Innovationsausschreibungen, deren Volumen im Jahr 2021 bei 500 MW liegt und jährlich bis zum Jahr 2028 um 50 MW auf schließlich 850 MW steigt. Lässt man Realisierungszeiträume außer Acht und geht zudem von einer vollständigen Realisierung aller bezuschlagten Anlagen aus, ergibt sich in den Einzeljahren damit ein notwendiger Zubau außerhalb der Ausschreibungen zwischen 1,9 GW und 2,4 GW (2021) bis 2,7 GW und 3,5 GW (2028). Dieser muss zum einen durch einen geförderten Zubau unterhalb der Ausschreibungsschwelle (sowohl Dach als auch Freifläche[19]) sowie durch einen Zubau außerhalb der EEG-Förderung (im Wesentlichen große Freiflächenanlagen) stattfinden.

Tabelle 9: PV-Zubaupfad, Ausschreibungsvolumina und Zubau außerhalb von Ausschreibungen gemäß EEG 2021

Jahr	Zubaupfad [MW]	Ausschreibungsvolumen [MW]			PV-Zubau außerhalb Ausschreibungen [MW]	
		PV-FFA	PV Dach	Innovation	min	max
2021	4.600	1.850	300	500	1.950	2.450
2022	4.800	1.600	300	550	2.350	2.900
2023	4.800	1.650	350	600	2.200	2.800
2024	4.800	1.650	350	650	2.150	2.800
2025	4.800	1.650	400	700	2.050	2.750
2026	5.300	1.550	400	750	2.600	3.350
2027	5.400	1.550	400	800	2.650	3.450
2028	5.500	1.550	400	850	2.700	3.550
2029	5.600	-	-	-	-	-

Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von Bundesregierung (2020), Deutscher Bundestag (2020)

131. Für Photovoltaikanlagen ist ein jährlicher Bruttozubau von rund 5 GW erforderlich, um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 100 GW zu erreichen. Nach hohen Zubauraten von 7 bis 8 GW in den Jahren 2010 bis 2012 und dem aufgrund hoher Kosten politisch gewollten Absinken des Zubaus wurden einschließlich des Jahres 2019 keine Zubauraten oberhalb von 4 GW erreicht, teilweise wurden keine 2 GW installiert. In den vergangenen Jahren war ein stetiger Aufwärtstrend zu verzeichnen. Wie auch im achten Monitoring-Bericht richtig dargestellt, betrug der Zubau im Jahr 2019 rund 3,9 GW (BMWi, 2020a). In den Quartalen 1 bis 3 2020 lag er bei rund 3,5 GW (UBA, 2020a), was hochgerechnet auf das ganze Jahr den Zubau des Vorjahres übersteigen wird. Bei der Interpretation der Zubauzahlen 2019 und 2020 sind jedoch Sondereffekte zu berücksichtigen: So lag der Zubau im ersten Quartal 2019 aufgrund der im Energiesammelgesetz (EnSaG) vorgesehenen Sonderkürzung der Vergütung vergleichsweise hoch. Weiterhin waren im ersten Halbjahr 2020 Vorzieheffekte zu verzeichnen, da der so genannte 52 GW-Deckel zu greifen drohte, womit für Neuanlagen außerhalb der Ausschreibungen keine EEG-Förderung mehr möglich gewesen wäre. Entsprechend hoch war die Nachfrage nach Anlagen, um diese noch innerhalb des Förderregimes ans Netz zu bringen. Die Annahme eines gleichbleibend hohen Zubaus auf dem

[19] Der EEG-geförderte Freiflächenzubau außerhalb der Ausschreibungen wird jedoch weiterhin vom Ausschreibungsvolumen im Folgejahr abgezogen, sodass dieses Segment keinen über das Ausschreibungsvolumen hinausgehenden Zubau bewirkt.

Niveau der Jahre 2019/2020 erscheint daher nicht sachgerecht. Seit Januar 2019 lag die Degression in den meisten Monaten bei 1,4 %, in wenigen Monaten bei 1,0 % und zuletzt bei 1,8 %. Im Segment über 40 kW griff darüber hinaus die Sonderabsenkung des EnSaG. Damit sind die Vergütungssätze von Januar 2019 bis Januar 2021 für Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments zwischen 29 % und 36 % gesunken (Dachanlagen bis 40 kW bzw. Anlagen mit 750 kW; die Ermittlung der Vergütung für Dachanlagen erfolgt leistungsanteilig). Dieser deutlichen Absenkung in einer kurzen Zeitspanne stehen keine adäquaten Kostensenkungen gegenüber. Dies zeigt sehr deutlich, dass die bisherige Parametrierung des atmenden Deckels auf ein zu niedriges – und damit nicht mehr zielkonformes – Zubauniveau ausgelegt war[20]. Mit dem EEG 2021 wird der Zubaukorridor für die geförderten Anlagen außerhalb der Ausschreibungen gegenüber dem EnSaG von 1.700 bis 1.900 MW auf 2.100 bis 2.500 MW angehoben. Weiterhin wird die Basisdegression innerhalb dieses Zielkorridors von monatlich 0,5 % auf 0,4 % abgesenkt. Bei einer Unterschreitung wird die Degression nun deutlich schneller ausgesetzt (0 % Degression bei unter 2.100 MW, bisher unter 1.500 MW) bzw. einmalig zu Quartalsbeginn angehoben (unter 1.900 MW, bisher unter 1.100 MW). Diese Anpassung ist im Hinblick auf die Zielerreichung zu begrüßen. Sie führt nach den beschriebenen, innerhalb von zwei Jahren erfolgten, erheblichen Absenkungen der Vergütungssätze zu einer tendenziell geringeren Degression, womit die Investitionsanreize mittelfristig länger erhalten bleiben. Einschränkend hinsichtlich der Zielerreichung dürfte jedoch die neue Regelung für Dachanlagen ab 300 kW sein, nach der in diesem Segment die Wahlmöglichkeit besteht, entweder als Volleinspeiseanlage an den Ausschreibungen teilzunehmen (verpflichtend ab 750 kW, s. unten) oder als Eigenversorgungsanlage mit einer Vergütung für maximal 50 % der erzeugten Strommenge. Dies dürfte in der Praxis dazu führen, dass Anlagen entsprechend des Vergütungssystems optimiert und maximal so groß ausgelegt werden, dass mindestens 50 % des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden können. Dies führt tendenziell zu einer unvollständigen Nutzung von vorhandenen Dachflächen und birgt die Gefahr von Lock-in Effekten, weil Anlagenerweiterungen zu einem späteren Zeitpunkt eher nicht getätigt werden.

132. Ein künftiges Hemmnis für den Dachanlagenzubau könnte mit der Verpflichtung zur Installation von intelligenten Messsystemen bei Anlagen unter 7 kW entstehen. Das EEG 2021 enthält hierzu in § 95 Abs. 2 eine Verordnungsermächtigung, die erstmals bis Ende Juni 2021 genutzt werden muss (vgl. hierzu Deutscher Bundestag (2020)). Der energiewirtschaftliche Nutzen von intelligenten Messsystemen bei Anlagen dieser Größenordnung wird als fragwürdig angesehen. Demgegenüber stehen nicht unerhebliche (z.T. laufende) Kosten, die durch die Anlagenbetreiber zu tragen sind und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verschlechtern und ggf. auch gefährden können. Aus diesem Grund sieht die Expertenkommission eine Ausweitung der Installationspflicht für intelligente Messsysteme bei Anlagen unter 7 kW augenblicklich kritisch. Sollte eine entsprechende Pflicht eingeführt werden, sollten die in der Verordnungsermächtigung vorgesehenen Preisobergrenzen so festgelegt werden, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen nicht beeinträchtigt wird bzw. Mehrkosten über die finanzielle Förderung ausgeglichen werden und damit der Zubau in diesem Segment wirtschaftlich umsetzbar bleibt.

133. Die vorhandenen technischen Potenziale an Gebäuden und auf Freiflächen reichen grundsätzlich aus, um ein Vielfaches des benötigten Zubaus zu realisieren. In der Praxis bestehen jedoch Hemmnisse, die die Nutzung

[20] Im EEG 2017 war ein Bruttozubau (Ausschreibungssegment und ausschreibungsfreies Segment zusammen) von lediglich 2,5 GW pro Jahr vorgesehen, das entspricht ungefähr der Hälfte des Zubaupfads des EEG 2021.

der Photovoltaik-Potenziale[21] z.T. deutlich einschränken. Bei Dachanlagen liegen diese bspw. in der Akteursstruktur (hohe Komplexität für Einmalakteure, Eigentümergemeinschaften), der Eignung des Daches (Dachstatik, Alter) oder der oben beschriebenen Unterdimensionierung zur Erzielung eines höheren Selbstverbrauchsanteils, sodass Teile der vorhandenen Potenziale kurz- bis mittelfristig nicht erschließbar sind. Auch die Einführung der Ausschreibungen im Dachanlagensegment birgt die Gefahr, dass vorhandene Zubaupotenziale ungenutzt bleiben, die ohne Ausschreibungen gehoben werden könnten. Gegenüber den ursprünglichen Gesetzesentwürfen ist es nun positiv zu bewerten, dass zunächst im Segment über 750 kW (optional für Anlagen über 300 kW) erste Erfahrungen mit Ausschreibungen für Dachanlagen gesammelt werden. Dieses Segment lag seit 2017 praktisch brach, weil Dachanlagen über 750 kW mit Freiflächenanlagen konkurrieren mussten, aufgrund der höheren Kosten jedoch sehr geringe Zuschlagschancen haben. Neben den beschriebenen Herausforderungen sind allerdings auch gegenläufige Strömungen zu beobachten. So wurden erste große Photovoltaikanlagen vollständig ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung gebaut und es befinden sich weitere in Planung (vgl. dazu auch Ziffer 137). Aufgrund des Corona-Pandemie bedingten Einbruchs der Großhandelsstrompreise ist die weitere Entwicklung des förderfreien Marktsegmentes jedoch schwer einzuschätzen. Weiterhin ist unsicher, inwieweit die z.T. großen bis sehr großen Anlagen bei größerer Verbreitung Akzeptanzprobleme auslösen und in der Folge große, zusammenhängende Flächen im Rahmen der Bebauungspläne in der kommunalen Planungspraxis in größerem Umfang überhaupt für die Photovoltaiknutzung ausgewiesen werden.

134. Die vorgesehenen Ausschreibungsvolumina für PV-Freiflächenanlagen zusammen mit den Innovationsausschreibungen sowie der Zubau auf Freiflächen außerhalb der EEG-Förderung führen zu unterschiedlichen Herausforderungen hinsichtlich der Steuerung der Flächeninanspruchnahme mit dem Ziel, die insgesamt vergleichsweise hohe Akzeptanz für diesen Anlagentyp beizubehalten. Im Segment der Ausschreibungsanlagen ist im EEG eine Flächenkulisse bereitzustellen, mit der im Rahmen des (im EEG 2021 auf 5,9 ct/kWh abgesenkten) Höchstwertes eine kontinuierliche Projektentwicklung und damit ein weiterhin hohes Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen gewährleistet werden kann. Bis zum Jahr 2018 sind die Zuschlagswerte stark zurückgegangen[22]. Anschließend sind die Preise im Zuge der Sonderausschreibungen und den damit verbundenen höheren Ausschreibungsmengen (vgl. Tabelle 10) wieder leicht gestiegen. Ab 2020 haben sich die Preise leicht oberhalb 5 ct/kWh (vgl. Abbildung 10) eingependelt. Dass es trotz der starken Ausweitung des Ausschreibungsvolumens ab 2019, von einzelnen Ausnahmen abgesehen, nicht zu einem wesentlichen Anstieg der Zuschlagspreise gekommen ist, dürfte weitgehend auf die parallel erweiterte EEG-Flächenkulisse und die Aktivitäten der Bundesländer zurückzuführen sein. So wurden mit der Länderöffnungsklausel im EEG 2017 Anlagen auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten zugelassen. Von der Klausel machten 2017 zunächst Bayern (bis 2019 30 Anlagen pro Jahr) und Baden-Württemberg (100 MW pro Jahr) Gebrauch. Ende 2018 folgten Hessen (35 MW pro Jahr), Rheinland-Pfalz (50 MW pro Jahr) und das Saarland (100 MW bis Ende 2022). Die zusätzlichen Ausweitungen Bayerns ab 2019 auf 70 Anlagen pro Jahr sowie auf 200 Anlagen pro Jahr im Juli 2020 bewirken eine weitere erhebliche Vergrößerung des Flächenpotenzials und damit des potenziellen Angebots. Auch die im EEG-Entwurf vorgesehene Ausweitung der Randstreifen an Verkehrswegen auf 200 m sowie die Erhöhung der zulässigen Anlagengröße auf 20 MW sind aus Sicht der Expertenkommission zu befürworten, da sie Skaleneffekte erlauben,

[21] Neben den nachfolgend diskutierten Flächenpotenzialen auf Dächern und in der Freifläche bestehen grundsätzlich auch Potenziale an Gebäudefassaden. Dieser Anlagentyp spielt bisher jedoch eine sehr untergeordnete Rolle. Gründe sind neben Überschneidungen mit den Hemmnissen bei Dachanlagen die fehlende Wirtschaftlichkeit (u. a. durch geringere Einstrahlung in der vertikalen Ebene, tendenziell größere Verschattung, schlechte Standardisierbarkeit von Modulen aufgrund unterschiedlichster Fassadentypen)

[22] Zu dem Rückgang kam es trotz der leichten Erhöhung der Ausschreibungsvolumina in den Jahren 2017 und 2018 (vgl. Tabelle 10), sodass der Effekt des hohen Angebots und des daraus resultierenden Wettbewerbs den Effekt der leicht erhöhten Nachfrage deutlich überlagert hat.

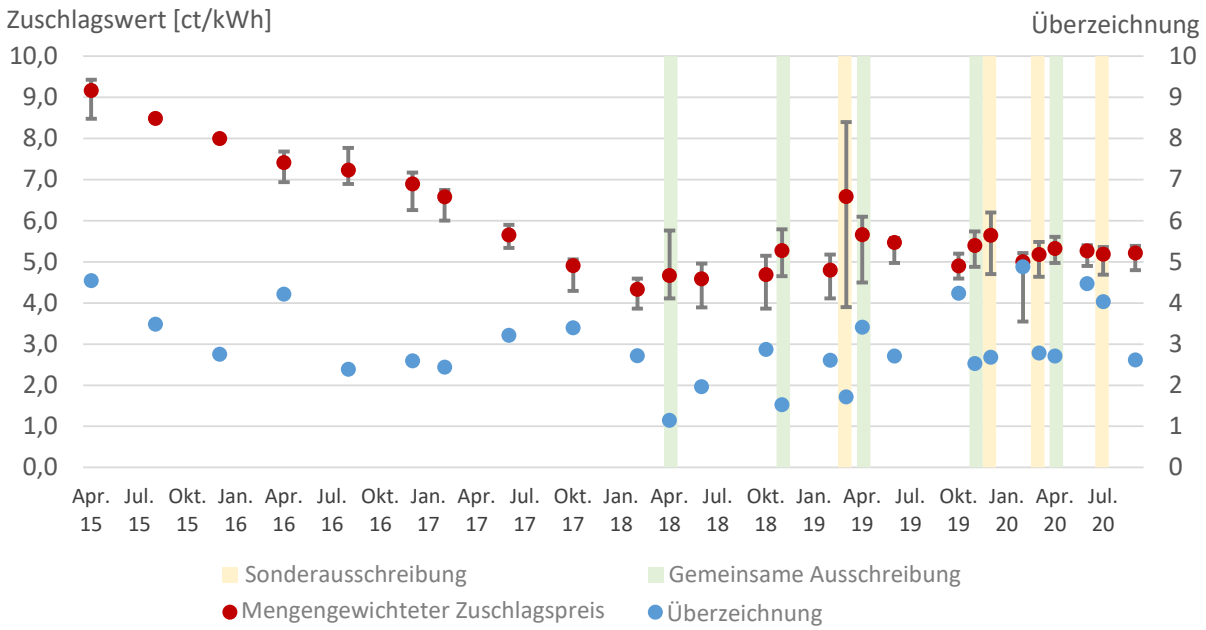
damit einem Anstieg der Zuschlagspreise (und potenziell sinkendem Wettbewerb) entgegenwirken und somit einen kosteneffizienten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen begünstigen.

Tabelle 10: PV-Zuschlagsvolumen (inkl. gemeinsamer Ausschreibungen, Stand September 2020) in den Ausschreibungen seit 2015

Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
Bezuschlagte Leistung [GW]	0,5	0,4	0,6	1,0	2,0	1,9

* Zuschläge einschl. 09/2020 zuzüglich im Jahr 2020 noch ausstehende Ausschreibungen inkl. gemeinsamer Ausschreibung
Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von BNetzA (2020a)

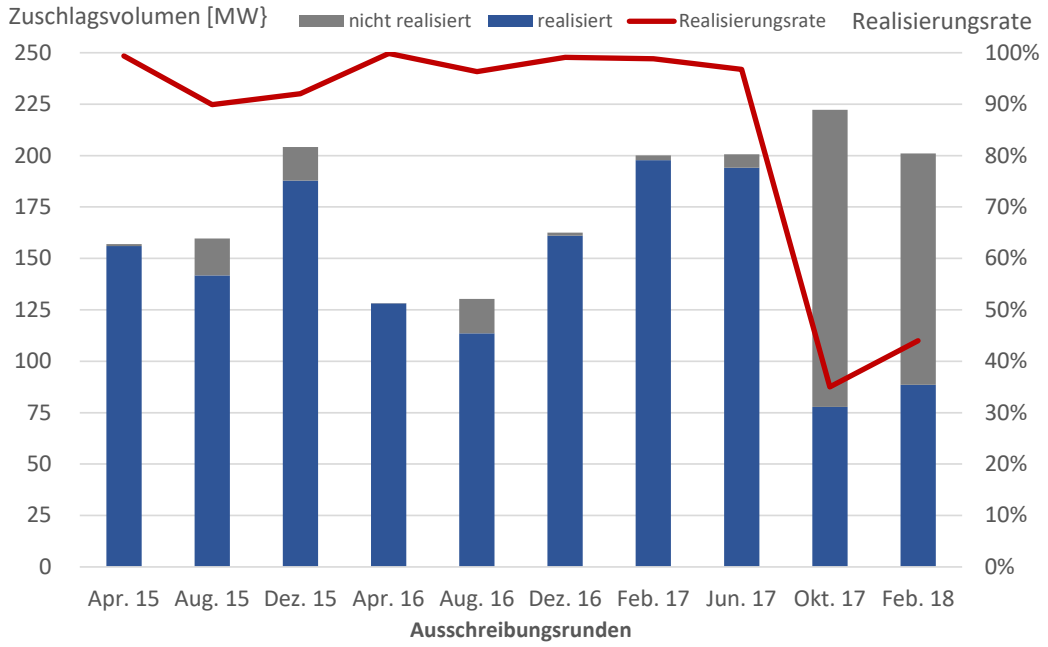
Abbildung 10: Entwicklung der Zuschlagswerte und der Überzeichnung in den Ausschreibungen für Photovoltaik



Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von BNetzA (2020a)

135. Während die Realisierungsraten der PV-Ausschreibungsrunden bis Juni 2017 durchweg sehr hoch zwischen 90 % und 100 % lagen, betragen diese für die Ausschreibungsrunden vom Oktober 2017 und Februar 2018 lediglich 35 % bzw. 44 % (BNetzA/BKartA, 2020) (vgl. Abbildung 11). Zu dieser Zeit lag der Zuschlagswert erstmalig im Mittel bei unter 5 ct/kWh, was bis zur Ausschreibung im März 2019 anhielt (vgl. Abbildung 10) und einen Anreiz bot, in einer späteren Runde, bei zwischenzeitlich gestiegenem Zuschlagsniveau trotz bestehendem Zuschlag erneut zu bieten. Wie auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, haben sich seit Juni 2019 die Zuschlagswerte für Solaranlagen bei knapp über 5 ct/kWh eingependelt, was deutlich unter dem zulässigen Höchstwert von 7,5 ct/kWh liegt.

Abbildung 11: Realisierungsraten und realisiertes Zuschlagsvolumen der PV-Ausschreibungsrunden bis Februar 2018



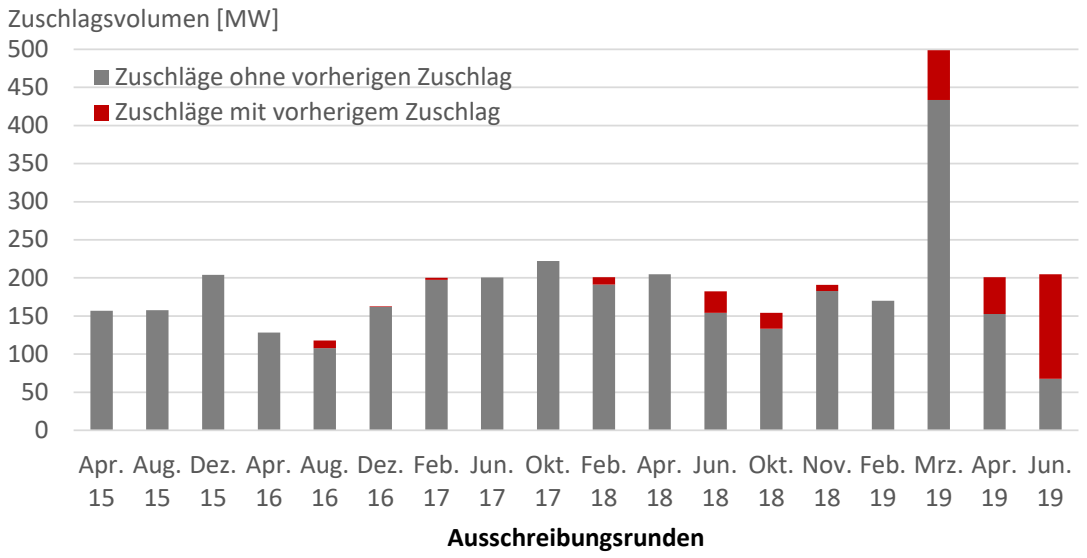
Quelle: Abbildung auf Bais von BNetzA/BKartA (2020), Navigant (2019)

136. Bei den im Oktober 2017 bezuschlagten und nicht realisierten Anlagen handelt es sich um zwei sehr große Anlagen[23], die in späteren Runden erneut bezuschlagt wurden (PV Magazine, 2019); rund 9 % aller Zuschläge der Ausschreibungen bis Juni 2019 waren bereits mit einem Gebot in vorherigen Ausschreibungen erfolgreich, dabei zeichnet sich eine steigende Tendenz ab (vgl. Abbildung 12) von weniger als 1 % im Jahr 2017, über 7 % im Jahr 2018 auf 23 %[24] im Jahr 2019 (unvollständig). Grundsätzlich besteht in den Ausschreibungen ein Anreiz, trotz erfolgreichen Gebots erneut zu bieten, wenn im Realisierungszeitraum der Anlagen ein steigendes Preisniveau auftritt und die Differenz zwischen der Erwartung an die Höhe des neuen Zuschlags zum bestehenden Zuschlag die Kosten für Nichtrealisierung und erneute Ausschreibungsteilnahme übersteigt (Navigant, 2019). Vor dem Hintergrund dieses Anreizes, der niedrigen Zuschlagswerte für im Jahr 2018 erfolgreiche Anlagen und solcher Doppelzuschläge besteht die Sorge, dass weitere Anlagenbetreiber von den wieder gestiegenen Zuschlagswerten profitieren möchten und mit ihren Anlagen erneut an Ausschreibungen teilnehmen, um anschließend ihre vorhergehenden Zuschläge zurückzuziehen. Dies könnte sich negativ auf die künftigen Realisierungsraten auswirken. Die nicht realisierten Mengen werden zwar zu einem späteren Zeitpunkt als zusätzliches Volumen in zukünftige Ausschreibungen gegeben, jedoch erst mit einer gewissen Verzögerung (PV Magazine, 2019). Gerade mit Blick auf die Einhaltung der Ausbauziele für die erneuerbare Stromerzeugung und das bereits erhebliche Zuschlagsdefizit bei der Windenergie an Land sind solche Diskrepanzen zwischen der ausgeschriebenen und bezuschlagten Kapazität und dem tatsächlich realisierten Zubau genau zu beobachten.

[23] Anlagenleistungen: 65 MW und 69 MW. Für Anlagen auf so genannten sonstigen baulichen Anlagen gilt die Größenbegrenzung des EEG 2017 von 10 MW nicht.

[24] Der Wert im Juni 2019 ist jedoch verzerrt aufgrund von Zuschlägen der beiden Anlagen aus Oktober 2017.

Abbildung 12: Zuschläge mit vorherigem Zuschlag in den PV-Ausschreibungen bis Juni 2019



Quelle: Abbildung auf Basis von Navigant (2019)

137. Um auch mittelfristig eine Flächenkulisse zu gewährleisten, die ein hohes Wettbewerbsniveau im Ausschreibungssystem erlaubt, sollten weitere Schritte zur Ausweitung zulässiger Flächen in Erwägung gezogen werden. Neben der Kosteneffizienz sind dabei auch ökologische Aspekte sowie die Akzeptanz der Anlagen in Erwägung zu ziehen. So kann das im Vergleich sehr große zulässige Volumen auf benachteiligten Flächen in Bayern zu einer räumlichen Konzentration von Anlagen führen und in der Folge zu Akzeptanzverlusten. Bereits vor der Ausweitung der zulässigen Anlagenanzahl auf 70 pro Jahr entfielen knapp ein Viertel aller Zuschläge in den Ausschreibungen auf Bayern (ZSW, 2019). Zusammen mit Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt entfielen 80 % der Zuschläge auf vier Bundesländer. Für Bayern ist davon auszugehen, dass sich der Anteil an den Zuschlägen weiter erhöht. Um einer starken räumlichen Konzentration und damit ggf. verbundenen Akzeptanzverlusten entgegenzuwirken sowie eine gleichmäßigere räumliche Verteilung zu bewirken, wäre eine bundesweite Öffnung von Flächen in benachteiligten Gebieten denkbar. Aus ökologischen Gründen könnte diese im Gegenzug auf Ackerflächen beschränkt werden, um sicherzustellen, dass kein Dauergrünland mit hoher Artenvielfalt verloren geht. Um ggf. Konflikte mit der Landwirtschaft zu verringern, wäre alternativ auch eine generelle Freigabe von Ackerflächen denkbar, jedoch beschränkt auf Flächen mit unterdurchschnittlichem Nutzwert für die Landwirtschaft bzw. geringer Bodenqualität.

138. Der Zubau von Freiflächenanlagen außerhalb der EEG-Förderung ist weder an die dort geltenden Flächenrestriktionen noch an Größenbegrenzungen gebunden[25]. Zwar ist der Anteil entsprechender Anlagen (vgl. auch Kapitel 5.5) am PV-Zubau noch vergleichsweise gering, allerdings ist auf Basis öffentlich angekündigter Vorhaben und Vertragsabschlüsse[26] künftig von einer erhöhten Zubaudynamik in diesem Segment auszugehen. Bei einem wesentlichen Teil der geplanten Anlagen handelt es sich um Großanlagen, deren Anlagenleistung deutlich über der bisherigen 10 MW- bzw. zukünftigen 20 MW-Grenze des EEG liegt. Beispiele hierfür sind die Anlagen in Weesow-Wilmersdorf (rd. 190 MW, Brandenburg) (EnBW, 2020a), Berg im Gau (110 MW, Bayern) (Anumar,

[25] Der Zubau der Anlagen erfolgt trotzdem nicht ungesteuert, da die Anlagen, abgesehen von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, einen Bebauungsplan benötigen. Die Entscheidung darüber liegt bei den jeweiligen Kommunen.

[26] Basierend auf eigenen Auswertungen von Pressemeldungen und Berichten sind derzeit Vorhaben im Umfang von über einem GW bekannt.

2020) und Marlow (85 MW, Mecklenburg-Vorpommern) (PV Magazine, 2020a). Der Bau noch größerer Anlagen ist durchaus denkbar und möglich. Durch die hierbei stattfindende technische Überprägung sehr großer Flächen und die damit einhergehende starke Veränderung des Landschaftsbildes ist davon auszugehen, dass die Akzeptanz solcher Anlagen in der Bevölkerung geringer ist, als dies bei den bisherigen Anlagendimensionen der Fall ist. Dies dürfte jedoch auch entscheidend davon abhängen, welche Qualität die genutzten Flächen aufweisen (bspw. hochwertiges Ackerland vs. geringwertiges Ackerland oder sonst nicht nutzbare Konversionsflächen oder Abbauflächen), wie hoch die regional bestehende Durchdringung mit Freiflächenanlagen ist und wie dicht besiedelt die jeweilige Region ist. Um einem Akzeptanzverlust und potenziell verstärkten Konflikten entgegenzuwirken, sollte vertieft untersucht werden, ob die Steuerungsmöglichkeiten auf kommunaler und regionalplanerischer Ebene ausreichen, um den Bau von Anlagen so zu dimensionieren und zu steuern, dass die Akzeptanz vor Ort gegeben ist. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Akzeptanz ist die Schaffung von Beteiligungsmöglichkeiten für Standortkommunen. Im EEG 2021 ist hierzu eine Verordnungsermächtigung vorgesehen, die die Schaffung einer Regelung ermöglicht, durch die betroffene Gemeinden Zuwendungen von maximal 0,2 ct/kWh erhalten können. Die Expertenkommission befürwortet diese Verordnungsermächtigung und empfiehlt der Bundesregierung die zeitnahe Schaffung einer entsprechenden Verordnung. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass die in der analogen Regelung bei Wind an Land vorgesehene Verknüpfung mit einem Zuschlag in den Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen nicht den gesamten PV-Freiflächensektor betreffen würde, da zunehmend auch Anlagen außerhalb der finanziellen EEG-Förderung errichtet werden. Bei PV-Freiflächenanlagen ist dies jedoch das Segment in dem am ehesten Akzeptanzprobleme bestehen bzw. drohen. Eine künftige Verordnung sollte folglich soweit wie möglich Freiflächenanlagen mit und ohne finanzielle EEG-Förderung umfassen. Sollte eine entsprechende Regelung innerhalb der Verordnung nicht möglich sein, wird empfohlen an geeigneter Stelle eine vergleichbare Regelung für Anlagen ohne EEG-Förderung zu schaffen.

Wind offshore

139. Der achte Monitoring-Bericht verweist zurecht auf die Erhöhung des Ausbauziels für Offshore-Wind auf 20 GW bis zum Jahr 2030, das im Windenergie-auf-See-Gesetz verankert wurde, geht jedoch nicht auf die Hintergründe ein. Denn um die Voraussetzungen für die Umsetzung des Ziels von 20 GW installierter Offshore-Leistung bis 2030 zu schaffen, wurde im Mai 2020 zwischen dem Bund, den Küstenländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT eine Offshore-Vereinbarung geschlossen (BMWi, 2020b). Das erhöhte Ausbauziel erfordert neben dem Bau der Anlagen das Ineinandergreifen und die Koordination zahlreicher komplexer Prozesse, angefangen von der Flächenausweisung, der Durchführung von Planungs- und Genehmigungsverfahren, dem Bau der erforderlichen Anbindungsleitungen bis hin zur rechtzeitigen Fertigstellung der HGÜ-Trassen für den Abtransport des Stroms in Richtung Süden. Da die Vergabe von Flächen und Netzanschlüssen im Offshore-Bereich zentral und nur im Ausschreibungssystem erfolgt, bestehen außerhalb der Ausschreibungen keine Möglichkeiten Anlagen zu errichten. Die weitere Ausgestaltung der Förderung hat einen hohen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung des Offshore-Segments. Wie mehrere Nullgebote[27] in den Offshore-Ausschreibungen gezeigt haben, können und wollen die Akteure Marktpreisrisiken übernehmen. Hier sei darauf hingewiesen, dass die in den Offshore-Ausschreibungen abgegebenen und bezuschlagten Gebote auf anlegbare Werte von 0,00 ct/kWh lediglich einen Verzicht auf einen garantierten Erlös in der Höhe des anlegbaren

[27] Dies ist nicht gleichzusetzen damit, dass die Anlagen ohne Förderung gebaut werden. Die Bereitstellung des Netzanschlusses und die Vorentwicklung der Flächen von staatlicher Seite stellen eine indirekte Förderung dar.

Wertes darstellen. Da es den Akteuren in den Ausschreibungen aller Wahrscheinlichkeit nach weniger um die Sicherung eines Förderbetrags, als um die Allokation der begrenzten Anschlusskapazitäten und die Sicherung garantierter Anschlusstermine ging – in etlichen Clustern[28] gab es konkurrierende Projekte – und es sich bei den Akteuren im Offshore-Windsegment um finanzstarke Großkonzerne handelt, ist dieser Verzicht sehr nachvollziehbar. Denn auch wenn die seitens der Expertenkommission bereits in ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2018 angemahnte grundlegende Weiterentwicklung der Strommärkte zum Erreichen der Klimaschutzziele im Stromsektor mit marktlichen Instrumenten bislang nicht erfolgt ist, führen der gesetzlich verankerte, zeitlich vorgegebene Kohleausstieg, die steigenden Preise für CO_2-Zertifikate im ETS und die zu erwartenden weiteren Maßnahmen im Kontext einer möglichen Anhebung des Klimaschutzziels für 2030 auf europäischer Ebene zu einer höheren Kalkulierbarkeit der Erlössituation und damit zu einem tragbaren Risiko.

140. Nullgebote führen aber dazu, dass das zentrale Auswahlkriterium für die Erteilung von Zuschlägen fehlt und diese daher verlost werden müssen. Vor diesem Hintergrund wurde im Zuge der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes eine zweite Gebotskomponente vorgeschlagen aber abgelehnt. Diese hätte die Zahlungsbereitschaft der Bieter im Falle eines Zuschlags offengelegt und damit ein eindeutiges preisbasiertes Differenzierungskriterium ermöglicht. Die Regelung wurde sehr kontrovers diskutiert. Von einigen Akteuren wurden statt einer zweiten Gebotskomponente Differenzverträge (CfD) favorisiert. Aus Sicht des Gesetzgebers war abzuwägen zwischen Kosteneffizienz (zweite Gebotskomponente) und Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele. Für eine ausführliche Diskussion dieser Thematik wird auf Kapitel 5.4 verwiesen. Letztlich hat sich der Gesetzgeber zunächst für den Verzicht auf die zweite Gebotskomponente und den Verzicht auf die Umstellung auf CfD entschieden und wird zukünftig das Los entscheiden lassen. Ob dies der Ausbauaktivität im Offshore-Segment zuträglich sein wird, ist fraglich. Dies ist auch mit Blick auf eine potenzielle Ausweitung der Zielsetzungen kritisch zu begleiten.

141. Im Rahmen der deutschen Ratspräsidentschaft wurde auch seitens der EU eine Offshore Renewable Energy Strategy entwickelt und am 18.11.2020 veröffentlicht (European Commission, 2020). Sie zielt darauf ab, dass sich die erneuerbaren „Offshore"-Energien – hierzu zählen neben der Windenergie auch Gezeiten- und Wellenenergie – langfristig zu einem wichtigen Stützpfeiler der europäischen Energieversorgung entwickeln. Dabei muss die Gesamtleistung aller Offshore-Windparks in den 27 EU-Staaten ohne Großbritannien von derzeit zwölf auf 300 Gigawatt (GW) steigen, damit das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 erreicht werden kann. Als Zwischenziel für 2030 sieht die Kommission 60 GW Offshore-Windenergie vor. Neben der Aktivierung der erforderlichen finanziellen Mittel wäre mit der Umsetzung der vorgeschlagenen Offshore-Strategie eine grundlegende Änderung des regulatorischen Rahmens verbunden. So schlägt die Kommission ein Markt-Design für sogenannte Hybrid-Projekte vor. Im Kern geht es darum, die Offshore-Windparks nicht mehr über ein eigenes Kabel und nur an ein Land anzuschließen, sondern direkt an die grenzübergreifenden Stromleitungen (Interkonnektoren), die bislang ausschließlich dem internationalen Handel vorbehalten sind. Auf diese Weise ließen sich Transportkapazitäten sparen und die Gesamtkosten um bis 10 % senken. Bislang scheiterten mehrere Projekte wie Neuconnect Hybrid vor allem daran, dass die Interkonnektoren nach geltendem EU-Recht in erster Linie dem Handel vorbehalten werden sollen und zukünftig mindestens 70 % ihrer Kapazität für den Handel vorzuhalten sind (vgl. Kapitel 6). Das stellt für Hybrid-Projekte ein erhebliches Investitionshemmnis dar, weil das Risiko besteht, aufgrund des Handelsvorrangs nicht einspeisen zu können. Lösungen über Ausnahmen wie für „Kriegers Flak" – dem weltweit ersten Wind-Interkonnektor durch die Ostsee zwischen Deutschland und Schweden – sind zwar denkbar, aber

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

schon die Kommission stellt fest, dass Hybridprojekte nicht von Ausnahmeregelungen abhängig sein dürfen (Hanke, 2020b).

142. Desweiteren sieht die Kommission die Bildung von „Offshore Bidding Zones“ vor, die vergleichbar mit der einheitlichen deutschen Strompreiszone ausgestaltet sein sollen. In diesen Gebieten existieren per Definition keine (Netz)Engpässe, so dass nicht nur der Strom frei fließen, sondern sich auch ein Einheitspreis im Großhandel bilden kann. Das Management dieser Zonen würde durch regionale Koordinierungscenter (RCC) mehrerer nationaler Netzbetreiber und perspektivisch womöglich eines unabhängigen Netzbetreibers (ISO), etwa für die Nordsee, übernommen. Die Zonen könnten sich auch auf den küstennahen Onshore-Bereich erstrecken, bis zum nächsten Engpass im Landesinneren. Laut Hanke (2020b) wird die Offshore-Strategy von Experten unterschiedlich bewertet, adressiere aber zweifelsfrei die richtigen Handlungsfelder. Deutschland sollte in jedem Fall den Faden der Kommission aufnehmen.

Wind an Land

143. Die größten Herausforderungen bestehen aus heutiger Sicht beim Ausbau von Windenergieanlagen an Land. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, brach der Zubau im Jahr 2019 auf rund 960 MW ein. Nach durchschnittlich 4,2 GW in den Jahren 2014 bis 2018 und einem neuen Rekordzubau in Höhe von 5,5 GW in 2017 (FA Wind, 2019a) ist der Markt damit deutlich abgekühlt. Darüber hinaus läuft in den kommenden 10 Jahren für mehr als 16.500 Anlagen mit einer Leistung von 23 GW die 20-jährige Vergütungsdauer aus (vgl. Kapitel 4.2). Das entspricht 43 % der zum Jahresende 2019 in Deutschland installierten Leistung von 53 GW. Wie viele der betroffenen Anlagen weiterbetrieben, stillgelegt oder durch leistungsfähigere Anlagen ersetzt werden, ist noch weitgehend unklar.

144. Um im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 71 GW zu erreichen, wurde im EEG 2021 ein Bruttozubau von 34 GW, verteilt auf die Jahre 2020 bis 2029, angesetzt (vgl. Tabelle 11). Vor allem in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts soll der Bruttozubau kräftig zulegen. Die Bundesregierung geht dabei implizit von einem Rückbau in der Größenordnung von 16 GW bis zum Jahr 2030 aus.

Tabelle 11: Erforderlicher Bruttozubau im Bereich Windenergie an Land von 2020 bis 2029 gemäß Deutscher Bundestag (2020)

Jahr	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Bruttozubau in GW	1,5	1,5	1,8	4,3	2,9	3,7	3,9	4,5	4,5	5,4

* BMWi-Annahme für Zubau im Jahr 2020

145. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung erläutert, wird seit 2017 der Ausbau der Windenergie an Land durch Ausschreibungen gesteuert. Ausnahmen bestehen lediglich für Kleinanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 750 kW sowie für das auf 125 MW pro Jahr beschränkte Segment der Pilotwindenergieanlagen. Der Wechsel auf das Ausschreibungssystem führte zu einem erheblichen Vorzieheffekt und war damit ein wesentlicher Treiber für den Rekordzubau in 2017. Förderfreie Anlagen spielen bislang keine Rolle. So

liegen die Stromgestehungskosten an windschwächeren Standorten nach wie vor deutlich über den derzeit erzielbaren Markterlösen. Und wo dies nicht der Fall ist, haben bislang höhere Erlöse im Fördersystem die Entstehung eines förderfreien Marktsegmentes verhindert[29].

146. Zur Stärkung des Ausbaus hat das Bundeswirtschaftsministerium im Oktober 2019 ein Aktionsprogramm (BMWi, 2019) aufgestellt, mit dem die Akzeptanz erhalten, mehr Rechtssicherheit bei der Regionalplanung geschaffen, Genehmigungen beschleunigt und der EE-Ausbau besser mit dem Netzausbau verzahnt werden sollen. Das 18 Punkte umfassende Maßnahmenbündel ist ein Spiegel der Probleme, vor denen die Windenergie-Branche derzeit steht. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Kontext, dass Kommunen künftig stärker finanziell beteiligt werden können und sollen. Die Neuauflage der Länderöffnungsklausel für Mindestabstände[30] trägt dagegen nicht zur Akzeptanz bei (Hübner, 2015) und dürfte den weiteren Ausbau der Windenergie an Land eher erschweren, als erleichtern (UBA, 2019; Stede, 2019). Bisher lehnt die Mehrzahl der Bundesländer pauschale Regelungen ab. Zu den Ausnahmen zählen Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen (Hanke, 2020a). Zentral für die Wiederbelebung des Marktes ist die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und die Beseitigung von Hürden. Konflikte bestehen vor allem mit dem Natur- und Artenschutz sowie mit der Flugsicherung. Zudem haben sich Klagen und Widersprüche gegen Genehmigungen zu einem ernsten Problem für die Branche entwickelt (FA Wind, 2019b). Mit dem im November 2020 beschlossenen Investitionsbeschleunigungsgesetz sollen die aufschiebende Wirkung von Widerspruch und Anfechtungsklagen gegen die Zulassung von Windenergieanlagen an Land (mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern) entfallen. Damit sollen Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Mit dem Aktionsprogramm hat das BMWi die zentralen Aufgaben benannt, nun sind Bund und Länder gemeinsam gefragt, konkrete Maßnahmen umzusetzen.

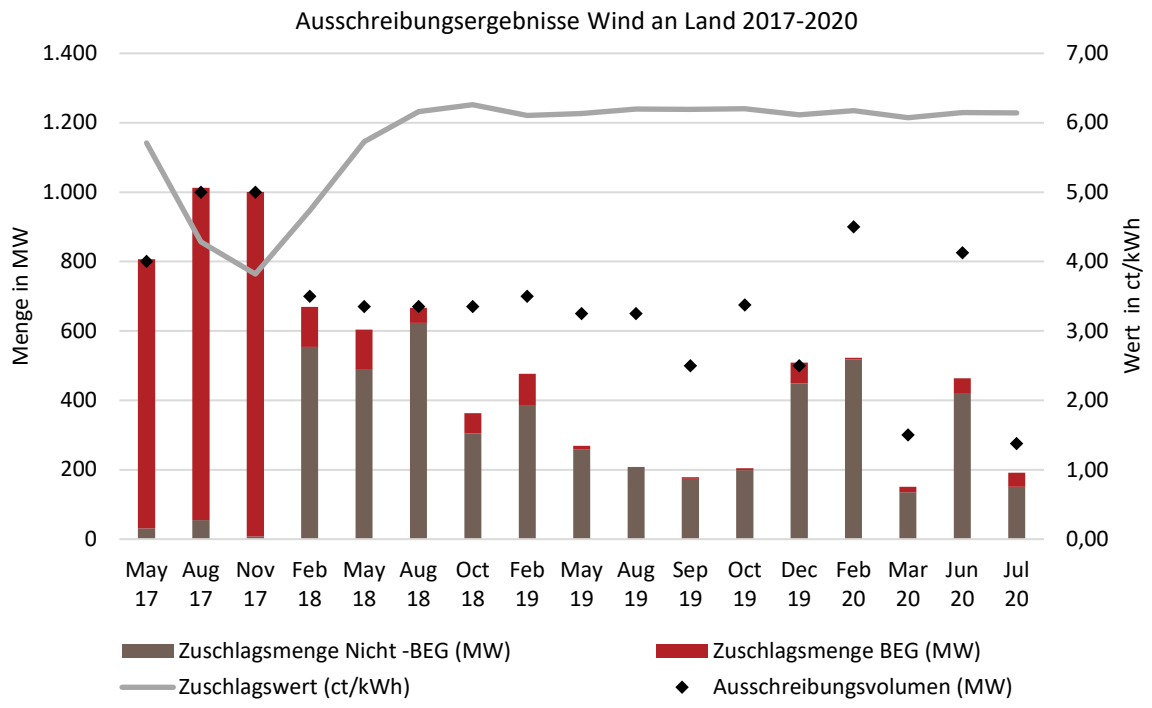
147. Im Gegensatz zu den Photovoltaik-Ausschreibungen bleiben die Ausschreibungen für Windenergie an Land weit hinter den gesteckten Zielen zurück. Dies liegt vor allem an der seit 2018 anhaltenden Unterzeichnung der Ausschreibungen. Von dem seit 2017 ausgeschriebenen Volumen in Höhe von 12,7 GW, konnte die Bundesnetzagentur bis Oktober 2020 lediglich 9,3 GW vergeben (BNetzA, 2020b). Dies ergibt ein Zuschlagsdefizit von 3,4 GW. Bedingt durch den fehlenden Wettbewerb haben sich die Zuschlagswerte seit 2018 nur knapp unterhalb des jeweils zulässigen Höchstwertes eingependelt. Dieser lag 2018 bei 6,3 ct/kWh und wurde für die Ausschreibungen der Jahre 2019 und 2020 auf 6,2 ct/kWh gesenkt. Für das Jahr 2021 ist eine weitere Absenkung auf 6,0 ct/kWh vorgesehen.

148. Die Unterzeichnung der Ausschreibungen ist eine unmittelbare Folge der schwierigen Genehmigungssituation. Mit 1.400 bis 1.900 MW lag das Genehmigungsvolumen in den Jahren 2017 bis 2019 deutlich unter dem angesetzten Ausbaukorridor (FA Wind, 2020a). 2020 zeichnet sich erstmals eine spürbare Erholung ab: Im ersten Halbjahr wurden 292 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.179 MW genehmigt (FA Wind, 2020a). Die Leistungsmenge hat sich damit gegenüber dem Vorjahreszeitraum mehr als verdoppelt (1. Halbjahr 2019: 198 WEA mit 741 MW).

[29] Im Gegensatz zur Photovoltaik, wo aufgrund der Begrenzung der Anlagenleistung auf 10 MW, bis zu der eine finanzielle Förderung nach dem EEG möglich ist, bereits erste Großanlagen ohne finanzielle EEG-Förderung gebaut wurden.

[30] Die Länder können durch Landesgesetzgebung bestimmen, dass Windenergieanlagen nur dann zulässig sind, wenn ein bestimmter Mindestabstand zur Wohnbebauung eingehalten wird.

Abbildung 13: Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land in den Jahren 2017 bis 2020



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2020b)

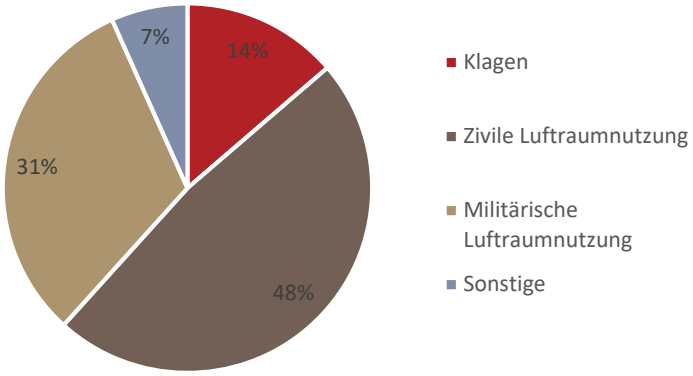
149. 2017 wurden mehr als 90 % der Förderzusagen an immissionsschutzrechtlich noch nicht genehmigte Windprojekte vergeben. Von diesen rund 2,8 GW wurden bis Ende September 2020 nur 241 MW genehmigt und in Betrieb genommen, was einer Realisierungsrate von 8,5 % entspricht (FA Wind, 2020b).

150. Für die 2017 noch ohne immissionsschutzrechtliche Genehmigung erfolgreichen Bürgerenergiegenossenschaften (BEG) besteht bei der derzeitigen Wettbewerbssituation der Anreiz, einen Zuschlag verfallen zu lassen, die Pönale zu bezahlen und zum aktuell geltenden Höchstwert von 6,2 ct/kWh neu zu bieten sowie die lange Inbetriebnahme-Frist von 54 Monaten auszureizen, um technischen Fortschritt und etwaige Kostensenkungen bestmöglich auszunutzen. Zudem beinhaltet eine fehlende Genehmigung ein hohes Risiko der Nichtgenehmigung, etwa aus Naturschutzgründen (Ausfallrisiko bei 30-50 %). Aus theoretischer Sicht gibt es zwar klare Argumente, die für eine Privilegierung der BEG sprechen. BEG, die naturgemäß über weniger Kapital und Know-how verfügen als professionelle Bieter, könnten ohne jede Form von Privilegien kaum konkurrieren.

151. Die Ausschreibungen des Jahres 2017 haben jedoch eine Abgrenzungsproblematik offenbart. So wurden viele der Bürgerenergiegesellschaften – unter Einhaltung der formalen Kriterien – von größeren Projektierern gegründet bzw. initiiert, z. B. um vom vereinfachten Auktionsverfahren der BEG zu profitieren (Sterr-Kölln, 2017). Seit der Einführung der Genehmigungspflicht für BEG-Projekte Anfang 2018 hat sich so der Anteil der an BEG vergebenen Kapazität von weit über 90 % in 2017 bei im Schnitt 10 % eingependelt (vgl. Abbildung 13), wobei vereinzelt auch höhere Anteile erreicht werden (BNetzA, 2020b). Die Akteursvielfalt in den Windausschreibungen ist zur Belebung des Wettbewerbs und der Verankerung von Aktivitäten in der Region durchaus wünschenswert und sollte anhand dieser Anteile beobachtet werden. Allerdings erscheint es fraglich, ob die Abgrenzungsproblematik mit Blick auf die regionale Verankerung und die Eigenschaften der Bieter in einer Auktion mit Privilegierung zufriedenstellend gelöst werden kann.

152. Aktuell sind mindestens 325 Anlagen mit mehr als 1 GW Leistung beklagt (FA Wind, 2020a). Artenschutz ist dabei der mit Abstand häufigste Klagegrund (72 %), gefolgt von Form- und Verfahrensfehlern (32 %) sowie Lärmschutz (17 %) (FA Wind, 2019b). Dies zeigt sich auch an der Klägerstruktur: an rund 60 % der anhängigen Klagen sind Umwelt- und Naturschutzverbände beteiligt, Bürgerinitiativen und Gemeinden machen nur 14 % bzw. 12 % aus (AEE, 2020). 4,8 GW sind zudem aufgrund ihrer Nähe zu Drehfunkfeuern der Flugnavigation geblockt, weitere 3,6 GW aufgrund verteidigungsspezifischer Luftraumrestriktionen (Tiefflug für Hubschrauber und Kampfjets, Radarüberwachung) (FA Wind, 2019b). Die Klagewelle liegt nicht im Auktionsdesign begründet, wird aber zum Problem, wenn der Wettbewerb dadurch nicht gegeben ist.

Abbildung 14: Ausbauhemmnisse für die Windenergie an Land



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AEE (2020)

153. Um die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land zu erhöhen, soll das Ausschreibungsvolumen künftig reduziert werden, wenn die im Marktstammdatenregister erfassten Genehmigungen eine Unterzeichnung erwarten lassen (vgl. § 28 Abs. 6 EEG 2021). Dabei soll das neue Ausschreibungsvolumen höchstens der Summe der Leistung der seit dem vorangegangenen Gebotstermin dem Register gemeldeten Genehmigungen und der Gebotsmenge der im vorangegangenen Gebotstermin nicht zugelassenen Gebote entsprechen. Die Expertenkommission steht dieser Regelung kritisch gegenüber, da damit Preissignale unterdrückt werden und die Zielerreichung durch die künstliche Verknappung der Nachfrage zusätzlich behindert wird. Im nachfolgenden Kapitel 5 werden Vorschläge zur Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung entwickelt.

154. Mit Blick auf die große Zahl der ab 2021 aus der Förderung fallenden Anlagen mahnen die Verbände zurecht eine nationale Repoweringstrategie an (BWE, 2020). Insbesondere für jene Bestandsanlagen, die heute außerhalb von Vorranggebieten stehen, müssen zeitnah Optionen für ein Repowering eröffnet bzw. Ausweichflächen bereitgestellt werden. Betroffen sind immerhin rund zwei Drittel der bis 2025 aus der Förderung fallenden Anlagen. Mit ihrem Entschließungsantrag vom 15. Dezember 2020 haben die Fraktionen der CDU/CSU und SPD ihren Willen bekräftig, zeitnah weitere Schritte zur Ausgestaltung einer beschleunigten Planung und Genehmigung – insbesondere im Kontext des Repowering – anzugehen. So soll u. a. geprüft werden, ob das Repowering als Grundsatz der Raumordnung in das Raumordnungsgesetz aufgenommen werden kann. Ebenso soll geprüft werden, wie im Bauplanungsrecht Hemmnisse für das Repowering beseitigt und im Bundesimmissionsschutzgesetz weitere Verbesserungen geschaffen werden können.

155. Als einen wichtigen Schritt bewertet die Expertenkommission den im EEG 2021 angelegten Kooperationsmechanismus zwischen Bund und Ländern, in dessen Rahmen insbesondere eine regelmäßige, bundesweite Erfassung von Flächen für die Windenergie erfolgen soll. Das Umweltbundesamt hatte hierzu im Juni 2019 erstmals eine umfassende Untersuchung veröffentlicht (UBA; 2020b). Die Studie ging der Frage nach, ob die derzeitige Flächenkulisse für die Ausbaupläne der Bundesregierung bis 2030 ausreicht. Die Grundlage bildeten rechtskräftige sowie im Entwurf befindliche Regional- und Bauleitpläne aus ganz Deutschland mit Stand vom 31. Dezember 2017. Die zum Stichtag ausgewiesene bzw. in Ausweisung befindliche Fläche beläuft sich danach bundesweit auf 3.131 km² bzw. 0,9 % des Bundesgebietes. Davon entfallen 1.325 km² auf freie Flächen. Der übrige Teil ist bereits von Bestandsanlagen belegt. Unter Berücksichtigung des Rückbaus und der Umsetzung der im Entwurf befindlichen Pläne ließen sich der Studie zufolge auf den freien bzw. bis 2030 freiwerdenden Flächen Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 55,4 GW installieren. Das sind 21,4 GW mehr als von der Bundesregierung vorgesehen. Anders als die Bundesregierung unterstellt die Studie jedoch einen sofortigen Rückbau der Bestandsanlagen nach einer Betriebszeit von 20 Jahren. Dadurch werden heute belegte Flächen früher frei. Im Gegenzug wächst jedoch der Bruttozubaubedarf. Ein erheblicher Teil der berücksichtigten Flächen dürfte zudem in der Praxis nicht nutzbar sein. Mögliche Gründe hierfür sind u. a. eine Belegung der Flächen durch den Zubau der Jahre 2018 und 2019, eine zu geringe Windhöffigkeit, eine nicht vollständige Umsetzung der im Entwurf befindlichen Pläne sowie eine weitere Einschränkung der Flächenkulisse durch die Umsetzung von Mindestabständen im Rahmen der Länderöffnungsklausel.[31]

Tabelle 12: Ausgewiesene und freie Flächen für die Windenergienutzung in den Bundesländern (Regional- und Bauleitplanung)

Bundesland	Landesfläche (km²)	Ausgewiesene Windfläche (km²)	Anteil an Landesfläche (%)	Freie Fläche Ende 2017 (km²)	Freier Anteil der Windfläche (%)
BB	29.654	552	1,9 %	201	36,4 %
BE	892	0	0,0 %	0	-
BW	35.751	214	0,6 %	139	64,8 %
BY	70.550	46	0,1 %	29	64,6 %
HB	420	4	1,0 %	1	18,7 %
HE	21.115	442	2,1 %	335	75,9 %
HH	755	2	0,2 %	0	4,2 %
MV	23.214	159	0,7 %	95	59,7 %
NI	47.593	388	0,8 %	112	28,9 %
NW	34.113	260	0,8 %	112	28,9 %
RP	19.854	344	1,7 %	180	52,2 %
SH	15.802	312	2,0 %	77	24,6 %
SL	2.569	52	2,0 %	28	52,8 %
SN	18.449	45	0,2 %	9	18,9 %
ST	20.452	219	1,1 %	25	37,5 %
TH	16.202	93	0,6 %	35	37,5 %
DEU	**357.385**	**3.131**	**0,9 %**	**1.325**	**42,3 %**

Quelle: Umweltbundesamt (2020b)

156. Besonders im Süden Deutschlands sind aktuell kaum Aktivitäten wahrnehmbar. Seit Einführung der Ausschreibungen 2017 gingen lediglich knapp 11 % der vergebenen Kapazitäten an Gebiete südlich der Mainlinie (d. h. nach Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz sowie südliche Gebiete in Hessen), während

[31] Für eine vollständige Übersicht der Einflussfaktoren wird auf Abbildung 1 der vom Umweltbundesamt veröffentlichten Studie (UBA; 2020b) verwiesen.

mit 32 % und mit 57 % mehr als die Hälfte aller Kapazitäten nach Mittel- und Norddeutschland gingen (FA Wind, 2018). Im Vergleich dazu war der Windkraftausbau in den Jahren 2010-2017 deutlich ausgewogener, wobei mindestens 20 % der neuen Kapazitäten an den Süden gingen (FA Wind, 2018). Zur Stärkung des bundesweiten Ausbaus wurde das Referenzertragsmodell (REM) – ein monetärer Ausgleichsmechanismus zur Kompensation geringerer Erträge an windarmen Standorten – im EEG 2021 ausgeweitet. Hierzu wurde ein zusätzlicher Korrekturfaktor für Standorte mit einem Referenzertrag von 60 % eingeführt. Der Differenzierungsbereich endete bisher bei 70 %. Ab dem Jahr 2022 profitieren Projekte in Süddeutschland zudem von der Einführung einer Südquote in den Ausschreibungen. In den Jahren 2022 und 2023 sind 15 % des Ausschreibungsvolumens eines Gebotstermins für Süd-Projekte reserviert. Ab 2024 erhöht sich der Anteil auf 20 %. Die Expertenkommission verweist hierzu auf die hemmende Wirkung der bestehenden Abstandsregelung in Bayern, die einer umfassenden Wiederbelebung des Windenergieausbaus in Süddeutschland entgegensteht.

157. Ferner weist die Expertenkommission darauf hin, dass das REM zusätzliche Kostenfaktoren wie z. B. Bodenverbesserung oder Geländebedingungen, die in Süddeutschland oft komplexer sind (Güsewell, 2016), nicht berücksichtigt. Ebenso werden bei der Standortwahl potenzielle Netzengpässe und die daraus resultierenden Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen vernachlässigt. Gerade vor dem Hintergrund, dass in den letzten Jahren das Gros solcher Maßnahmen auf Windkraftanlagen ausgerichtet war (BNetzA/BKartA, 2020), sollten Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten künftig stärker in die Standortentscheidung einfließen. So betragen die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen oft mehr als eine Milliarde Euro pro Jahr (1,2 Mrd Euro in 2019, 1,4 Mrd Euro in 2018, 1,5 Euro Mrd in 2017, vgl. (BNetzA, 2020c).

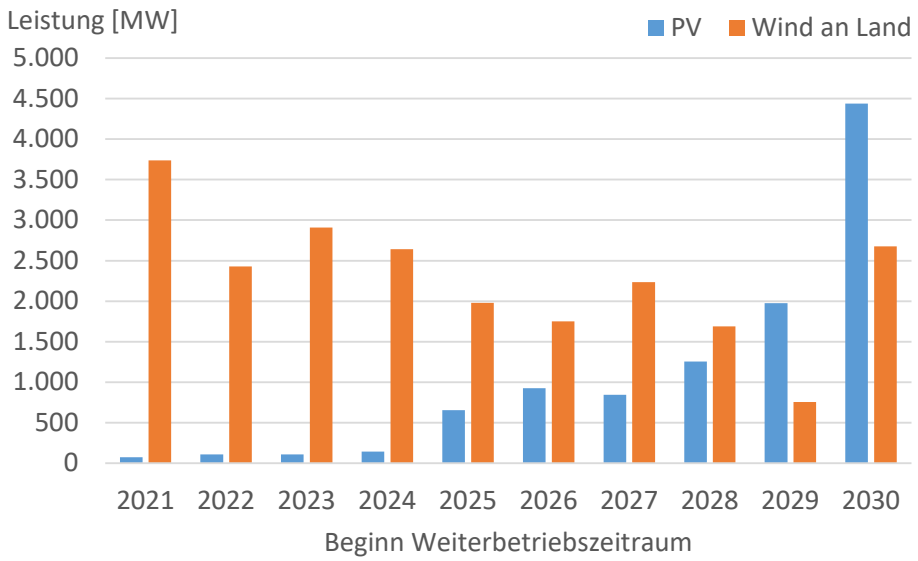
158. Vor dem Hintergrund der schwierigen Genehmigungssituation sowie der 10H-Regelung in Bayern bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des EE-Zubaus durch das im EEG 2021 angepasste REM sowie die Südquote löst. In verschiedenen jüngeren Veröffentlichungen und Gutachten (vgl. Benz, 2015; Grimm, 2017) wird zudem die systemische Optimalität eines vermehrt dezentralen, lastnahen Ausbaus von Erzeugungskapazitäten verdeutlicht. Insbesondere, weil eine größere Nähe zu den Hauptnachfragezentren die voraussichtliche Überlastung der Netze und letztlich die Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsleitungen erheblich verringern kann. Insbesondere erneuerbare Energien sind sehr gut für dezentrale Erzeugung und intelligente Netze geeignet (Ackermann, 2001; Amado, 2017). Vor diesem Hintergrund scheint eine Anpassung der geltenden Ausschreibungsregeln nötig, um eine verbesserte regionale Auflösung des Zubaus an Windenergieanlagen zu erreichen (vgl. Kapitel 5).

4.2 Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen

159. Mit Beginn des Jahres 2021 endet zum ersten Mal für EEG-Anlagen die 20-jährige Förderdauer[32]. Mit dem Ende der Förderung ist bei den meisten Anlagen jedoch noch nicht das Ende der technischen Lebensdauer erreicht, sodass ein Weiterbetrieb und damit ein weiterer Beitrag zum Erreichen der Klimaziele möglich ist. Bei Photovoltaik ist hiervon zunächst ein vergleichsweise geringer Anlagenumfang betroffen (im Jahr 2021 rund 70 MW bzw. gut 18.000 Anlagen) der ab dem Jahr 2025 zunimmt und im Jahr 2030 ein Volumen von fast 4.500 MW erreicht (vgl. Abbildung 15). In Summe endet bei der Photovoltaik bis zum Jahr 2030 für rund 10,5 GW die Förderung. Bei Wind an Land ist der betroffene Anlagenbestand von Beginn an (knapp 3.800 MW bzw. gut 4.900 Anlagen im Jahr 2021) und insgesamt deutlich größer mit knapp 23 GW bis zum Jahr 2030.

[32] Anlagen die vor dem Jahr 2000 in Betrieb gegangen sind wurde mit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 ebenfalls eine 20-jährige Förderung gewährt.

Abbildung 15: Umfang der ausgeförderten Anlagenleistung bis zum Jahr 2030



Quelle: Eigene Auswertung auf Basis von EEG-Stammdaten 2018

160. Dem technisch möglichen Weiterbetrieb der Anlagen stehen bislang jedoch wirtschaftliche sowie z.T. regulatorische Hindernisse im Weg. So war man in der Windbranche aufgrund der in den vergangenen Jahren angestiegenen Stromgroßhandelspreise zuversichtlich, den Weiterbetrieb alleine aus Markterlösen finanzieren zu können. Durch die im Zuge der Corona-Pandemie stark gefallenen Großhandelspreise wurden jedoch Marktpreisrisiken bewusster und die Erwartungen an die künftigen Strommarkterlöse wurden gedämpft. Dies ließ Zweifel aufkommen, ob die Weiterbetriebskosten gedeckt werden können, und Forderungen nach einer Anschlussförderung lauter werden (z. B. Naturstrom, 2020; Bundesrat, 2020). Der Weiterbetrieb von Altanlagen an Standorten an denen kein Repowering möglich ist, ist vor dem Hintergrund der derzeit bestehenden Zubauhemmnisse bei der Windenergie insbesondere relevant, um in den kommenden Jahren einen Rückgang der installierten Leistung von Windenergieanlagen zu verhindern.

161. Der Gesetzgeber hat schließlich eine spezielle Anschlussregelung für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land im EEG 2021 verankert. Danach soll die Bundesnetzagentur befristet für zwei Jahre Ausschreibungen durchführen, in denen Betreiber von Altanlagen um einen Anspruch auf Einspeisevergütung für die Jahre 2021 und 2022 konkurrieren. Die Ausgestaltung der Ausschreibungen ist im Rahmen einer Verordnung weiter zu präzisieren. § 95 Nr. 3a EEG 2021 gibt hierzu den Rahmen vor. U. a. soll der Höchstwert, der sich auf den anzulegenden Wert bezieht, zwischen 3,0 und 3,8 ct/kWh liegen. Im Jahr 2021 können Anlagenbetreiber, deren bisheriger Zahlungsanspruch zum 31. Dezember 2020 ausgelaufen ist, ersatzweise einen Zahlungsanspruch in Höhe des jeweiligen Monatsmarktwertes für Windenergieanlagen an Land zuzüglich eines Aufschlags geltend machen. Der Aufschlag beträgt in der Zeit vom 1. Januar bis zum 30. Juni 2021 1,0 ct/kWh, vom 1. Juli bis 30. September 2021 0,5 ct/kWh und vom 1. Oktober bis 31. Dezember 2021 0,25 ct/kWh. Die Expertenkommission kann vor diesem Hintergrund nachvollziehen, dass die Bundesregierung die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen temporär unterstützt, betont jedoch gleichzeitig, dass es keiner expliziten Anschlussförderung bedurft hätte, wenn die Bundesregierung alternativ dazu die Strompreise über die Festlegung eines nationalen CO_2-Mindestpreises für die dem EU ETS unterliegenden Wirtschaftszweige stabilisieren würde. Mittelfristig werden die europäischen Klimaziele und der national geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung das Marktumfeld für Weiterbetriebsanlagen verbessern. Mit den geplanten Ausschreibungen

verfolgt die Bundesregierung zudem einen relativ komplexen Ansatz, dessen Details erst noch zu klären sind, und der aus diesem Grund nur bedingt Planungssicherheit schafft. Ferner stellt die Expertenkommission die Zielgenauigkeit der für 2021 temporär gewährten Vergütung in Form eines Aufschlags auf den Monatsmarktwert in Frage. So unterliegt die Höhe des Monatsmarktwertes nicht zuletzt in Folge der andauernden Pandemie erheblichen Unsicherheiten. Entsprechend droht der Mechanismus entweder Mitnahmeeffekte zu generieren oder – für den Fall eines erneuten Preissturzes im Großhandelsmarkt – wirkungslos zu bleiben. Die Situation beim Weiterbetrieb von Photovoltaikanlagen stellte sich, ausgehend von den bis Ende 2020 geltenden rechtlichen Regelungen, insofern als schwierig dar, als es sich in den Jahren bis 2025 überwiegend um Klein- und Kleinstanlagen handelt (vgl. Metzger, 2020). Zwar dürften die reinen Kosten des Weiterbetriebs durch den Marktwert sowie insbesondere bei der Umrüstung der Anlagen auf Eigenversorgung refinanzierbar sein, jedoch brachte die bislang bestehende Pflicht nach Förderende eine Stromeinspeisung nur im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vornehmen zu können, hemmende Effekte mit sich. Die Pflicht zur Direktvermarktung hätte zu weiteren Kosten geführt, die sich durch die geringen Strommengen bei Kleinanlagen vergleichsweise stark auswirken. Hinzu kommt der starke Anreiz zur Eigenversorgung, wodurch die eingespeisten Strommengen weiter verringert werden und die spezifischen, auf die eingespeiste Strommenge zu beziehenden Kosten der Direktvermarktung zusätzlich steigen, so dass die Stromeinspeisung in vielen Fällen unwirtschaftlich geworden wäre. Für Anlagenbetreiber hätte somit ein Anreiz bestanden, nicht selbst verbrauchten Strom abzuregeln.

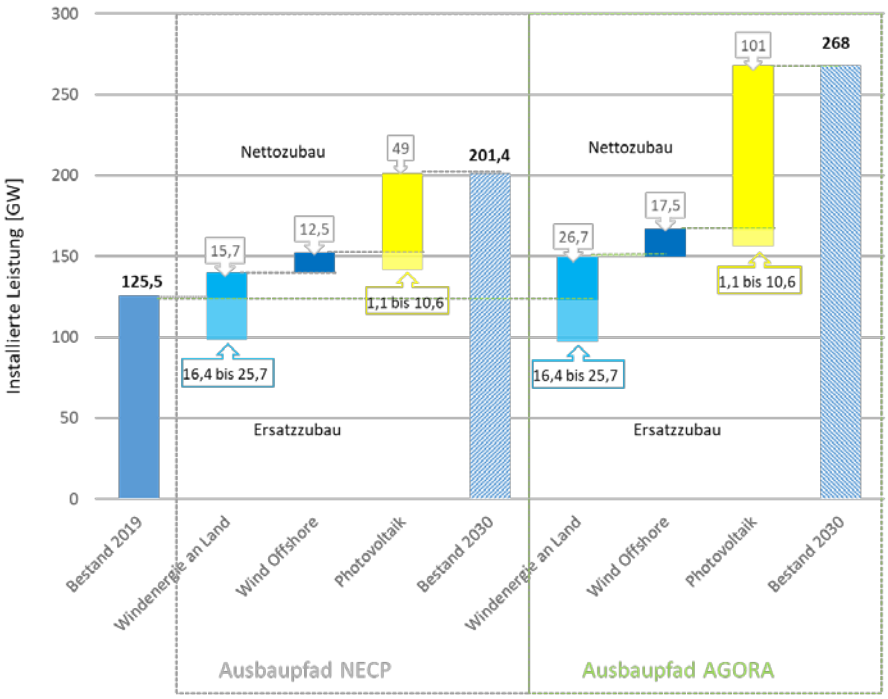
162. Die im EEG 2021 (Deutscher Bundestag, 2020) vorgesehenen Regelungen für den Weiterbetrieb von Anlagen beheben die angesprochenen Schwierigkeiten. So wird die Pflicht zur aktiven Meldung in die sonstige Direktvermarktung dadurch ersetzt, dass eine Form der Einspeisevergütung für ausgeförderte Anlagen geschaffen wird und die Anlagen dieser automatisch zugeordnet werden, sofern der Anlagenbetreiber nicht anderweitig aktiv wird. Die Vergütung erfolgt in Höhe des Jahresmarktwertes, von dem ab dem Jahr 2022 die von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichenden Vermarktungskosten des Stroms abgezogen werden. Im Jahr 2021 erfolgt übergangsweise ein Abzug von 0,4 ct/kWh. Der Abzug halbiert sich jeweils bei Installation eines intelligenten Messsystems. Positiv auf die Weiterbetriebsmöglichkeiten der Anlagenbetreiber wirkt sich zudem aus, dass die Befristung der Umlagebefreiung für selbst verbrauchten Strom auf die ursprüngliche Förderdauer gestrichen wurde. Mit der neuen Regelung ist selbst verbrauchter Strom aus Anlagen bis 30 kW bzw. 30 MWh/a (vorher 10 kW / 10 MWh) auch nach Förderende von der EEG-Umlage befreit. Bei Anlagen die auf Eigenversorgung umgerüstet werden, verbessert sich somit die Wirtschaftlichkeit im Weiterbetriebszeitraum.

4.3 Perspektiven 2030 im Lichte eines ambitionierteren Klimaschutzziels auf europäischer Ebene

163. Wie in Kapitel 2 ausgeführt, werden durch ambitioniertere Klimaschutzziele auf europäischer Ebene auch in Deutschland deutlich ambitioniertere Ausbaupfade für die erneuerbare Stromerzeugung erforderlich. Dies wurde im Zuge der EEG-Novelle auch im Rahmen einer Entschließung des Deutschen Bundestags anerkannt. Die Bundesregierung wird damit aufgefordert, „im ersten Quartal 2021 einen weitergehenden Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien zu definieren, der die Kompatibilität mit dem neuen Europäischen Klimaziel 2030 und den erwarteten Europäischen Zielen zum Ausbau der Erneuerbaren sowie mit dem Ziel der Klimaneutralität in Europa in 2050 gewährleistet.“ Die Ausbauziele für die Windenergie an Land sowie die Photovoltaik bis 2030 sowie die entsprechenden Jahresziele müssen demnach gegenüber den Ausbaupfaden im EEG angehoben werden. Nachfolgend werden entsprechende Größenordnungen diskutiert und die damit einhergehenden Herausforderungen.

164. In den Bereichen Windenergie an Land, Offshore-Windenergie und Photovoltaik werden dabei in einigen Studien deutlich höhere Ausbauziele formuliert, als bislang in NECP und EEG 2021 antizipiert. Stellt man beispielsweise die beiden Ausbaupfade nach NECP und aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) gegenüber, ergibt sich das in Abbildung 16 dargestellte Bild.

Abbildung 16: Vergleich der Ausbaupfade der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten im NECP und Agora Energiewende (2020b)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des NECP und Agora Energiewende (2020b)

165. Mit der in Agora Energiewende (2020b) angestrebten Erzeugungskapazität von 268 GW soll die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf insgesamt 435 TWh steigen. Dies entspricht einem Anteil am Bruttostromverbrauch von 69 %, wobei ein Anstieg des Stromverbrauchs auf 630 TWh angenommen wird. In Agora Energiewende (2020b) wird die Zielsetzung von 65 % somit deutlich übertroffen, obwohl eine Stromverbrauchssteigerung unterstellt wurde. Für das Erreichen des 65 %-Ziels (mit Stromverbrauchssteigerung) könnte demnach auch ein geringerer Ausbau ausreichen. Da Agora Energiewende (2020b) ein in sich konsistentes Szenario für den Beitrag Deutschlands zu einem europäischen Klimaschutzziel von -55 % bis 2030 aufzeigt, sollen diese Werte hier als oberes Ende einer möglichen Ausbaubandbreite verstanden werden. Gerade, weil bereits für das Erreichen des 65 %-Ziels (ohne Stromverbrauchsanstieg) wie in den vorhergehenden Abschnitten erläutert teilweise erhebliche Herausforderungen bestehen, soll im Folgenden kurz beleuchtet werden, ob ein derartiger Anstieg unter den heute bekannten Rahmenbedingungen möglich erscheint.

166. So geht die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) im Bereich der Photovoltaik von einem Zielwert von 150 GW installierter Leistung im Jahr 2030 aus, was einer Verdreifachung der bislang installierten Leistung entspricht. Damit wäre bis zum Jahr 2030 ein jährlicher Bruttozubau von rund 10 GW erforderlich. Jahreszubauraten in dieser Größenordnung wurden in Deutschland bislang nicht erreicht. Selbst das Zubauniveau der bisherigen Rekordjahre 2010 bis 2012 von 7 bis 8 GW, würde nicht ausreichen, um bis zum Jahr 2030 eine Verdreifachung der Kapazität zu erreichen. Es sei darauf hingewiesen, dass dieses Zubauniveau nur

aufgrund erheblicher ökonomischer Anreize („Überförderung“) bei gleichzeitig durch die Finanzkrise bedingt hohen Verfügbarkeiten von Handwerkerkapazitäten erreicht werden konnte. Wie könnten also die genannten Zuwachsraten realisiert werden?

167. Da eine Ausweitung der direkten monetären Förderung nicht zuletzt aufgrund des EU-Beihilferechts ausscheidet, sollen im Folgenden mögliche zusätzliche Ansatzpunkte diskutiert werden. Im Freiflächensegment sind aufgrund der Projektgrößen höhere Zubauvolumina leichter zu mobilisieren. In der Vergangenheit wurden in der Spitze jährlich rd. 2,4 GW (2011) bzw. 3,0 GW (2012) installiert (Kelm, 2019). Das EEG 2021 sieht jährliche Ausschreibungsvolumina von maximal 1,9 GW vor, hinzu kommen Anlagen, die ohne finanzielle Förderung außerhalb des EEG errichtet werden (vgl. Kapitel 5.5). Diese Anlagen bewegen sich oft im oberen zweistelligen MW-Bereich und sind vereinzelt noch größer dimensioniert und unterliegen der Steuerung durch die Raumplanung auf regionaler bzw. kommunaler Ebene. Sie können aufgrund ihrer Größe und dem resultierenden Einfluss auf das Landschaftsbild neue Konfliktpotenziale bergen. Im Freiflächensegment werden vereinzelt auch neue Anlagenkonzepte errichtet, die sich im aktuellen Förderrahmen nicht in der Breite durchsetzen dürften, wie Agrar-Photovoltaikanlagen die die Solarstromerzeugung mit der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche kombinieren. Zum anderen ist dies das Segment der so genannten „Floating-PV“, also schwimmenden PV-Anlagen auf künstlichen Gewässern. Diese Segmente könnten mittelfristig auch einen größeren Beitrag leisten, wenn der entsprechende Rahmen geschaffen würde.

168. Im Dachanlagensegment, in dem häufig kleinere Akteure tätig sind, die nur ein einziges Projekt realisieren und betreiben wollen, stellt die weiterhin stark zunehmende Komplexität und Regelungsdichte ein erhebliches Hemmnis dar (Bergner, 2020). Dies betrifft insbesondere die Regelungen zur Eigenversorgung und zur Belieferung Dritter mit Photovoltaik-Strom. Während im Rahmen der Eigenversorgung lediglich 40 % der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom fällig werden (Ausnahmen bestehen im EEG 2017 nur für Anlagen bis 10 kW bzw. bis 10 MWh pro Jahr; mit dem EEG 2021 wird die Grenze auf 30 kW und maximal 30 MWh/a angehoben), fallen bei der Lieferung an Dritte 100 % EEG-Umlage an. Dies schließt auch die aufwändige Abgrenzung von Drittverbrauchern ein (vgl. den 85-seitigen Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Messen und Schätzen bei EEG-Umlagepflichten). Im Zusammenhang mit der Eigenversorgung ist weiterhin zu beobachten, dass häufig eine Optimierung der Anlage dahingehend erfolgt, dass der Anteil der Einspeisung möglichst gering und der Anteil der Eigennutzung möglichst hoch ist. Dies führt zu einer Unterdimensionierung und der nicht vollständigen Ausnutzung von Dachflächenpotenzialen.

169. In den ersten Bundesländern (Hamburg und Baden-Württemberg) wurde eine PV-Pflicht für Neubauten beschlossen (Baden-Württemberg: nur Nichtwohngebäude und Parkplätze) oder angekündigt (Schleswig-Holstein). Damit erhoffen sich die Länder einen stärkeren Ausbau der Photovoltaik. Denkbar wäre, eine bundesweite PV-Pflicht analog zu den Regelungen im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz), einzuführen.

170. Im Bereich der Offshore-Windenergie werden laut der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Agora Energiewende, 2020b) Ausbausteigerungen um bis 5 GW ausgehend vom aktuell im EEG vorgesehenen Zielwert von 20 GW für 2030 antizipiert. Schon das Erreichen des bisherigen Ziels für 2030 setzt eine deutliche Beschleunigung der Raumplanung für den Offshore-Windenergieeinsatz voraus (Deutsch, 2020) und gilt somit einmal mehr bei einer Zielausweitung. Da bis 2050 allein in den deutschen Teilen der Nordsee Potenziale von 50 bis 70 GW mit einer Erzeugung von 200 bis 280 TWh/a für erschließbar gehalten werden, erscheint eine Erhöhung der Zielsetzung für 2030 nicht ausgeschlossen. Bei der Planung sind jedoch weitere Aspekte wie die gegenseitige Beeinflussung von Offshore-Windparks bezüglich der Windanströmung zu beachten, um nicht deutliche Effizienzverluste und rückläufige Volllaststundenzahlen – Modellrechnungen zeigen potenzielle Rückgänge von 4.000 auf bis zu 3.000 Volllaststunden – hinnehmen zu müssen. Deshalb ist gerade in diesem Kontext eine länderübergreifende Kooperation erfolgsentscheidend. Aus deutscher Sicht betrifft sie mindestens die Nord- und

Ostsee-Anrainerstaaten, die über eine intensive Zusammenarbeit die Winderträge und Volllaststunden ihrer Offshore-Windparks maximieren sollten.

171. Für die Windenergie an Land werden aufgrund der oben geschilderten Situation bis 2030 kaum zusätzlich erschließbare Potenziale gesehen, so dass es fraglich erscheint, ob diese ambitionierteren Zielsetzungen allein im nationalen Kontext erreicht werden können. Die Expertenkommission spricht sich an dieser Stelle deutlich für das Ergreifen weiterer Maßnahmen aus, die das Erreichen der Ziele auf nationaler Ebene unterstützen, plädiert aber ergänzend hierzu auch für eine stärkere europäische Kooperation.

172. Denn um robuste Wege zur Zielerreichung zu eröffnen, bedarf es neben den laufenden Aktivitäten auf den nationalen Ebenen verstärkt der Nutzung weiterer Optionen. Hierzu gilt es gemeinsam mit den europäischen Partnern Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und/oder vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. So sind beispielsweise grenzüberschreitende Ausschreibungen für die Förderung von erneuerbarem Strom bislang nur mit Ländern möglich, mit deren Stromnetz eine unmittelbare Verknüpfung besteht. Dies wirkt kontraproduktiv, auch weil keine Anrechnung auf den erneuerbaren Stromanteil desjenigen Landes erfolgt, das die Kosten der Förderung trägt.

173. Eine Einbeziehung internationaler Ausbauoptionen darf dabei keinesfalls die Ambitionen des inländischen Ausbaus schwächen. Die Entwicklung von Fördermechanismen wie kombinatorischen Auktionsmechanismen auf europäischer Ebene – sofern der CO_2-Preis im ETS nicht die notwendigen Anreize schafft – können den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß des Green Deal beschleunigen helfen. Aktuell trägt die Vielzahl der unterschiedlichen Förderinstrumente innerhalb der Mitgliedsstaaten zwar deren Diversität Rechnung, erscheint aber für die avisierte hohe Ausbaudynamik in ganz Europa eher hinderlich. Daher sollten, zumindest für den durch den Green Deal erforderlichen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, gemeinsame Fördermechanismen in Betracht gezogen werden, die die europaweiten Erfahrungen beispielsweise mit Contracts for Difference sowie grenzüberschreitenden und technologieneutralen Ausschreibungen berücksichtigen. Kombinatorische Auktionsmechanismen (vgl. unten) könnten eine attraktive Möglichkeit sein, verschiedene regionale Ausbauziele und Rahmenbedingungen bei gleichzeitigem Wettbewerb zwischen Regionen zu erreichen. Wichtig sind in diesem Kontext auch die Transparenz der Regelungen, möglichst einheitliche Regelungen bezüglich der Flächenkulissen, mögliche (finanzielle) Teilhabemöglichkeiten für die betroffene Bevölkerung vor Ort und die Aktivierung gemeinsamer gesellschaftlicher Werte für den Green Deal. Durch den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale in den einzelnen Mitgliedsstaaten. Gerade im Zuge der Corona-Krise erscheint ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als „No-Regret“-Strategie. Sowohl Anlagenhersteller als auch deren Zulieferer erhalten eine planbare Zukunftsperspektive, Lieferketten innerhalb Europas können gefestigt oder neu etabliert werden, so dass auch eine stärkere Absicherung gegen zukünftige Krisen erfolgt. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen ermöglicht regionale Wertschöpfung und zukunftssichere Beschäftigung. Gerade Teilhabeoptionen können in Krisenzeiten eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der Gesellschaft darstellen. Deshalb sollten die Weichen für den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den Green-Deal-Zielsetzungen auch europäisch gestellt und die zur Bewältigung der Corona-Krise angestrebten Konjunkturprogramme explizit hierfür genutzt werden.

5 Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung

Das Wichtigste in Kürze

Mit den Innovationsausschreibungen möchte die Bundesregierung neben einer technologieneutralen Ausgestaltung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten erproben, die zu mehr Wettbewerb und mehr Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen. In der ersten Ausschreibungsrunde dominierten Photovoltaikanlagen und Kombinationen aus Photovoltaikanlagen und Speichern. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist, empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen nach der Durchführung weiterer Runden zeitnah zu evaluieren. Im Bereich der Offshore-Windenergie wurde diskutiert, wie Zuschläge vergeben werden sollen, wenn alle Bieter Gebote von Null abgeben und kein klares Differenzierungskriterium für die Zuschlagserteilung vorliegt. Hier wurde das Losverfahren festgelegt und keine der beiden diskutierten Optionen Contracts for Difference oder zweite Gebotskomponente umgesetzt. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben.

Die regionale Steuerung des EE-Ausbaus erfolgte bislang vorrangig über das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell für die Windenergie an Land. Im EEG 2021 wird die sog. Südquote als steuerndes Element das „Netzausbaugebiet“ ersetzen um u. a. einen besser mit dem Netzausbau synchronisierten EE-Ausbau zu erreichen. Es bleibt offen, ob sich die Problematik der regionalen Steuerung des Zubaus so lösen lässt, da dem Ausbau im Süden Deutschlands derzeit vor allem genehmigungsrechtliche Hürden und restriktive Abstandsregeln im Weg stehen. Zudem wäre eine Weiterentwicklung der regionalen Steuerung wünschenswert, die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten bei der Allokationsentscheidung berücksichtigt. Dadurch würden Windenergiestandorte unter Umständen dichter an Lastzentren heranrücken. Hierfür bedürfte es aber einer regional differenzierten Förderung z. B. durch ein regional differenziertes, erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen oder ein kombinatorisches Auktionsverfahren, das eine standortbezogene Differenzierung der Zuschlagspreise ermöglicht und so die Standortwahl ohne Einschränkung des Wettbewerbs verbessert.

Mit Power Purchase Agreements entwickelt sich ein Instrument für die Marktintegration von erneuerbarem Strom ganz außerhalb der EEG-Förderung - bei der Windenergie vorrangig beim Weiterbetrieb von Anlagen nach dem Auslaufen der EEG-Förderdauer, bei Photovoltaik-Großanlagen bereits als das zentrale Finanzierungsinstrument. Dies sollte durch eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen unterstützt werden. Von besonderer Bedeutung ist hierbei ein verlässlich hoher CO_2-Preis durch verbindliche ambitionierte Klimaschutzziele.

Entscheidend für das Erreichen der Ausbauziele unabhängig vom Ambitionsniveau ist die gesellschaftliche Akzeptanz von EE-Anlagen. Diese ist in Deutschland grundsätzlich hoch. Der überwiegende Teil der Bevölkerung bildet dabei eine schweigende Mehrheit, nur wenige leisten aktiven Widerstand gegen EE-Projekte. Um Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit dauerhaft zu gewährleisten und die schweigende Mehrheit akzeptanzsteigernd zu aktivieren, muss Vertrauen und Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren hergestellt werden. Anwohner sollten frühzeitig in entsprechende Planungs- und Genehmigungsverfahren einbezogen werden, um ihnen ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungsprozess zu vermitteln (Verfahrensgerechtigkeit). Finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten, wie erstmals im EEG 2021 verankert, stellen gleichzeitig sicher, dass Anwohner vom wirtschaftlichen Nutzen der Anlage vor Ort profitieren (Verteilungsgerechtigkeit).

174. Im vorliegenden Kapitel werden ausgewählte Aspekte betrachtet, die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung allenfalls erwähnt, jedoch nicht in der Tiefe beleuchtet werden, aus Sicht der Expertenkommission aber sehr relevant bei der Weiterentwicklung des Förderrahmens sind. Zunächst werden die Innovationsausschreibungen des EEG und anschließend die Weiterentwicklung der Marktprämie für Offshore-Windenergieanlagen diskutiert. Letztere ist bedauerlicherweise im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung nicht erwähnt, auch wenn das WindSeeG dort thematisiert wird. Anschließend werden regionale Komponenten bei der EE-Förderung und kombinatorische Auktionen angesprochen. Weiterhin wird mit Power Purchase Agreements ein Thema analysiert, das in zunehmendem Maße – ergänzend oder gänzlich unabhängig von der EEG-Förderung – Bedeutung bei der Finanzierung von neuen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien gewinnt. Der abschließende Teil des Kapitels widmet sich dem wichtigen Thema Akzeptanz.

5.1 Innovationsausschreibungen

175. Mit den Innovationsausschreibungen sollen gemäß der Zielsetzung der zugrundeliegenden Verordnung neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten erprobt werden, mit dem Ziel mehr Wettbewerb und eine höhere Netz- und Systemdienlichkeit zu erreichen. Weiterhin sollen die Funktionsweise und Wirkungen von technologieneutralen Ausschreibungen getestet werden. Kernelemente der Verordnung sind die technologieoffene Förderung von Anlagenkombinationen aus Erneuerbaren Energien und/oder Speichern (ab 2021 mindestens mit Wind an Land oder Photovoltaik, davor waren auch Einzelanlagen möglich) an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt, die Förderung durch eine fixe Marktprämie sowie eine Zuschlagsbegrenzung im Fall einer Unterzeichnung der Ausschreibung (so genannte endogene Rationierung).

176. Der Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien ähnelt den gemeinsamen Ausschreibungen im EEG 2017, bei denen Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen um Zuschläge konkurrieren[33]. In den Innovationsausschreibungen ist ab dem Jahr 2021 zusätzlich eine Voraussetzung, dass nur für Kombinationen aus erneuerbaren Energien bzw. erneuerbaren Energien und Speichern an einem gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt geboten werden darf. Die Anlagenkombinationen müssen weiterhin technisch so beschaffen sein, dass sie für mindestens 25 % ihrer installierten Leistung positive Sekundärregelleistung erbringen können. Dies gilt als erfüllt, wenn 25 % der installierten Leistung der Anlagenkombination auf eine Biomasseanlage, Geothermieanlage oder einen Speicher entfallen. In der im Jahr 2020 durchgeführten ersten Ausschreibungsrunde, in der auch Einzelanlagen zulässig waren, entfielen von 73 Zuschlägen immerhin 28 auf Anlagenkombinationen (davon 27 Zuschläge für Photovoltaik-Anlagen mit Speicher und ein Zuschlag für Windenergieanlagen mit Speicher) (BNetzA, 2020). Es bleibt abzuwarten, welche Ausschreibungsergebnisse sich zukünftig im Zuge der generellen Anforderung, nur für Anlagenkombinationen zu bieten, zeigen. Dabei gilt es nicht zuletzt zu beobachten, ob sich die Dominanz der Photovoltaik in den gemeinsamen Ausschreibungen und der ersten Runde der Innovationsausschreibungen fortsetzt. So könnte eine Wiederbelebung des Windenergiemarktes, die ab 2022 auf moderate Ausschreibungsvolumina in den technologiespezifischen Ausschreibungen trifft, den technologieübergreifenden Wettbewerb zwischen Windenergie an Land und Photovoltaik in den Innovationsausschreibungen durchaus beflügeln. Vor allem an windreichen Standorten kann Strom aus Windenergieanlagen zu gleichen oder sogar niedrigeren Kosten produziert werden. Ferner stellt sich die Frage, ob und inwieweit mit der geltenden Anforderung (25 % der Leistung steuerbar) im tatsächlichen Anlagenbetrieb Vorteile hinsichtlich der Netz- und

[33] Die gemeinsamen Ausschreibungen werden mit dem EEG 2021 vollständig von den Innovationsausschreibungen abgelöst, für die die Volumina entsprechend erhöht werden. In beiden Ausschreibungsverfahren findet das so genannte Referenzertragsmodell keine Anwendung, das höhere/niedrigere anzulegende Werte für Windenergieanlagen an windärmeren/-reicheren Standorten regelt.

Systemdienlichkeit gegeben sind. Des Weiteren ist fraglich, inwieweit zukünftig tatsächlich Anlagenkombinationen aus mehreren erneuerbaren Energien angeboten werden. In der Praxis ist nämlich die gekoppelte, parallele Errichtung einer Photovoltaik-Anlage mit einer oder mehreren Windenergieanlagen mit verschiedenen Problemstellungen behaftet, insbesondere aufgrund der Unterschiede in den Planungs- und Genehmigungsverfahren sowohl inhaltlicher Art als auch die zeitliche Dauer betreffend. Deshalb dürfte es in der Praxis einfacher zu bewerkstelligen sein, eine bestehende Windenergieanlage oder einen Windpark mit einer Photovoltaik-Anlage zu ergänzen. Diesem Vorhaben steht jedoch entgegen, dass einerseits eine Förderung im Rahmen der Innovationsausschreibungen nicht möglich wäre, weil ein Anlagenteil (Windenergie) bereits in Betrieb genommen wurde bzw. dass andererseits die Fläche für eine Förderung der Photovoltaik-Anlage im Rahmen der EEG-Flächenkategorien zugelassen sein muss. Diesbezüglich könnten im Rahmen der Innovationsausschreibungen Verbesserungen ermöglicht werden, indem eine neue Flächenkategorie für Photovoltaik-Anlagen in einem definierten (engen) Umkreis von bestehenden oder neuen Windenergieanlagen geschaffen wird.

177. Ein weiteres Element der Innovationsausschreibungen ist die finanzielle Förderung über eine fixe Marktprämie. Im Gegensatz zur ansonsten im EEG gewährten gleitenden Marktprämie liegt das Strompreisrisiko vollständig beim Anlagenbetreiber. Dies führt zu erhöhten Kosten, weil sich die Anlagenbetreiber gegen dieses Risiko absichern müssen. Bezüglich der Diskussion einer Übernahme von Strompreisrisiken wird auf Kapitel 5.4 verwiesen, wo Für und Wider am Fall der Offshore-Windenergie im Hinblick auf eine Lösung mittels einer symmetrischen Marktprämie diskutiert werden.

178. Die Regelung, dass im Falle einer Unterzeichnung (d. h. Gebotsvolumen < Ausschreibungsvolumen) nur 80 % der gebotenen Leistung bezuschlagt wird, stellt – wie dies bereits zutreffend in der Begründung der Verordnung angeführt ist – „eine Form der nachträglichen Angebotsverknappung“ dar, die „in die Grundsätze des funktionierenden Markts eingreift“. Die Regelung könnte zu einer „Abwärtsspirale des Angebots“ führen und letztlich dem Gegenteil des ursprünglichen Ziels, Wettbewerb zu schaffen (Ehrhart, 2019). Eine Bewertung für Deutschland ist bisher aufgrund erst einer abgeschlossenen Ausschreibung und der Tatsache, dass die Regelung nicht zur Anwendung kam, nicht möglich. Ergebnisse aus Auktionen in der Schweiz und spieltheoretische Experimente legen jedoch nahe, dass sich der beschriebene Effekt einstellt (Hanke, 2020). In der Verordnungsbegründung wird die Nutzung der Regelung entgegen der bekannten Argumente damit begründet, dass für unterlegene Bieter Teilnahmemöglichkeiten in den anderen Ausschreibungen bestehen und somit nicht von einem Abwärtstrend auszugehen sei. Da die erste Innovationsausschreibung deutlich überzeichnet war (1.095 MW Gebote bei 650 MW Ausschreibungsvolumen), kam die Regelung in der Praxis bislang nicht zur Anwendung. Da erst eine Ausschreibungsrunde erfolgt ist und auf Basis dieser noch keine Schlüsse gezogen werden können empfiehlt die Expertenkommission, die zentralen Elemente der Innovationsausschreibungen (fixe Markprämie, endogene Mengenrationierung, Anforderungen an Netz- und Systemdienlichkeit) nach der Durchführung weiterer Runden zeitnah zu evaluieren.

179. Mit den Änderungen des EEG 2021 wird in der Innovationsausschreibungsverordnung das Anlagensegment der „besonderen Solaranlagen“ ergänzt. Diese umfassen Solaranlagen auf Gewässern (sog. Floating-PV), Solaranlagen auf Ackerflächen bei gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf der Fläche (Agrar-PV) und Solaranlagen auf Parkplatzflächen. Gemeinsames Merkmal der genutzten Flächen ist somit eine parallele, anderweitige Nutzung. Ab April 2022 wird dafür ein Volumen von 50 MW vorgehalten, welches vorrangig an Anlagenkombinationen mit besonderen Solaranlagen vergeben wird. Diese sind in ihrer Größe auf Leistungen zwischen 100 kW und 2 MW begrenzt. Die genaue Definition der jeweiligen Anlagensegmente erfolgt durch die Bundesnetzagentur bis Oktober 2021. Die Erprobung der Anlagenkonzepte in den Innovationsausschreibungen ist aus Sicht der Expertenkommission zu begrüßen, da diese dazu beitragen könnten, das künftige Ausbaupotenzial der Photovoltaik zu vergrößern. Perspektivisch kann dadurch ggf. der Druck beim Bau von PV-

Freiflächenanlagen etwas verringert werden, wenngleich in den nächsten Jahren ein möglichst hoher Zubau in allen PV-Segmenten notwendig ist. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Anlagenkonzepte mittelfristig vergleichbare Stromgestehungskosten zu etablierten Anlagensegmenten aufweisen und keine unerwünschten Effekte hinsichtlich Akzeptanz in der Bevölkerung und Naturschutzbelangen auftreten. Bei Solaranlagen auf Gewässern sollten deswegen nur künstliche Gewässer genutzt werden, die aus Natur- und Artenschutzsicht keinen besonderen Wert darstellen, bspw. aus Kiesabbau entstandene Baggerseen. Bei der Definition von Agrar-PV ist auf eine Abgrenzung zu gängigen PV-Freiflächenanlagen zu achten, um Gebote von Anlagen zu vermeiden, die der Intention der eigenständigen Ausschreibungskategorie entgegenstehen. So sollte bspw. die Beweidung mit Schafen oder die Nutzung von Flächen zur Heuernte nicht unter die intendierte landwirtschaftliche Nutzung fallen, da diese bei normalen PV-Freiflächenanlagen ebenfalls möglich ist und in der Praxis auch stattfindet. Auch vertikale Anlagenkonzepte sind in der Kategorie „besondere Solaranlagen“ in den Innovationsausschreibungen kritisch zu sehen, da diese in den normalen PV-Ausschreibungen wettbewerbsfähig sind und auch bereits Zuschläge erzielen konnten.

5.2 Regionale EE-Komponente bei der EE-Förderung

180. Zur regionalen Steuerung des EE-Ausbaus kamen im EEG 2017 vor allem das „Netzausbaugebiet“ und das Referenzertragsmodell zum Einsatz, beides für Ausschreibungen von Windenergieanlagen an Land. Die Definition des Netzausbaugebietes wurde so gewählt, dass dadurch der Ausbau der Windenergie in den Regionen nördlich der Netzengpässe begrenzt wird bis der Netzausbau es nicht mehr erfordert. Demnach sollten Windenergieanlagen an Land im Netzausbaugebiet, das die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg sowie den nördlichen Teil Niedersachsens umfasste, nur bis zu einer jährlichen Obergrenze von 902 MW einen Zuschlag erhalten. Dieser Ansatz des Netzausbaugebiets wird im EEG 2021 aufgehoben, da mit der „Südquote“ ein neues Instrument seine Aufgabe übernimmt. Laut § 36d EEG 2021 wird die Südquote wie folgt definiert: „Für eine verbesserte regionale Steuerung und damit für eine erleichterte Integration in das Stromversorgungssystem und eine Reduzierung der Systemkosten werden „Südquoten“ in den Ausschreibungen eingeführt (Südquote für Windenergieanlagen an Land in Höhe von 15 % in den Jahren 2022 bis 2023 und 20 % ab dem Jahr 2024; Südquote für Biomasseanlagen in Höhe von 50 %).“ Wie zuvor schon erwähnt, soll das bisherige Referenzertragsmodell auch im EEG 2021 weiterverwendet werden. Dabei erhalten Bieter für Anlagen an Standorten mit einem schlechteren Ertragswert einen positiven Korrekturfaktor, sodass vergleichbare Wettbewerbsbedingungen in Bezug auf einen Referenzstandort herrschen. Im EEG 2021) erfolgt eine Anpassung des Referenzertragsmodelles in § 36h Absatz 1 durch die Absenkung der Untergrenze für einen Ausgleich der Standortqualität auf 60 % (statt bisher 70 %).[34] Da das Referenzertragsmodell vorrangig auf das Erreichen eines bundesweit verteilten Zubaus und die Kappung von übermäßig hohen Renditen an sehr guten Standorten zielt, ist lediglich die Windhöffigkeit des Standortes der Anlage ausschlaggebend für die Einstufung der Anlage, während ihre Netzdienlichkeit unberücksichtigt bleibt.

181. Aus Sicht der Expertenkommission sollten Netzausbau- und Bewirtschaftungskosten künftig einen stärkeren Einfluss auf die Allokationsentscheidung haben. Das Referenzertragsmodell bewirkt zwar, dass Anlagen im Süden Deutschlands eine Besserstellung erfahren, diese Besserstellung gilt aber ebenso für windschwache Standorte im Norden Deutschlands (solange ein weiterer Ausbau dort nicht durch das Netzausbaugebiet verhindert

[34] Auch bei Kleinwindanlagen wird im EEG 2021 für die Berechnung des anzulegenden Wertes angenommen, dass ihr Ertrag 60 % des Referenzertrages beträgt (EEG 2017: 70 %).

wird). Für eine stärker netzdienlich ausgerichtet regionale Steuerung eignet sich das Referenzertragsmodell insofern nicht.

182. Die Diskussion der Ausschreibungsergebnisse in Kapitel 4.1 und erste Auswertungen in Windguard (2019) deuten darauf hin, dass größere Teile des Ausbaus nicht von der ausgleichenden Wirkung des Referenzertragsmodells erfasst sind, wovon vor allem Standorte im Süden betroffen sind. Dies kann sich mit Absenkung des Referenzstandortes von 70 % auf 60 % allerdings ändern, weil insbesondere im Süden ein Teil der bezuschlagten Anlagen unter der bisherigen Grenze lag und deren Standort somit gar nicht angemessen berücksichtigt werden konnte. Daher ist es wichtig für die Bundesregierung, die Entwicklungen nach Einführung der neuen Untergrenze gut zu überwachen, um schnell reagieren zu können, wenn dadurch Fehlentwicklungen induziert werden. Besser noch wäre allerdings eine weitere Überarbeitung des Instruments, um damit effizientere Anreize hin zu einem netzdienlichen EE-Ausbau zu schaffen.

183. Grimm et al. (2017) und Monopolkommission (2017) zeigen, dass ein EE-Zubau, der die Netzsituation berücksichtigt und einen großen Teil des Zubaus (auch Wind) verbrauchsnah in Süddeutschland realisiert, zu substanziellen Wohlfahrtsgewinnen führen kann. Die Effizienzgewinne resultieren u. a. aus einer deutlichen Reduktion der Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement. Allerdings erfordert ein solcher regional differenzierter Ausbau eine regional differenzierte Förderung für EE-Anlagen, die den Anlagenbetreibern an den unterschiedlichen Standorten die nötigen finanziellen Anreize für die Investition geben. Dies könnte beispielsweise über eine regionale Ausschreibung der Kapazitäten geschehen. Eine zielgerichtet verbrauchsnahe Ansiedlung würde allerdings erfordern, viele kleine Regionen zu definieren, in denen dann die Wettbewerbsintensität in entsprechenden Ausschreibungen zu gering wäre (Bichler et al., 2020). Die Südquote ist in dieser Hinsicht nicht zielführend, da sie ein zu großes Gebiet definiert und nicht geeignet ist, verbrauchsnahe Ansiedlungen herbeizuführen. Alternativ könnte eine Regionalkomponente in Form eines regional differenzierten, erzeugerseitigen Netzentgelts für EE-Anlagen (eine sogenannte EE-Regionalkomponente) genutzt werden. Eine solche Differenzierung der Betreiberkosten an unterschiedlichen Standorten wäre geeignet, eine regionale und systemdienliche Verteilung der Anlagen zu erreichen, ohne dass Wettbewerbsprobleme im Rahmen der Ausschreibungen selbst resultieren.

184. Sollte der Regulierer zukünftig neben dem Netzausbau auch vermehrt über regionale Fördermechanismen für den EE-Ausbau entscheiden, ist eine koordinierte Planung und ein synchronisierter Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau anzustreben, insbesondere mittel- und langfristig (vgl. auch die Diskussion zu einer koordinierten Planung von Netz- und EE-Ausbau in Kapitel 6). Dies deckt sich auch mit der Forderung nach einem synchronisierten Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau im Aktionsplan Gebotszone (vgl. BMWi, 2020). Dementsprechend kann durch einen über Deutschland besser verteilten Ausbau der erneuerbaren Energien der Transportbedarf im Übertragungsnetz reduziert werden. Zur besseren Synchronisierung zwischen Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen und Netzausbaufortschritten wird deshalb das 20-GW-Ausbauziel für Windenergie auf See bis 2030 daran geknüpft, dass die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden können (vgl. WindSeeG vom 3. Dezember 2020, §1 (2)).

5.3 Kombinatorische Auktionen als alternatives Ausschreibungsdesign

185. Aus den vorhergehenden Ausführungen wird deutlich, dass die aktuellen Auktionen für Windenergie an Land mit diversen Problemen behaftet sind. Insbesondere vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.3.2. angesprochenen Effizienzgewinne im Gesamtsystem durch bessere Standortwahl der EE-Anlagen lohnt es sich, über

alternative Auktionsformate zur Erreichung einer regional differenzierteren Verteilung der Anlagen nachzudenken.

186. Bichler et al. (2020) vergleichen vor diesem Hintergrund eine Reihe von alternativen Ausschreibungsdesigns für Windkraft an Land in Deutschland mit Hilfe von Simulationen mit dem aktuell verwendeten Verfahren mit Blick auf das Marktergebnis. Ausgewertet werden Simulationen verschiedener Auktionen hinsichtlich der Zuschlagswerte, der regionalen Verteilung der Windanlagen sowie der Komplexität und Umsetzbarkeit der verschiedenen Auktionsformate. Die mögliche Bietervielfalt wird durch eine Unterscheidung zwischen großen Bietern und kleinen Bietern (Bürgerenergiegesellschaften, BEG) berücksichtigt, die entweder Regionen-übergreifend aktiv sind (große) oder nur regional (BEG). Darüber hinaus werden regional differenzierte Investitionskosten für Anlagen betrachtet, welche die landschaftlichen Unterschiede abbilden sowie potentielle Synergieeffekte bei großen Bietern im Falle des Zuschlags für mehrere Standorte. Letztere beschreiben mögliche Kosteneinsparungspotenziale von Bietern, wenn diese mehrere Anlagenprojekte in denselben oder benachbarten Bundesländern bzw. innerhalb Deutschlands realisieren. Optimale Anlagen-Standorte werden aus Systemsicht gemäß der Diskussion in Kapitel 5.3 identifiziert.

187. Bichler et al. (2020) vergleichen insgesamt vier verschiedene Auktionsformate, a) das aktuell gültige Verfahren mit Referenzertragsmodell, b) eine nationale Auktion ohne jegliche regionale Differenzierung, c) regionale Auktionen in den einzelnen Bundesländern, die eine relativ ausgewogene Verteilung der Anlagen sicherstellt und d) ein kombinatorisches Auktionsformat, das ebenso eine systemdienliche Verteilung der Anlagen gewährleistet, aber durch ein bundesweites Auktionsformat mehr Wettbewerb zwischen allen Bietern ausnutzen kann.

188. Das *nationale Referenzertragsmodell*-Auktionsdesign beschreibt den aktuellen Status Quo der deutschen Windauktionen. Für dieses Design werden die aktuell in Deutschland geltenden Regeln für Windauktionen simuliert, inkl. dem Referenzertragsmodell. Erfolgreiche Bieter erhalten somit eine Vergütung, die entsprechend der relativen Standortqualität angepasst wird. Wie zu erwarten zeigt sich, dass dies zwar Standortnachteile mit Blick auf Windhöffigkeit ausgleichen kann, sich jedoch keine Anreize, Anlagen an systemdienlichen Standorten zu errichten ergeben. Vielmehr werden windärmere Standorte ungeachtet ihrer Systemdienlichkeit bevorzugt. Eine Variante ohne Referenzertragsmodell ergibt zwar einen geringeren Subventionsbedarf, gleichzeitig resultiert aufgrund der Konzentration der Anlagen im Norden ein hoher Bedarf für Leitungsausbau, Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen, was langfristig hohe Kosten impliziert.

189. Bichler et al. (2020) simulieren zwei Varianten, die explizit darauf abzielen, eine lastnahe Verteilung der Anlagen zu erreichen. Im *regionalen* Design werden einzelne Auktionen für jedes der 16 deutschen Bundesländer analysiert, wobei pro Bundesland und Jahr eine Auktion durchgeführt wird. Alle 16 regionalen Auktionen werden gleichzeitig durchgeführt. Für die regionalen Auktionen wird die von Grimm et al. (2017) und der Monopolkommission (2017) ermittelte systemdienliche EE-Anlagenkonfiguration zugrunde gelegt und der entsprechende Anteil in jedem Bundesland separat ausgeschrieben. Innerhalb jeder Region werden zuerst die windhöffigsten Standorte ausgewählt. Dieses Verfahren erreicht zwar sicher die erwünschte regionale Verteilung der Anlagen. Regionale Ausschreibungen bergen jedoch aufgrund der teilweise geringen Größe der Bundesländer ein Risiko für geringen Wettbewerb und somit Anreize zu strategischem Verhalten der Bieter.

190. Beim *kombinatorischen* Auktionsdesign werden, wie im *regionalen* Design, in jeder Region entsprechend einer Quote die auszuschreibenden Kapazitäten festgelegt, aber in einer einzigen landesweiten Auktion versteigert. Auf diese Weise entsteht Wettbewerb zwischen den Bietern über die Grenzen der Bundesländer hinweg, während in jedem Bundesland die optimalen Kapazitäten vergeben werden. Dieses Design erlaubt auch Paketgebote, d. h. Bieter können Gebote auf mehrere Projekte an unterschiedlichen Standorten gleichzeitig abgeben.

Kostensenkungspotenziale werden so effektiv ausgeschöpft, da Bieter mögliche Synergien verschiedener Anlagenprojekte an unterschiedlichen Standorten in ihren Geboten berücksichtigen können. So können Skaleneffekte bereits bei der Gebotsabgabe eingepreist werden. Dies reduziert zum einen die Unsicherheit der Bieter, ob Synergien realisiert werden können und senkt zum anderen gleichsam die Zuschlagspreise. Die Zuschlagserteilung erfolgt so, dass die mit Blick auf Energieerzeugung und Zuschlagswerte effizientesten Kombinationen von Projektportfolios ausgewählt werden, wobei die ausgeschriebene Kapazität pro Bundesland eingehalten wird. Die resultierende Anlagenverteilung ist effizient und subventionsminimierend. Durch die im Auktionsverfahren implementierten regionalen Quoten ergeben sich regionale Preisunterschiede. Kombinatorische Auktionen werden bereits für Spektrum-Auktionen, Beschaffung in der Industrie oder der Logistik eingesetzt, um Wettbewerb zu erhöhen aber gleichzeitig zusätzliche Nebenbedingungen, z. B. bezüglich der Allokation, berücksichtigen zu können.

191. Es zeigt sich, dass eine bessere regionale Verteilung der Anlagen zu höheren Zuschlagswerten in den Auktionen selbst führt. Dies ist nicht überraschend, da nicht Anlagen an den windhöffigsten Standorten bezuschlagt werden, sondern an Standorten, die näher an Nachfragezentren liegen und somit höhere Vergütungssätze nötig sind, um die Anlagen rentabel betreiben zu können. Eine Entlastung entsteht im Gegenzug durch kurzfristig geringere Redispatchkosten sowie langfristig geringere Netzausbaubedarfe.

192. Mit zunehmenden Synergieeffekten großer Bieter bei Bezuschlagung mehrerer Anlagen gewinnt die kombinatorische Auktion noch mehr an Attraktivität. Durch die Möglichkeit von Paketgeboten, in denen die Synergieeffekte gefahrlos eingepreist werden können, sinken die Zuschlagswerte auf ein Niveau, das schon für geringe Synergieeffekte die Höhe der Zuschlagswerte des aktuell geltenden, *nationalen REM* Designs erreicht. Im Gegensatz zum Referenzertragsmodell-Design werden im *kombinatorischen* Design jedoch netzdienliche Standorte für die Windanlagen gewählt, was sich zusätzlich wohlfahrtssteigernd auswirkt, da über die Auktion hinaus Systemkosten eingespart werden. Die langfristigen Kosteneinsparungen, die sich aus dem geringeren Redispatch- und Netzinvestitionsbedarf[35] ergeben, sind dabei noch nicht in den Zuschlagswerten enthalten, sondern werden in den Jahren nach der Errichtung der Anlagen sukzessive eingespart. Das Potential für Kosteneinsparungen durch optimale EE-Standorte geht über die Systemsicherheitsmaßnahmen hinaus und wird in Grimm et al. (2017) auf ca. 2,6 Mrd. Euro p.a. geschätzt. Trotz vergleichbarer Zuschlagswerte würde das *kombinatorische* Auktionsdesign somit aufgrund der resultierenden Einsparungen in der Summe langfristig zu sehr viel niedrigeren Kosten führen als das aktuelle Verfahren.

193. Kombinatorische Verfahren scheinen zwar auf den ersten Blick komplex. Für den einzelnen Bieter sind sie jedoch oft strategisch einfacher als mehrere simultane oder aufeinanderfolgende Auktionen, in denen man oft auf Synergieeffekte spekulieren muss, die Gebote aber nicht darauf konditionieren kann. Eine Umstellung der Verfahren würde selbstverständlich die Klärung vieler Detailfragen erfordern und müsste gut vorbereitet werden, damit das Verfahren Akzeptanz erfährt und die Vorteile auch realisiert werden können.

5.4 Weiterentwicklung der Marktprämie für Windenergieanlagen auf See

194. In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen auf See haben in den Jahren 2017 und 2018 mehrere Akteure Null-Cent-Gebote eingereicht und damit erstmals auf eine direkte staatliche Förderung verzichtet.[36] Die

[35] Die Kosten hierfür übersteigen oft bei weitem eine Milliarde Euro pro Jahr (BNetzA/BKartA, 2020).

[36] Die kostenlose Bereitstellung des Netzanschlusses kann bei Windenergieanlagen auf See als eine Form der indirekten Förderung betrachtet werden (Maurer, 2020a). In den Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen nach Abschnitt 2 WindSeeG übernimmt der Staat zudem die Vorentwicklung der Flächen.

Projekte sollen sich vollständig über Erlöse am Strommarkt refinanzieren. Das Auftreten von Null-Cent-Geboten zwingt die Bundesregierung nun zum Handeln. Sollten in den ab 2021 startenden Ausschreibungen nach dem zentralen Modell mehrere Bieter für dieselbe Fläche Null-Cent-Gebote abgeben, fehlt ein wettbewerbliches Differenzierungskriterium. Das Los müsste entscheiden, wer den Zuschlag erhält. Während Politik, Wirtschaft und Wissenschaft das Losverfahren einstimmig ablehnen, besteht über die Alternativen Uneinigkeit. Zwei Modelle stehen im Fokus[37]:

- **Einführung einer zweiten Gebotskomponente**: Der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) (BT, 2020) sah die Einführung einer zweiten Gebotskomponente vor. Werden in einer Ausschreibung mehrere Null-Cent-Gebote eingereicht, startet ein zweites Gebotsverfahren, in dem die Bieter ihre Zahlungsbereitschaft für den Zuschlag offenlegen müssen. Mit der zweiten Gebotskomponente verpflichtet sich der Bieter zu einer jährlichen Zahlung an den Übertragungsnetzbetreiber. Der so genannte Offshore-Netzanbindungsbeitrag sollte die Netzentgelte senken und damit Verbraucher entlasten.
- **Übergang zu Differenzverträgen:** Kritiker der zweiten Gebotskomponente schlagen dagegen vor, die Förderung auf eine symmetrische Marktprämie umzustellen (vgl. u. a. May, 2018; BDEW, 2019; BWO, 2020). Während im aktuellen Fördersystem der gleitenden, asymmetrischen Marktprämie Markterlöse unterhalb des Zuschlagswerts aufgefüllt werden, Erlöse über dem Zuschlagswert jedoch beim Betreiber verbleiben, müssen im System der symmetrischen Marktprämie Markterlöse über dem Zuschlagswert an den Staat bzw. das EEG-Konto abgeführt werden. Man spricht daher auch von Differenzverträgen (im englischen Contract-for-Difference). Null-Cent-Gebote sind in diesem System faktisch ausgeschlossen.

195. Beide Modelle lösen grundsätzlich das Problem eines fehlenden wettbewerblichen Zuschlagskriteriums.[38] Der wesentliche Unterschied liegt in der Risikoallokation. Während die langfristigen Strompreisrisiken mit der Einführung der zweiten Gebotskomponente – ergänzend zur gleitenden, asymmetrischen Marktprämie – beim Anlagenbetreiber verbleiben, werden sie beim Übergang zu Differenzverträgen auf den Staat bzw. den Verbraucher übertragen. Nachfolgend werden die zentralen Vor- und Nachteile beider Systeme erörtert.

Mit dem Modell der zweiten Gebotskomponente würde die vollständige Marktintegration vorangetrieben.

196. In beiden Modellen ist der Anlagenbetreiber für die Vermarktung des erzeugten Stroms und die Einhaltung von Bilanzkreispflichten verantwortlich. Wie bisher kann der Betreiber diese Aufgaben entweder selbst erfüllen oder einen Dritten damit beauftragen, z. B. einen Direktvermarkter. Anreize zur effizienten Dimensionierung der Anlagen und zum effizienten Einsatz basierend auf Preissignalen des Marktes sind damit in beiden Modellen möglich (vgl. Enervis, 2020) – vorausgesetzt, die Marktprämie wird nicht wie in Großbritannien auf stündlicher, sondern auf monatlicher oder jährlicher Basis ermittelt. Bei der symmetrischen Marktprämie sind jedoch zusätzlich Anreize zur Abregelung bei (niedrigen) positiven Strompreisen zu beachten. Erwartet ein Betreiber in der laufenden Referenzperiode eine negative Marktprämie von z. B. minus 1 ct/kWh, hat er einen Anreiz, seine Anlage bei einem Strompreis von plus 1 ct/kWh (oder darunter) abzuregeln. Das Problem ließe sich

[37] Ein Modell wie in den Niederlanden, bei dem die Angebote beim Auftreten mehrerer Null-Cent-Gebote nach qualitativen Kriterien bewertet werden, steht in Deutschland derzeit nicht zur Diskussion.

[38] Das Modell der Differenzverträge schließt die Abgabe von Geboten mit identischen Gebotswerten zwar nicht aus, die Wahrscheinlichkeit hierfür ist jedoch deutlich niedriger als für Null-Cent-Gebote im heutigen System. Zudem sind Gebote mit identischen Gebotswerten in diesem Fall eher als „gleichwertig“ zu betrachten, so dass eine Entscheidung per Los in diesen Ausnahmefällen eher zu vertreten wäre.

jedoch grundsätzlich mit einer einspeiseunabhängigen negativen Marktprämie lösen, bei der die Einspeisung einer Referenzanlage für die Berechnung des Rückzahlungsbetrags herangezogen wird (vgl. BDEW, 2019; Neuhoff, 2020).

197. Mit der Übernahme langfristiger Strompreisrisiken und der diesbezüglichen Gleichstellung mit konventionellen Erzeugungsanlagen geht die Marktintegration im Fall der gleitenden asymmetrischen Marktprämie mit zweiter Gebotskomponente allerdings einen Schritt weiter. Oder anders ausgedrückt: Der Übergang zu Differenzverträgen, die Betreiber weitgehend von Strompreisrisiken abschirmen, würde einen Rückschritt in der Marktintegration bedeuten – und dies ausgerechnet bei den großen, i. d. R. finanzstarken Akteuren der Offshore-Branche. Durch die Kombination aus gleitender Marktprämie und zweiter Gebotskomponente können Akteure die Marktpreisrisiken grundsätzlich „schrittweise, freiwillig und in einem von ihnen selbst zu steuerndem Umfang“ (Maurer, 2020a) übernehmen. Bei der Abgabe von Null-Cent-Geboten wird zudem die Grünstromeigenschaft handelbar – häufig eine wichtige Voraussetzung für den Abschluss bilateraler Stromlieferverträge (so genannter Power Purchase Agreements, PPA) (EnBW, 2020).

Strompreisrisiken stärken marktbasierte Instrumente zum finanziellen Risikomanagement.

198. An der Börse gehandelte Future-Kontrakte und langfristige Stromlieferverträge können Marktpreisrisiken reduzieren und die Finanzierung von Projekten sichern. In einigen europäischen Märkten, wie z. B. Spanien, tragen PPA-Verträge schon heute substantiell zum EE-Ausbau bei (Huneke, 2020). Der deutsche PPA-Markt ist dagegen vergleichsweise jung (vgl. Abschnitt 5.5). Mit einer schrittweisen Übertragung der Strompreisrisiken auf die Betreiber von EE-Anlagen kann jedoch auch hierzulande ein leistungsfähiger Markt entstehen (EnBW, 2020). Dabei entfällt schon heute mehr als die Hälfte der vertraglich gebundenen Leistung auf Offshore-Windparks (Huneke, 2020).

199. Werden Stromerzeuger dagegen weitgehend von Preisrisiken abgeschirmt – wie im Fall der symmetrischen Marktprämie – entfällt für sie der Anreiz zum Abschluss von PPAs oder anderen Terminmarktprodukten. Den Stromverbrauchern fehlen dann passende Vertragspartner, um langfristige Absicherungsgeschäfte zu tätigen (Maurer, 2020a). Der Terminmarkt könnte so nach und nach austrocknen (Reitz, 2020). Dies gilt insbesondere dann, wenn das Modell der Differenzverträge auch auf andere Erzeugungstechnologien ausgeweitet wird – entsprechende Forderungen der anderen Sparten sind zu erwarten. Vor allem Industrieunternehmen würde damit zunehmend die Möglichkeit genommen, Preisrisiken eigenverantwortlich abzusichern. Eine Kombination aus Differenz- und Stromabnahmeverträgen könnte diesen Nachteil gegebenenfalls lindern. Industrieunternehmen und Versorger bekämen dabei das Recht zugesprochen, einen Teil der auktionierten Leistung zum ermittelten Preis im Rahmen von PPA-Verträgen zu übernehmen (BWO, 2020). Kritiker sehen darin jedoch einen Mechanismus, bei dem Gewinne privatisiert und Risiken sozialisiert werden, da die Allgemeinheit der Stromverbraucher dem Vorschlag zufolge das Kontrahentenausfallrisiko tragen müsste.[39]

Differenzverträge senken Kapital- und Transaktionskosten.

200. Die symmetrische Marktprämie entkoppelt die Erlöse während der Förderdauer von der langfristigen Strompreisentwicklung und macht sie damit besser kalkulierbar. Dies wirkt sich günstig auf die Finanzierung aus. Niedrigere Eigenkapitalquoten und geringere Risikoaufschläge beim Eigen- und Fremdkapital senken die mittleren Kapitalkosten (WACC). Eine Studie für den britischen Onshore-Markt schätzt den Kapitalkostenvorteil von Differenzverträgen gegenüber einem mit Preisrisiken behafteten Marktumfeld auf 1,4 bis 3,2 Prozentpunkte

[39] Vgl. Stellungnahme von C. Maurer beim energate Webtalk am 22. September 2020 (Maurer, 2020b)

(ARUP, 2018). Aufgrund der hohen Kapitalintensität haben die Finanzierungskosten einen relativ großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten von Offshore-Projekten. Nach Berechnungen für den deutschen Markt (Enervis, 2020) ließen sich die Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen, die zwischen 2026 und 2030 in Betrieb gehen, bei einer WACC-Senkung von 2 Prozentpunkten um 12 % reduzieren (Enervis, 2020). Zudem könnten Betreiber Transaktionskosten sparen, da die langfristige Erlös- und Risikobewertung sowie der aufwändige Abschluss von bilateralen Stromlieferverträgen (PPA) entfällt (Enervis, 2020).

201. Infolge der aufgrund geringerer Kapitalkosten niedrigeren Stromgestehungskosten fallen bei Differenzverträgen auch die Förderkosten im Erwartungswert niedriger aus – bzw. mögliche Rückzahlungen höher. Das Förderkostenrisiko, das sich aus der tatsächlichen Marktpreisentwicklung ergibt, trägt der Stromverbraucher, wobei EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis einen natürlichen Hedge bilden (Enervis, 2020). Dieser wird jedoch durch umfangreiche Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie in Teilen untergraben.

202. Der Kosteneffizienz auf der Erzeugungsseite stehen allerdings mögliche Zusatzkosten auf der Verbrauchsseite gegenüber, wenn der Staat vor dem Hintergrund eines schrumpfen Terminhandels (vgl. oben) auch dort Strompreisrisiken übernimmt und damit sozialisiert (Maurer, 2020b).

Differenzverträge erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit.

203. Um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, dass ein Projekt nach dem Zuschlag realisiert wird, müssen Bieter bei der Gebotsabgabe eine Sicherheit leisten. Die Höhe der Sicherheit beträgt nach § 21 WindSeeG 200 Euro pro Kilowatt. Um die Realisierungswahrscheinlichkeit durch die Einführung der zweiten Gebotskomponente nicht zu reduzieren, sieht der Gesetzentwurf der Bundesregierung (BT, 2020) die Zahlung einer Zweitsicherheit in Höhe von 10 % des zu zahlenden Offshore-Netzanbindungsbeitrags vor.

204. Eine Gewährleistung für eine 100-prozentige Realisierungsquote sind die Maßnahmen allerdings nicht. Verschlechtern sich die Kosten- oder Erlöserwartungen bis zur finalen Investitionsentscheidung deutlich und übersteigen die Mehrkosten bzw. Mindererlöse die Höhe der hinterlegten Sicherheiten, kann es für einen Bieter trotz der drohenden Pönalzahlung betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, sein Projekt aufzugeben. Mit der symmetrischen Marktprämie lässt sich dieses Risiko reduzieren, da die spezifischen Erlöse (Euro/MWh) während der Förderdauer feststehen und von der langfristigen Strompreisentwicklung entkoppelt sind (vgl. oben). Auch die Gefahr, dass Bieter dem „Fluch des Gewinners“ unterliegen, d. h. Erlöse zu hoch bzw. Kosten zu niedrig einschätzen und deshalb den Zuschlag erhalten, wird durch die symmetrische Marktprämie entschärft (Enervis, 2020). Der Übergang zu Differenzverträgen kann insofern einen positiven Beitrag zur effektiven Erreichung der Ausbauziele leisten (Enervis, 2020).

Differenzverträge stärken die Akteursvielfalt und Wettbewerbsintensität.

205. Nicht alle Akteure sind dazu in der Lage, berechtigt oder gewillt langfristige Strompreisrisiken einzugehen bzw. zu bewirtschaften. Dies gilt für große Versicherer und Pensionskassen, die speziellen Ratinganforderungen und Vorgaben der Finanzaufsicht unterliegen, ebenso wie für kleinere Stadtwerke (Schneider, 2020). Die Übernahme von Strompreisrisiken durch den Staat bzw. die Verbraucher kann nationale wie internationale Investoren anlocken und zu Akteursvielfalt und Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen beitragen (Enervis, 2020). Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass es im aktuellen Marktumfeld mit negativen Zinsen kaum an Kapital mangelt – weder bei Banken noch bei Investoren. Zumal das Interesse an grünen bzw. nachhaltigen Investments stetig wächst (Reitz, 2020). Darüber hinaus kann bei Großprojekten im Offshorebereich nicht derselbe Maßstab an Akteursvielfalt angelegt werden, wie dies mit dieser Begrifflichkeit im Onshore-Markt bisweilen gefordert

wird. Da keine unmittelbare Betroffenheit durch die Projekte auf See im Gegensatz zum Onshore-Markt gegeben ist, ist auch durch eine Beteiligung von kleineren Akteuren keine höhere Akzeptanz zu erwarten.

Fazit

206. Mit der Einführung der zweiten Gebotskomponente hätte die Bundesregierung die Marktintegration von Offshore-Windenergieanlagen weiter vorangetrieben und auf eine Stärkung marktbasierter Instrumente zum Risikomanagement gesetzt, während der Übergang zu einer symmetrischen Marktprämie einem Kurswechsel beim Thema Marktintegration gleichgekommen wäre. Denn die Übernahme von Strompreisrisiken bei Offshore-Wind wäre kaum zu rechtfertigen, wenn diese nicht auch bei Wind an Land und Photovoltaik erfolgte. Für die symmetrische Marktprämie sprechen eine höhere Kosteneffizienz (auf der Erzeugungsseite) und Effektivität bei der Erreichung der EE-Ausbauziele. Die Wahl des Instruments muss an den zugrundeliegenden Zielen orientiert werden; dies ist letztlich eine Abwägungsfrage seitens der Bundesregierung. Zwischenzeitlich wurde das Losverfahren festgelegt und damit keine der beiden im Fokus der Diskussion stehenden Optionen Contracts for Difference (CfD) oder zweite Gebotskomponente umgesetzt. Absehbar wird das Verfahren jedoch auf ein eindeutiges Differenzierungskriterium umgestellt werden müssen, wobei letztlich zwischen der Effektivität bei der Erreichung der Ausbauziele und der höheren Kosteneffizienz auf Erzeugungsseite abzuwägen sein wird. Die Expertenkommission spricht sich indes klar für die Einführung einer zweiten Gebotskomponente aus. Es ist nicht Aufgabe der Politik Marktrisiken zu eliminieren, sondern die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass keine regulatorischen Risiken entstehen und die Marktrisiken für die Marktteilnehmer kalkulierbar bleiben. Für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erscheinen Contracts for Difference in diesem Sinne nicht zielführend.

5.5 Power Purchase Agreements (PPA)

207. In der Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die erforderlichen Rahmenbedingungen und die vollständige Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in den Strommarkt nimmt die Bedeutung von Power Purchase Agreements (PPA) deutlich zu. Von einzelnen wird bereits die Position vertreten, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zukünftig ausschließlich über PPAs errichtet werden (Köpke, 2019), womit eine finanzielle Förderung aus dem EEG nicht mehr benötigt würde. Um dies einordnen zu können, bedarf es zunächst einer kurzen Hintergrundbetrachtung. Ein PPA oder eine „Stromkaufvereinbarung“ ist ein in der Regel langfristig angelegter Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer. Ausgehend von letzterem wird danach unterschieden, ob es sich um einen Stromverbraucher („Corporate PPA“) oder einen Stromhändler/-versorger („Utility PPA“) handelt. Ein PPA regelt alle Bedingungen der Stromlieferung zwischen den beiden Vertragspartnern, insb. Umfang der zu liefernden Strommenge, Preis, bilanzielle Abwicklung, Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Da es sich um bilaterale Verträge handelt, sind PPAs entsprechend flexibel bezüglich der Form und der individuellen Ausgestaltung, woraus sich eine große Vielfalt möglicher Vertragsvarianten ergibt.

208. PPAs bezeichnen also längerfristig angelegte Stromlieferverträge, die die Finanzierung von Stromerzeugungsanlagen absichern sollen. Die tatsächliche Rolle von PPAs in Deutschland ist im internationalen Kontext noch vergleichsweise gering (Öko-Institut, 2020), was auch darauf zurückzuführen ist, dass in Deutschland Anlagen, die eine Vergütung nach dem EEG in Anspruch nehmen, bislang einerseits keine zusätzliche Absicherung über PPAs benötigen, eine Vermarktung des Stroms an Dritte andererseits aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG auch gar nicht zulässig wäre (EWK, 2019). Mit PPAs können Marktpreisrisiken sowohl auf Seiten des Anlagenbetreibers als auch auf Seiten des Stromabnehmers reduziert werden, weshalb sie gerade bei großen

Stromverbrauchern und bei geplanten großen Investitionen in den Neubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung („Neuanlagen-PPA“) oder für den Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Förderung („Weiterbetriebs-PPA“) Anwendung finden. Bei Letzteren dient das PPA lediglich zur Absicherung der Weiterbetriebskosten und umfasst typischerweise eher kurze Vertragslaufzeiten (3 - 5 Jahre), während Neuanlagen-PPAs längere Vertragslaufzeiten (10 - 15 Jahre) erfordern und sowohl Investitions- als auch Betriebskosten absichern müssen.

209. Gerade das Segment der Weiterbetriebs-PPAs gewinnt in Deutschland insbesondere für Windenergieanlagen an Land rasant an Bedeutung, da ab dem Jahr 2021 für Anlagen mit einer Gesamtleistung von 3,8 GW und in den Folgejahren bis 2025 für weitere rund 10 GW die Förderung endet (vgl. Kapitel 4). Bei Photovoltaik-Anlagen ist die Anlagenleistung, für die die Förderung endet, mit rund 70 MW im Jahr 2021 und rund 1 GW bis zum Jahr 2025 (vgl. Kapitel 4) deutlich niedriger. PPAs im Sinne eines großvolumigen Stromabnahmevertrags mit Preisgarantie stellen für diese Anlagen keine Option dar, da es sich hierbei um Kleinst- und Kleinanlagen handelt. Daneben gibt es auch in Deutschland erste Neuanlagen, die über PPAs finanziert werden. Hierbei handelt es sich – von Offshore-Windparks abgesehen – ausschließlich um Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Diese Anlagen können mittlerweile Stromgestehungskosten realisieren, die zusammen mit den in den Jahren 2016 bis 2019 gestiegenen Marktwerten[40] Errichtung und Betrieb auch ohne Förderung erlauben. Ein starker Treiber ist insbesondere, dass im Fall der Errichtung der Anlagen außerhalb des Vergütungsregimes die im EEG geltenden Größenbeschränkung von bislang 10 MW nicht eingehalten werden muss. So können deutlich größere Anlagen realisiert werden, was wiederum die spezifischen Kosten sinken lässt. Bislang spielen diese Anlagen aber bezüglich des Zubauvolumens noch eine untergeordnete Rolle[41].

210. Neben der Nutzung von PPA beim Bau von Anlagen außerhalb des Förderregimes verringern Akteure ihr Risiko auch durch die Errichtung kombinierter Anlagen. Dabei wird ein Teil der Anlage mittels Zuschlag aus den Ausschreibungen realisiert, während der verbleibende Anlagenteil außerhalb des Förderregimes entsteht. In diesem Fall teilen sich die Teilprojekte wesentliche Kostenfaktoren (z. B. Netzanschluss, Erschließungskosten Fläche) und profitieren dabei von Skaleneffekten, ohne vollständig auf eine Förderung zu verzichten. Es gibt auch Konstellationen in denen der Förderanspruch aus einer gewonnenen Ausschreibung als Absicherung bzw. Rückfallposition dient, wenn ein PPA mit höherem Abnahmepreis abgeschlossen werden kann. Unter den aktuell schwierigen Bedingungen für die Projektentwicklung von Windenergieanlagen an Land spielen PPAs keine Rolle für die Umsetzung von Neuanlagen, nicht zuletzt, weil der fehlende Wettbewerb in den Ausschreibungen mit Geboten nahe am Höchstwert ein attraktiveres Preisniveau bietet als PPAs.

211. Zu den Treibern für die Entwicklung von PPAs zählt neben dem genannten Bedarf nach Lösungen auf Seiten der Betreiber von Stromerzeugungsanlagen auch die zunehmende Nachfrage nach Strom aus erneuerbaren Energien durch Industriekunden. Denn eine wachsende Anzahl von Unternehmen will oder muss als Bestandteil ihrer Corporate Social Responsibility und/oder aus strategischen Gründen ihren CO_2-Ausstoß deutlich reduzieren und mittel- bis langfristig Klimaneutralität in der Produktion erreichen. Hierbei stellt die Umstellung des Strombezugs auf „Grünstrom“ meist den ersten, bereits sehr wirksamen Schritt dar. Beispielhaft sei hier die Initiative „Renewable Energy 100“ (RE100) genannt, in der sich bereits über 200 Großunternehmen dazu verpflichtet haben, ihren Stromverbrauch so schnell wie möglich (jedoch spätestens 2050) zu 100 % aus erneuerbaren Energien

[40] Durch die im Zuge der Corona-Pandemie aufgetretenen, starken Preisrückgänge im Strom-Großhandel im ersten Halbjahr 2020 ist von einem kurzfristigen Rückgang von PPA-Abschlüssen auszugehen. Die zukünftige Entwicklung des PPA-Marktes hängt wesentlich von der Entwicklung der Preise im Strom-Großhandel ab.

[41] Für das Jahr 2019 wird von PPA-Abschlüssen im Umfang von rund 150 MW ausgegangen (Öko-Institut, 2020), für das Jahr 2020 wird von Neuinstallationen von rund 300 MW ausgegangen (PV Magazine, 2020).

zu beziehen[42] (RE100, 2020). PPAs[43] stellen hier eine mögliche Option dar, die auch in Deutschland bereits genutzt wird.

212. Zusammenfassend lässt sich konstatieren, dass sich mit PPAs ein nützliches Instrument für die Marktintegration von erneuerbaren Energien entwickelt, das die unterschiedlichen Interessen der Anbieter und der Nachfrager adäquat bedienen kann. Anbieter können sich langfristig gegen niedrige Strompreise absichern – eine wichtige Voraussetzung für die Finanzierung von Neuanlagen oder den Weiterbetrieb. Der Nachfrager sichert sich umgekehrt gegen hohe Strompreise ab und kann durch den nachgewiesenen Strombezug aus erneuerbaren Energien zudem seinen CO_2-Fußabdruck verringern. Daraus zu schließen, dass auf die EEG-Förderung bereits kurzfristig verzichtet werden könnte, wäre jedoch zu kurz gegriffen. Zunächst umfasst das für das Erreichen der Ausbauziele (mind. 65 % Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in 2030) erforderliche Anlagenspektrum auch Anlagen, die noch vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten aufweisen (Windenergie an Land an Standorten mittlerer Qualität, Photovoltaik-Dachanlagen). Eine Finanzierung dieser Anlagen über PPAs erscheint auch mittelfristig nicht abbildbar, so dass bei einem vollständigen Verzicht auf die finanzielle EEG-Förderung die Ausbauziele voraussichtlich nicht erreicht würden. Des Weiteren dient bei Neuanlagen der Abschluss eines PPAs dazu, Preis- und Mengenrisiken während der Vertragslaufzeit abzusichern. Dies ist jedoch nur dann gegeben bzw. wird bei fremdfinanzierten Anlagen nur dann von den finanzierenden Banken akzeptiert, wenn der Stromabnehmer über eine ausreichend hohe Bonität verfügt, was in der Regel nur bei Großunternehmern der Fall ist. Da langfristige Stromabnahmeverträge als Verbindlichkeiten eingestuft werden und sich durch den Abschluss eines PPA die Bonität des Stromabnehmers verschlechtert, steigen dessen Finanzierungskosten für sein Kerngeschäft (May, 2019).

213. Wenn aufgrund der Bonitätsfrage Corporate PPAs nur mit Großunternehmen geschlossen werden können, müsste in einer Welt ohne EEG der gesamte verbleibende Stromverbrauch neben dem Strombezug aus Bestandsanlagen sukzessive aus Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung bereitgestellt werden, die ohne Inanspruchnahme von Förderung von Energieversorgungsunternehmen (EVU) selbst gebaut oder im Rahmen von Utility-PPAs errichtet werden. Auch hier stellt sich die Frage, ob die Finanzierungsfähigkeit der EVUs bzw. deren Bonität ausreicht, um die benötigten Kapazitäten mit der erforderlichen Dynamik zu errichten. Da in diesem Fall vor allem die finanzstärksten Unternehmen zum Zuge kommen dürften, wäre ggf. mit einer Verringerung der Akteursvielfalt zu rechnen. Ein weiterer Aspekt ist, dass durch das höhere Ausfallrisiko des Stromabnehmers gegenüber einer staatlich garantierten Vergütung die Kosten der Projektfinanzierung steigen könnten, so dass sich die Transformation zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem verteuert (May, 2019).

214. Auch wenn vor diesem Hintergrund ein vollständiger Verzicht auf das bestehende Förderregime im EEG zugunsten des Marktinstruments PPA noch zu früh erscheint, sollten die Randbedingungen des Strommarktes dahingehend weiterentwickelt werden, den allmählichen Übergang, der über erste Neuanlagen ohne Inanspruchnahme der EEG-Förderung bereits begonnen hat, aktiv zu fördern. Das bestehende System sollte weiterhin einen Zubau ohne Inanspruchnahme der EEG-Vergütung bei passenden Bedingungen ermöglichen, gleichzeitig muss es jedoch auch das Erreichen der Zubauziele gewährleisten.

[42] Auch außerhalb der Initiative gibt es zahlreiche Beispiele hierfür: So streben bspw. Siemens und Bayer an, bis zum Jahr 2030 klimaneutral zu sein, die Deutsche Bahn will ihre Züge bis 2038 komplett mit erneuerbaren Energien betreiben, Bosch stellt seine 400 Unternehmensstandorte weltweit bis Ende 2020 klimaneutral und Daimler strebt bis zum Jahr 2038 die vollständige Klimaneutralität inklusive der Lebenszyklen seiner Produkte an.

[43] In Deutschland geht hierbei, im Gegensatz zu EEG-gefördertem Strom, die grüne Eigenschaft nicht verloren, was für Unternehmen einen Anreiz schafft, mit dem Abschluss des PPAs den Bau von EE-Anlagen zu ermöglichen.

215. Um diesen Übergang zu beschleunigen sollten Rahmenbedingungen für PPAs verbessert werden, so dass die Integration dieses Segments und damit der erneuerbaren Stromerzeugung in den Strommarkt schneller erfolgt. Mittelfristig würde dies durch höhere CO_2-Preise begünstig werden. Kurzfristig könnte die Umsetzung der beiden folgenden Empfehlungen einen deutlichen Impuls für den Abschluss von PPAs bedeuten: Stromintensive Unternehmen, die unter die „Carbon Leakage“-Definition fallen, erhalten im geltenden Rechtsrahmen für die Belastung ihres Strombezugs durch den CO_2-Preis im Rahmen des EU-ETS eine finanzielle Kompensation. Dies kann dem Abschluss von PPAs entgegenstehen, da im Falle eines PPAs der bezogene Strom CO_2-frei wäre und somit bei vergleichbaren oder leicht höheren Stromkosten die Gefahr bestünde, dass keine Ausgleichszahlung mehr erfolgt (BDEW, 2019). Eine temporäre Gleichstellung des Grünstrombezugs hinsichtlich der finanziellen Kompensation würde diesem Hemmnis entgegenwirken, auch wenn dies zunächst eine Doppelförderung darstellt. Bei der vertraglichen Ausgestaltung von PPAs besteht hinsichtlich der bei Neuanlagen notwendigen langen Laufzeiten eine gewisse Rechtsunsicherheit. Hier kann die Zulässigkeit aus wettbewerbsrechtlicher Sicht bei Verträgen mit Laufzeiten über mehr als fünf Jahre von der Vertragsgestaltung im Einzelfall abhängen (Hilpert, 2018). Durch die explizite wettbewerbsrechtliche Zulassung von längeren Laufzeiten für langfristige PPAs aus erneuerbaren Energien, könnte hier mehr Rechtssicherheit geschaffen werden (BDEW, 2019).

216. Die vom Bundestag verabschiedete Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses des Deutschen Bundestags zum EEG 2021 enthält in einem vorangestellten Entschließungsantrag verschiedene Forderungen, die auch Vorschläge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs beinhalten. Neben der bereits angesprochenen Strompreiskompensation bei industriellen Verbrauchern werden zinsgünstige (KfW-) Kredite, Abnahmegarantien bei Insolvenz des Stromabnehmers sowie steuerliche Anreize (günstige Abschreibungsmöglichkeiten bei Anlagen ohne EEG-Förderung, ermäßigte Stromsteuer) genannt. Diese werden nachfolgen kurz eingeordnet. Hinsichtlich der Kreditvergabe wird darauf hingewiesen, dass es am Markt, z. B. mit dem KfW-Programm 270, bereits Möglichkeiten für Kreditfinanzierung (auch) großer EE-Anlagen zu günstigen Konditionen gibt, die auch zur Finanzierung von PPA-Projekten genutzt werden. Die Finanzierung von PPA-Projekten ist demnach aktuell nicht wesentlich teurer, als dies bei EEG-Projekten der Fall ist (Eble, 2020). Jedoch richtet sich die Zinshöhe der Finanzierung generell bei allen Krediten nach der Bonität der Unternehmen (vgl. oben) und deren Erfahrung am Energiemarkt. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob PPAs das richtige Instrument sind, um eine CO_2-neutrale Stromerzeugung von Unternehmen mit geringerer Bonität und Erfahrung am Energiemarkt zu ermöglichen und der Staat somit einen Teil der Kreditrisiken übernehmen sollte, oder ob es nicht anderer Möglichkeiten bedarf, um den Grünstrombezug von kleinen und mittleren Unternehmen zu gewährleisten. Auch eine Abnahmegarantie bei Insolvenz des Stromabnehmers ist eine staatliche Übernahme von Marktrisiken, die vor dem eigentlichen Hintergrund der Forderung nach verbesserten Rahmenbedingungen von PPAs – nämlich dem marktgetriebenen Ausbau von erneuerbaren Energien – kritisch zu sehen ist. Sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko würden für den Anlagenbetreiber nicht mehr bestehen, wodurch die Abnahmegarantie einem Differenzvertrag (vgl. Ziffer 193) gleich kommt. Auch ohne Abnahmegarantie besteht für Anlagenbetreiber immer die Möglichkeit den Strom bei Insolvenz des Vertragspartners vorübergehend zu den jeweils aktuellen Preisen an den Strommärkten zu verkaufen, sodass ein vollständiger Ausfall von Erlösen ohnehin nicht stattfindet. Darüber hinaus besteht weiterhin die Möglichkeit ein neues PPA mit anderen Stromabnehmern zu schließen. Eine Ermäßigung bei der Stromsteuer ist insofern kritisch zu sehen, als diese Möglichkeit nur für PPA-Strom bestünde und PPAs als Möglichkeit des Strombezugs bislang nur großen Unternehmen mit hoher Bonität zur Verfügung stehen. Somit würde die Stromsteuerermäßigung eine zusätzliche Förderung von Industriestrompreisen darstellen, die mittleren Unternehmen nicht zur Verfügung steht.

217. Der Hauptantrieb für einen marktgetriebenen EE-Zubau und somit auch für PPAs ist ein Börsenstrompreisniveau, welches dauerhaft oberhalb der Stromgestehungskosten der EE-Anlagen liegt. Eine wesentliche Rahmenbedingung hierfür ist ein ausreichend hohes CO_2-Preisniveau. Flankierende Maßnahmen hierzu sollten

gegebenenfalls vorhandene gegenläufige Wirkungen bestehender Instrumente adressieren (vgl. Strompreiskompensation industrieller Verbraucher). Sie sollten jedoch keine neuen, zusätzlichen Instrumente mit weiteren Industrieprivilegien bzw. Ausnahmetatbeständen schaffen.

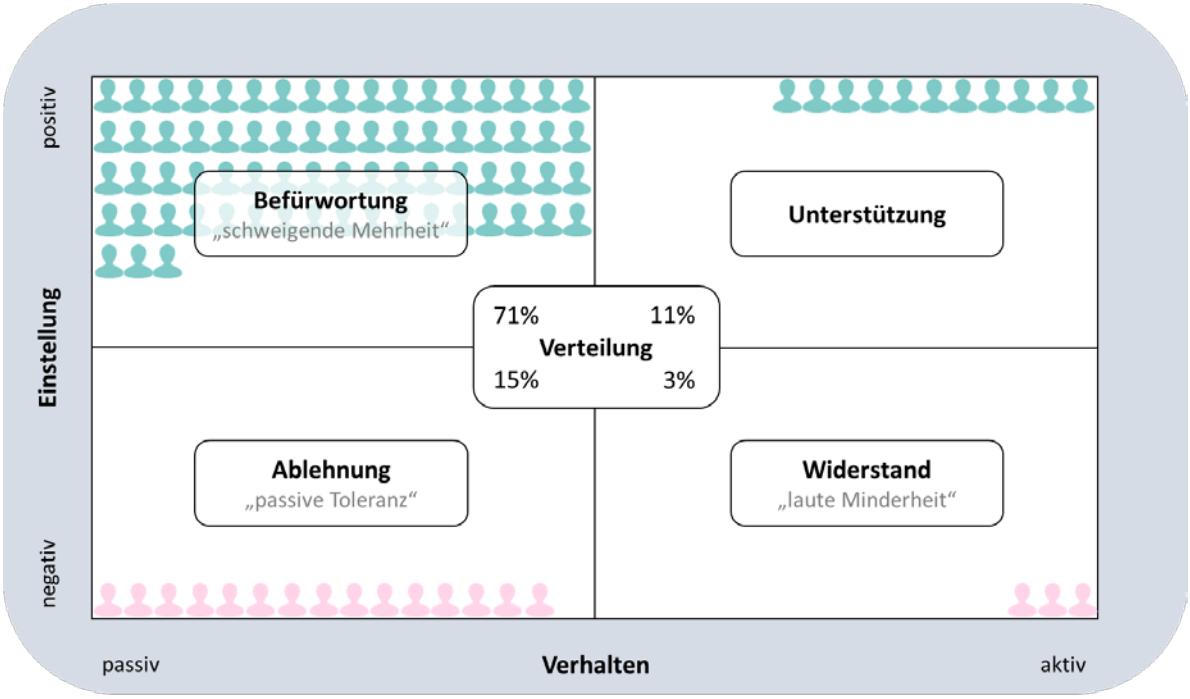
5.6 Akzeptanz

218. In der öffentlichen und politischen Diskussion hat das Thema Akzeptanz von Solarparks und Windrädern seit Beginn der Energiewende eine hohe Resonanz, was sich auch in der medialen Berichterstattung niederschlägt. Gerade vor dem Hintergrund des stockenden Ausbaus der Windenergie an Land wird gerne die fehlende Akzeptanz der lokalen Bevölkerung ins Feld geführt. Aus diesem Grund soll in diesem Abschnitt ein Überblick über die aktuelle Lage in Deutschland sowie die Akzeptanzforschung gegeben werden.

219. Akzeptanz kann grundsätzlich als das Fehlen einer deutlich wahrnehmbaren Opposition einem Projekt gegenüber definiert werden (Cohen et al., 2014). Gesellschaftliche Akzeptanz beschreibt eine vorwiegend positive Einstellung zu einem Thema in der Gesellschaft zu einem bestimmten Zeitpunkt, was sich z. B. durch eine derartige Meinungsäußerung oder durch Billigung ausdrückendes Verhalten äußert (Wüstenhagen et al. 2007, Kraeusel and Möst 2012). Allerdings muss die Einstellung der Gesellschaft einem Projekt gegenüber nicht ausschließlich positiv sein, damit dieses insgesamt akzeptiert wird. Die Ablehnung konkreter Anlagen im eigenen Umfeld bei gleichzeitiger, genereller Akzeptanz von Windenergie stellt nämlich keineswegs einen Widerspruch dar (Bell et al., 2005). Aus diesem Grund wird unterschieden zwischen einer generellen, gesellschaftlichen Akzeptanz und der Akzeptanz bei lokaler Betroffenheit, nach Wüstenhagen et al. (2007) auch lokale bzw. kommunale Akzeptanz, welche meist Gegenstand der aktuellen Akzeptanzdebatte ist. Diverse jüngste Studien und repräsentative Umfragen zeigen, dass mit über 80 % die große Mehrheit der deutschen Bevölkerung den Ausbau der Windenergie an Land akzeptiert und für wichtig hält (FA Wind 2019; AEE 2020; IASS 2020; Sondershaus und Bönisch 2020). Die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergieanlagen in Deutschland ist also grundsätzlich hoch.

220. Wo liegt also das Problem? Insbesondere vor Ort ist die Akzeptanz und Wahrnehmung von Planungsprozessen im Laufe der Zeit bis zur Inbetriebnahme Schwankungen unterworfen und besonders anfällig für Gerüchte und Meinungsmache. Werden Anwohner z. B. nur unzureichend über Projektentwicklungen informiert, kann dies selbst bei einer an sich positiven Einstellung zur Windenergie schnell zu Ablehnung eines konkreten Vorhabens führen. Wichtig ist vor diesem Hintergrund das Konzept der schweigenden Mehrheit. Dahinter steht die Einteilung der Bevölkerung entlang der Achsen Aktivität und Passivität sowie positiver bzw. negativer Einstellung in vier Kategorien (Schweizer-Ries et al. 2010): Befürwortung (passiv), Unterstützung (aktiv), Ablehnung (passiv) und Widerstand (aktiv). Verschiedene Studien und Umfragen kommen dabei zu dem Schluss, dass mit mehr als 70 % der überwiegende Teil der Bevölkerung passive Befürworter sind, d. h. eine schweigende Mehrheit bildet, während nur 3 % aktiven Widerstand gegen EE-Projekte leisten (Schweizer-Ries et al. 2010; Hildebrand und Renn 2019; Hübner et al. 2020). Diese „laute Minderheit“ schafft es jedoch durch Medienpräsenz sowie eine zunehmende Professionalisierung und Vernetzung der Proteste die schweigende Mehrheit zu übertönen (AEE 2020).

Abbildung 17: Verteilung auf Akzeptanzdimensionen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von Schweizer-Ries et al. (2010), Hildebrand und Renn (2019), Hübner et al. (2020)

221. Durch mediale Aufmerksamkeit für den Protest kann sich eine Überschätzung der Gegnerschaft und gleichzeitige Unterschätzung der Befürworter von konkreten Windenergie-Projekten ergeben (Local Energy Consulting 2020). Gerne werden bei den Protesten Argumente des Umwelt- und Artenschutzes vorgebracht, die nicht immer stichhaltig sind, die Bauvorhaben aber dennoch aufhalten. Ebenso werden mögliche gesundheitliche Beeinträchtigungen oder fallende Immobilienpreise in unmittelbarer Nähe zu Windanlagen ins Feld geführt. Letztere können vorwiegend bei sehr alten Gebäuden auf dem Land auftreten und nehmen bereits mit einem Abstand von mehr als 1km stark ab, wobei sich die Nähe zu einer Windanlage sogar wertsteigernd auswirken kann (Frondel et al. 2018). Für das Auftreten gesundheitlicher Beschwerden bei Anwohnern wie z. B. Schlafstörungen oder Kopfschmerzen wird von Windturbinen erzeugter Infraschall[44] verantwortlich gemacht (Pierpont 2009). Jedoch gibt es bislang keine wissenschaftlichen Belege dafür, dass Infraschall negative gesundheitliche Effekte hat oder das individuelle Wohlbefinden beeinträchtigt (Magari et al. 2014; Jalali et al. 2016). Die von Windturbinen erzeugte Schallemission kann zwar von Anwohnern in der Umgebung wahrgenommen werden, allerdings liegt beispielsweise die Infraschallbelastung in einem Auto um einiges höher (Bolin et al. 2011). Anwohner fühlen sich im Durchschnitt eher durch die Geräuschemission von Windenergieanlagen gestört, wenn sie eine negative Einstellung zu den Anlagen haben (Pedersen et al. 2009). Geräuschemissionen werden als weniger störend wahrgenommen, wenn die Anwohner finanziell von den Anlagen profitieren (McCunney et al. 2014).

[44] In der Natur hat Infraschall verschiedene Ursachen, wie zu Beispiel Wind oder Seegang. Auch im menschlichen Körper kann Infraschall durch den Herzschlag oder die Atmung entstehen. Genauso kann Infraschall menschgemacht sein und z. B. durch industrielle Prozesse, Fahrzeuge oder Klimaanlagen erzeugt. Infraschall ist ein natürliches Phänomen, das nicht per se gesundheitsgefährdend ist (Leventhall 2006, Salt und Hullar 2010).

222. Für die Akzeptanz vor Ort sind somit die persönliche Einstellung sowie die Wahrnehmung des Projektes besonders wichtig. Vorausschauende Kommunikation und Transparenz kann dabei Vorbehalte von vorn herein wirksam ausräumen. Dabei gilt es in erster Linie, durch Verfahrensgerechtigkeit Vertrauen zu schaffen, sowie Transparenz zwischen den beteiligten Akteuren herzustellen. Den Anwohnern kann beispielsweise durch geeignete Beteiligungsmöglichkeiten und transparente Informationsbereitstellung ein Gefühl der Selbstwirksamkeit im Entscheidungs- und Planungsprozess vermittelt werden. Dies kann im Rahmen von regelmäßigen, transparenten und extensiv dokumentierten Treffen und Aktivitäten erfolgen, die in einer Atmosphäre gegenseitigen Respekts und Vertrauens stattfinden (Scherhaufer et al. 2018). Wichtig sind in diesem Zusammenhang sowohl Offenheit gegenüber den Wahrnehmungen, Ängsten und Ideen der betroffenen Bevölkerung und Transparenz durch klar kommunizierte Gestaltungsspielräume als auch ein anhaltender Informationsaustausch über die verwendete Anlagentechnik, Projektfortschritte und Rückschläge. Grundsätzlich sollten Projekte in einer Rhetorik der Gemeinschaft und des Gemeinwohls vermittelt werden, da der Glaube an diese Werte die lokale Akzeptanz weiter erhöhen kann (Hoffman et al 2010; Peters et al. 2018; Sposato et al 2018). Der Erfolg vieler Bürgerwindprojekte ist auf ihre von Anfang an offene Kommunikation und frühzeitige Einbindung der lokalen Bevölkerung zurückzuführen (Local Energy Consulting 2020).

223. Finanzielle Beteiligungsmodelle sind ebenfalls geeignet, die Akzeptanz von Wind-Projekten zu erhöhen. Sie können (wahrgenommene) „Kosten“ einer Windanlage, beispielsweise durch Schattenwurf oder Beeinträchtigung des Landschaftsbilds, abgelten, indem die Erträge aus dem Stromverkauf unter den Anwohnern und Anlagenbetreibern aufgeteilt werden (Vuichard et al 2019; Lienhoop 2018). In Mecklenburg-Vorpommern sind Windanlagenbetreiber bereits seit 2016 dazu verpflichtet, den Bürgern und Gemeinden in einem Umkreis von fünf Kilometern um die Anlage 20 % der Anteile zum Kauf anzubieten. Alternativ kann sich der Anlagenbetreiber auch dafür entscheiden, zweckgebundene Kompensationszahlungen an die Gemeinden oder die Anwohner zu zahlen oder den Erwerb von Anleihen anzubieten (Ministerium für Energie Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern 2016). Die im EEG 2021 vorgesehene Regelung, eine verpflichtende Zahlung an die Kommune zu leisten, dürfte ein geeigneter erster Schritt hin zu mehr Akzeptanz sein.

224. Eine geringe Akzeptanz von Unbekanntem ist ein häufiges Phänomen, das auch mit Blick auf Windanlagen beobachtet wird (Langer et al. 2016; Devine-Wright 2005; AEE 2020). Eine repräsentative Umfrage der AEE aus dem Jahr 2019 ergibt, dass rund 51 % der Bevölkerung die Errichtung einer Windenergieanlage im eigenen Wohnumfeld gut bzw. sehr gut fände, während dieser Wert bei der Teilgruppe Befragten, die bereits Windanlagen in der Nachbarschaft haben, bei 63 % liegt (AEE 2020). Zudem steigt in der Regel die lokale Akzeptanz nach Inbetriebnahme von Windenergieanlagen (Devine-Wright 2005). Ein wohlüberlegter Ausbau auch in der Fläche könnte so einen sich selbst verstärkenden Prozess der Akzeptanzsteigerung auslösen.

6 Netzinfrastruktur

Das Wichtigste in Kürze

Für ein funktionierendes Energiesystem spielt die Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle. Diese liegt in der Verantwortlichkeit der Netzbetreiber, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) unterliegen. Zu den zentralen Aufgaben gehören neben dem sicheren Netzbetrieb auch die Wartung und Optimierung des Bestandsnetzes sowie der zusätzliche Netzausbau, um die Netzinfrastruktur auf ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2050 auszurichten. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Allerdings stellen die absehbaren Entwicklungen der kommenden Jahre den Ausbau und sicheren Betrieb der Netze vor große Herausforderungen. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau. Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur für ein zukünftig flexibleres Energiesystem.

Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Die Auswertung des Netzausbaumonitorings zeigt allerdings, dass sich die geplante Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auch 2019 weiter verzögert hat. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass das BMWi ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben eingeführt hat, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. Eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen wird empfohlen.

Nach der Bestätigung des Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2019-2030 für das Zieljahr 2030 durch die BNetzA Ende 2019, startete Anfang 2020 der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung mit dem NEP 2021-2035. Dieser fokussiert auf das Zieljahr 2035 und unterstellt eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende, die u. a. das Klimaschutzprogramm 2030, den Klimaschutzplan 2050 (Treibhausgasneutralität) und die deutsche Wasserstoffstrategie berücksichtigt. Die Expertenkommission empfiehlt die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen auch kurz- bis mittelfristig noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen.

Gemäß EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU 2019/943) muss Deutschland seine für den europäischen Stromhandel zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten bis 2025 auf 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten erhöhen. Insbesondere die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan Gebotszone zur Erreichung dieses verbindlichen Zielpfades kann in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben und erfordert eine enorme Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure. Bei Nichterreichung droht eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen kann alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden.

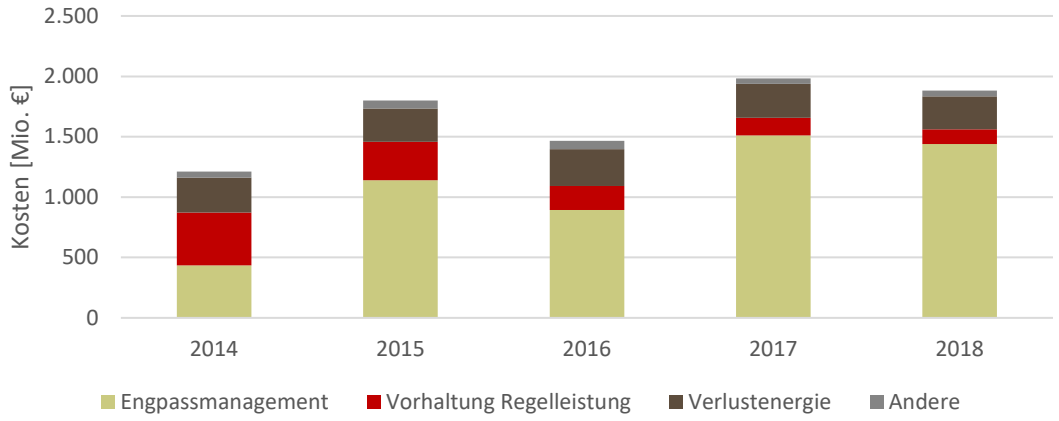
Mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch

insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen und damit die Netze zu entlasten sowie die Kosten der Netzsystemdienstleistungen zu reduzieren. Neben den Stromnetzen müssen allerdings auch die Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No-regret“ Maßnahme, vgl. Kapitel 3).

6.1 Engpassmanagement im Übertragungsnetz

225. Die Kosten für die Systemdienstleistungen[45], 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). Die Bundesregierung stellt in Kapitel 12 (Netzinfrastruktur) ihres Berichts richtig fest, dass die im Jahr 2018 angefallenen Kosten im Vergleich zu 2017 leicht gesunken sind (um ca. 101,8 Mio. Euro bzw. 5,1 %). Damit handelt es sich allerdings immer noch um den zweithöchsten bisher aufgetretenen Wert. Abbildung 18 stellt die Entwicklung der wichtigsten Kostenpositionen der Systemdienstleistungen grafisch dar: Alle Kostenpositionen liegen im Jahr 2018 leicht unter Vorjahresniveau. Die prozentual deutlichsten Einsparungen konnten bei den Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung erzielt werden (> 15 %). Grund hierfür ist das abermals zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten (BNetzA/BKartA, 2020).

Abbildung 18: Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen[46]



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2020)
Anmerkung: In den Kosten für das Engpassmanagement sind aus Gründen der Vereinfachung auch die Kosten für den spannungsbedingten Redispatch enthalten.

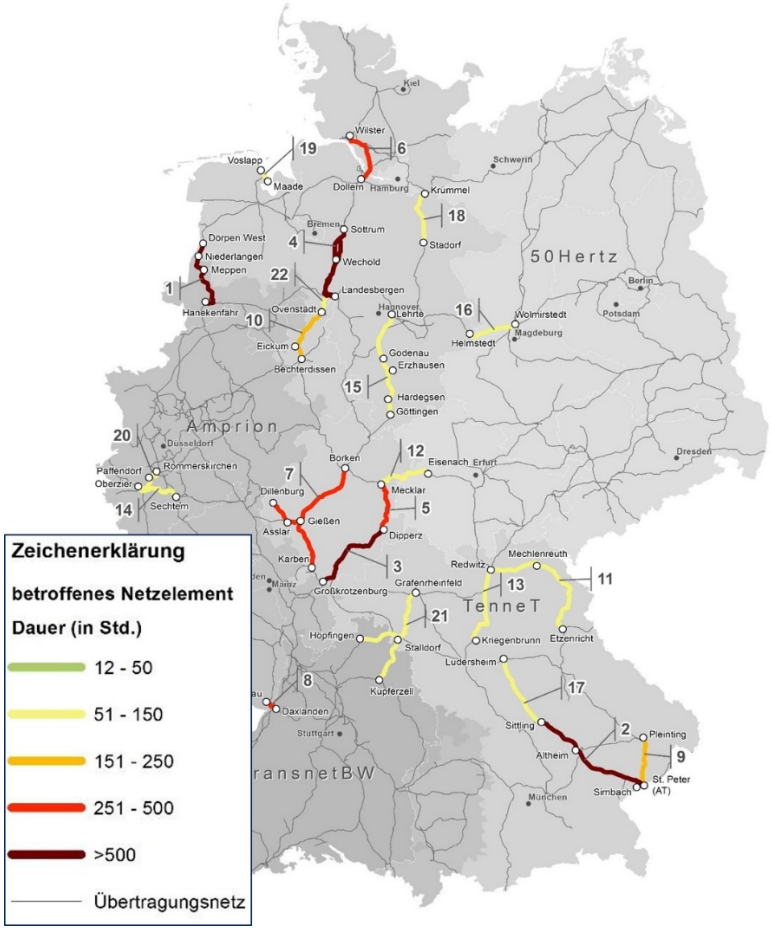
226. Die Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz erfolgt im Wesentlichen über konventionelle Kraftwerke (im Rahmen des Redispatch und durch Netzreservekraftwerke) sowie die Abregelung erneuerbarer Erzeuger (Einspeisemanagement). Laut Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gab es in 2018 eine allgemeine Verlagerung der Engpässe in die Regionen südlich und westlich der Elbe (vgl. Abbildung 19). Sehr hoher Redispatchbedarf fiel dabei zum einen im Nordwesten an, wobei der Zuwachs im Vergleich zu 2017 u. a. auf den

[45] Beinhaltet folgende Komponenten: Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagement, Vorhaltung der Regelleistung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve), Verlustenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz Reservekraftwerke und Vorhaltung abschaltbare Lasten (BNetzA/BKartA, 2020).

[46] Anders als im Monitoring-Bericht der Bundesregierung in Abbildung 12.3, enthält Abbildung 18 keine Daten für 2019, da noch nicht alle Kostenkomponenten vorliegen, und dadurch ein irreführender Eindruck entstehen könnte.

Zubau von Offshore-Kapazitäten zurückzuführen ist, ohne zeitgleichen Rückgang der konventionellen Erzeugungsleistung in der Region. Auch die bereits in 2017 stark überlasteten Leitungen im Süden von Bayern nahe der österreichischen Grenze wurden in 2018 noch häufiger überlastet. Allerdings zeigt sich ab dem vierten Quartal 2018 durch die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone in zwei separate Preiszonen eine entlastende Wirkung. Auch führt 2018 der voranschreitende Netzausbau zu einer Reduzierung des Redispatchbedarfs, siehe insbesondere die Leitung Remptendorf-Redwitz an der thüringisch-bayerischen Grenze mit einem Rückgang der Einspeisereduzierung 2017 von 2.455 GWh auf 2 GWh in 2018 durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke. Insgesamt war im Jahr 2018 eine leichte Reduzierung beim Umfang und den Kosten der Redispatchmaßnahmen zu verzeichnen – was sich 2019 sogar noch stärker fortgesetzt hat (vgl. Abbildung 20). Abbildung 19 zeigt aber auch, dass die Netzengpässe in Deutschland entlang der kompletten Nord-Süd-Achse auftreten.

Abbildung 19: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

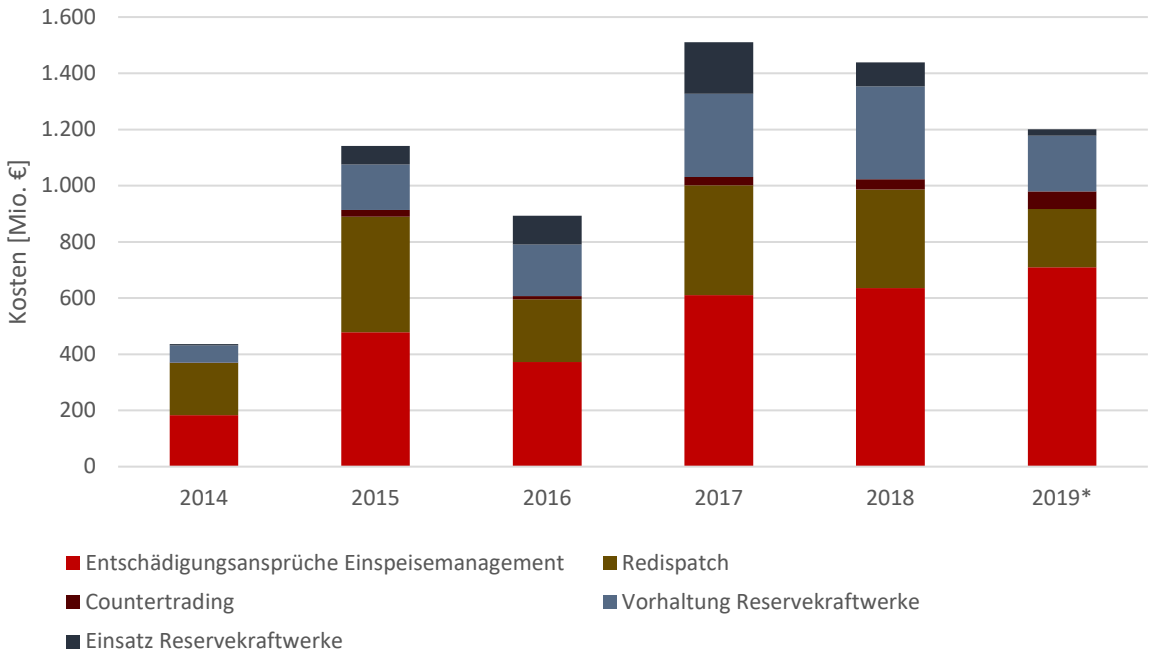


Quelle: BNetzA/BKartA (2020), Abbildung 53
Anmerkung: Die Zahlen neben den Leitungen geben die Reihenfolge der am häufigsten von Redispatch betroffenen Netzelemente wieder.

227. Der Rückgang der Kosten für das Netzengpassmanagement von 2017 auf 2018 wird vor allem durch den Rückgang der Redispatchkosten und der Kosten für den Einsatz der Reservekraftwerke getrieben, während alle anderen Komponenten sogar leicht gestiegen sind. Die deutliche Reduzierung in 2019 wird durch den starken

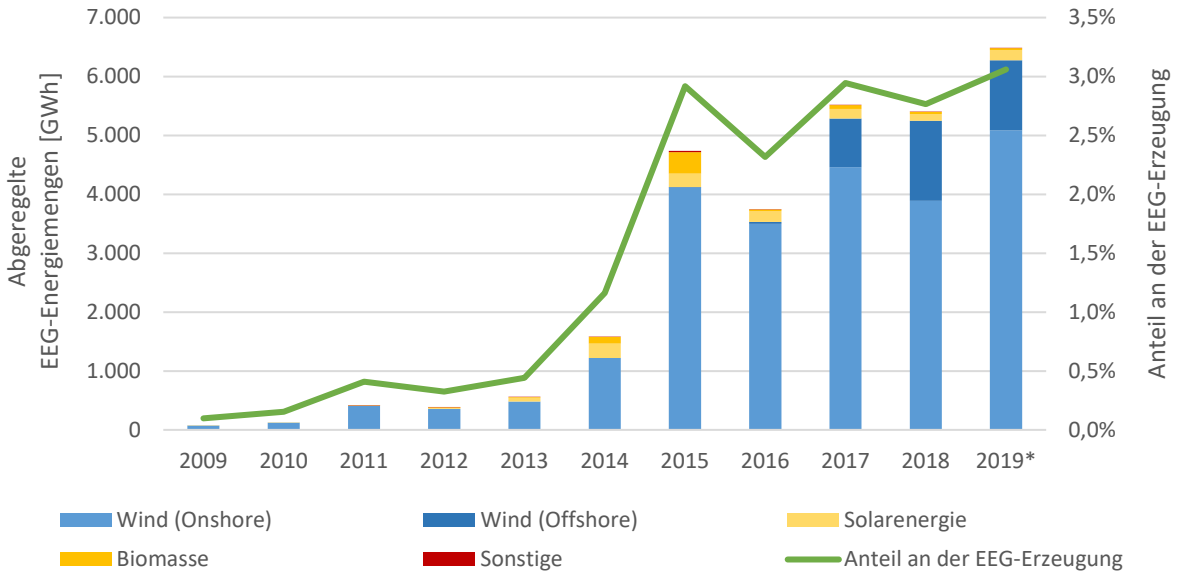
Rückgang der Redispatchkosten und der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken getrieben, während auch hier die Entschädigungsansprüche aus dem Einspeisemanagement und die Kosten für Countertrading seit 2016 weiter kontinuierlich angestiegen sind (vgl. Abbildung 20). Die abgeregelte Energiemenge der erneuerbaren Erzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements ist 2018 nahezu konstant geblieben und dann 2019 weiter gestiegen. Nachdem sich der Anteil an der EEG-Erzeugung seit 2015 (bis auf das windschwache Jahr 2016) auf konstantem Niveau knapp unter 3 % befand, wurde 2019 die Marke von 3 % das erste Mal überschritten (vgl. Abbildung 21). Der Anstieg ist hauptsächlich auf einen Anstieg der Abregelung von Wind Onshore-Anlagen um über 30 % zurückzuführen. Der Anteil der abgeregelten Wind Offshore-Anlagen an der gesamten abgeregelten Energiemenge ist 2018 auf 25 % angestiegen (nach 15 % im Vorjahr), aber 2019 wieder auf 15 % zurückgegangen.

Abbildung 20: Entwicklung der Kosten für das Netzengpassmanagement



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2020) und eigenen Berechnungen
*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

Abbildung 21: Abgeregelte EEG-Energiemengen im Rahmen des Einspeisemanagements

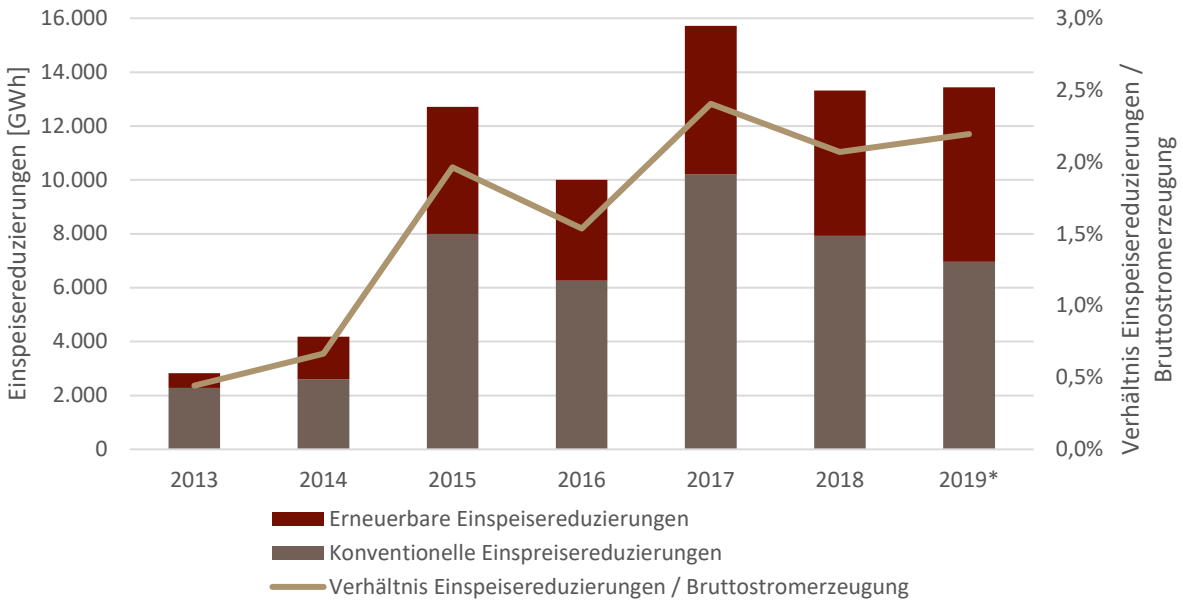


Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2020a), BNetzA/BKartA (2020) und eigenen Berechnungen

*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

228. In ihrer Stellungnahme von 2019 hat die Expertenkommission für ein vollständiges Bild der Netzengpassmanagementmaßnahmen die Summe aller Einspeisereduzierungen (konventionell wie erneuerbar) sowie das Verhältnis zur Bruttostromerzeugung als Indikator für die netzseitige Versorgungssicherheit (bzw. Systemsicherheit) verwendet (vgl. Absatz 415 in EWK, 2019, und Abbildung 22). Nach einem deutlichen Anstieg dieses Verhältnisses von unter 0,5 % in den Jahren vor 2014 bis zu seinem Höhepunkt von 2,4 % in 2017 ist der Wert 2018 und 2019 wieder leicht unter diese Marke gesunken. Damit steht etwa jeder 45. Kilowattstunde Bruttotromerzeugung eine abgeregelte Kilowattstunde Erzeugungsleistung gegenüber (Verhältnis Einspeisereduzierungen / Bruttostromerzeugung von 2,2 % in 2019).

Abbildung 22: Entwicklung der Einspeisereduzierungen zur Behebung von Netzengpässen



Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BMWi (2020b), BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020) und eigenen Berechnungen
*Werte für 2019 auf Basis von BNetzA (2020a)

229. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. In den kommenden Jahren werden Entwicklungen wie der Atomausstieg bis 2022, der Kohleausstieg bis spätestens 2038, der weiter voranschreitende EE-Ausbau (insb. Wind Offshore), die gesetzlich vorgeschriebene Erhöhung der EU-Handelskapazitäten (vgl. unten) und die Zunahme transeuropäischer Transitflüsse den sicheren Betrieb der Netze allerdings vor große Herausforderungen stellen. Vor diesem Hintergrund ist ein kontinuierliches Monitoring der Auswirkungen auf Mengen und Kosten des Engpassmanagements von großer Bedeutung, da diese als Indikator für die Netzüberlastung gelten und über das Netzentgelt von den Endkunden bezahlt werden. Zukünftig können Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement aber auch im Rahmen der Flexibilisierung des Energiesystems herangezogen werden, z. B. wenn deren Einsatz zu geringeren erwarteten Kosten führt als der ansonsten notwendige Netzausbau (vgl. Kapitel 6.2). Daher empfiehlt die Expertenkommission die Entwicklung eines aussagekräftigeren Indikators für die Funktionsfähigkeit der Netzinfrastruktur, wie z. B. einen Indikator, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen.

230. Im „Clean Energy Package“ der Europäischen Union wird marktbasierter Redispatch als grundsätzlich verpflichtendes Prinzip im Engpassmanagement definiert, von dem nur unter bestimmten Bedingungen abgewichen werden darf. Um zu untersuchen, ob solche marktbasierten Ansätze tatsächlich einen hilfreichen Beitrag zur Verbesserung beim Engpassmanagement leisten können, wurde das Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ vom BMWi in Auftrag gegeben (vgl. BMWi, 2019a). Dabei hat sich gezeigt, dass stärker marktbasierte Beschaffungskonzepte zwar grundsätzlich den Vorteil mit sich bringen, zusätzliche Potentiale für den Redispatch besser erschließen zu können. Dieser Vorteil wird aber vor allem von zwei Nachteilen überwogen: Zum einen bestehen durch das Nebeneinander eines zonalen und eines lokalen Marktes Anreize für sogenannte „Inc-Dec-Gebotsstrategien“, wobei Akteure bei ihren Geboten am zonalen Markt die erwarteten lokalen Preise

am Redispatchmarkt antizipieren und verzerrte Gebote abgeben („Inc“ für increase, „Dec“ für decrease). Folge sind eine Verstärkung der Engpässe, eine Erhöhung der Redispatch-Mengen, investive Fehlanreize und außerdem Windfall Profits für einige Akteure. Der zweite Nachteil besteht darin, dass sich bei lokal stärker aufgelösten Märkten die Marktkonzentration und damit die Anfälligkeit für die Ausübung von Marktmacht erhöhen. Durch das Vorhaben wurden die grundsätzlichen Bedenken gegenüber einem Redispatchmarkt unterstrichen. Die Expertenkommission teilt die Einschätzung aus dem Vorhaben, dass es keine ausreichende Begründung für einen Umstieg auf einen marktbasierten Redispatch gibt.

231. Im Oktober 2020 wurde das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen verabschiedet, welches die Einführung transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Beschaffungsverfahren für sogenannte nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen[47] im Strombereich ermöglicht. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission weitere Untersuchungen zu veranlassen, um das Potential (regionaler) marktbasierter Beschaffungsmechanismen im Rahmen weiterer Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zu analysieren (dazu gehört z. B. auch die Diskussion zur Einführung von (regionalen) Flexibilitätsmärkten, vgl. unten).

232. Ein weiteres Mittel, um auf strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone zu reagieren, ist die Aufteilung in eine oder mehrere Gebotszonen. Die Bundesregierung spricht sich allerdings gegen eine Aufteilung der deutschen Gebotszone entlang der Nord-Süd-Engpässe aus („Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus.“, vgl. BMWi, 2019b). Die Entscheidung über eine Aufteilung der Gebotszonen liegt aber mit der novellierten EU-Strommarktverordnung in letzter Instanz bei der EU-Kommission (vgl. Verordnung (EU) 2019/943). Zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes sollen bestehende Leitungskapazitäten zwischen Gebotszonen auf dem Day-Ahead-Markt in höhere Maße verfügbar gemacht werden. Die Berechnung der interzonalen Handelskapazitäten berücksichtigt das zu erwartende Marktgeschehen und die Abbildung der Netztopologie im Market Clearing am Day-Ahead-Markt (Zone zu Zone (NTC) oder „Flow-based Market Coupling“ (FBMC)). Ein Teil der physischen Leitungskapazitäten ist für ungeplante Ringflüsse und Sicherheitsmargen zu reservieren. Strukturelle Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone können ein weiterer limitierender Faktor sein. Ein Beispiel hierzu sind reduzierte Handelskapazitäten mit Nachbarzonen, falls eingehende Stromflüsse in Regionen der Gebotszone mit Stromüberschuss erfolgen würden. Die EU-Strommarktverordnung sieht vor, dass ab dem 1. Januar 2020 mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazität für den Stromhandel freigegeben werden müssen. Von diesem Wert ist das deutsche Übertragungsnetz momentan weit entfernt.

233. Um die Aufteilung der innerdeutschen Gebotszone abzuwenden, hat die Bundesregierung im Januar 2020 gemäß der EU-Strommarktverordnung einen Maßnahmenkatalog („Aktionsplan Gebotszone“, vgl. BMWi, 2020c) vorgelegt. Damit erhält sie eine Übergangsfrist bis zum Jahr 2025, um die Stromhandelsvorgabe von 70 % über einen linear ansteigenden Pfad zu erreichen. Voraussetzung für diese Übergangsfrist sind strukturelle interne Engpässe. In einem entsprechenden Bericht über strukturelle Engpässe, haben die deutschen ÜNB eine Analyse durchgeführt, die zeigt, dass eine unmittelbare Anwendung der Mindesthandelskapazität von 70 % ab dem 1. Januar 2020 zu (im Sinne der EU-Strommarktverordnung) strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz führen würde (vgl. ÜNB, 2019). Viele Leitungen würden in mehr als 400 Stunden pro Jahr (also ca. 5 % aller Stunden) Engpässe aufweisen. Die Engpässe wären über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt und würden keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichnen (ähnlich wie das auch in den vergangenen Jahren schon zu beobachten war, vgl. z. B Abbildung 19). Dies unterscheidet Deutschland von

[47] Zu diesen Systemdienstleistungen, die dem Erhalt der Versorgungssicherheit dienen, gehören Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit.

anderen Ländern, wie etwa Schweden oder Italien, deren Netztopologien eindeutigere Gebotszonengrenzen erlauben.

234. Die im Aktionsplan Gebotszone beschriebenen Maßnahmen zur Verringerung von Netzengpässen und zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Redispatch untergliedern sich in nationale Maßnahmen (u. a. Maßnahmen zur Erhöhung der Stromübertragungskapazität, zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Verbesserung des Engpassmanagements) sowie in regionale Initiativen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit. Dazu gehört z. B. auch eine stärkere regionale Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen, um der wachsenden Entfernung zwischen Erzeugung und Last entgegenzuwirken, was auch von der Expertenkommission gefordert wird (vgl. Kapitel 5.2). Außerdem wird in dem Aktionsplan der lineare Anstieg der Handelskapazitäten auf 70 % bis Ende 2025 einschließlich der Grundsätze der Berechnung der Kapazitäts-Startwerte dargestellt, welche sich regional unterscheiden können. Die Expertenkommission stellt fest, dass diese Entwicklungen im Monitoring-Bericht der Bundesregierung nur unzureichend berücksichtigt werden, obwohl die Umsetzung der Maßnahmen aus dem „Aktionsplan Gebotszone“ zur Erreichung des verbindlichen Zielpfades zur Steigerung der internationalen Handelskapazitäten in den kommenden Jahren weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben kann und dabei eine enorme Kraftanstrengung aller beteiligten Akteure erfordert. Bei Nichterreichung droht gemäß der EU-Strommarktverordnung (EU 2019/943) eine Aufteilung der deutschen Gebotszone, was es nach Ansicht der Expertenkommission zu verhindern gilt.

235. Die verfügbaren Handelskapazitäten werden u. a. auch durch die zu erwartenden Kosten für die Engpassbewirtschaftung beeinflusst. Dabei können interne Engpässe bei der Berechnung von Handelskapazitäten eher als nachrangig betrachtet werden, falls aus dem Marktergebnis resultierende Engpässe innerhalb einer Gebotszone durch nachträgliche Anpassung der Erzeugung und Nachfrage kostengünstig zu beheben sind. Redispatch 2.0 ist eine Maßnahme die Kosten der Engpassbewirtschaftung ab Oktober 2021 zu reduzieren, indem Redispatch und Einspeisemanagement zusammengelegt werden und die Anlagenleistung für eine verpflichtende Teilnahme von 10 MW auf bis zu 100 kW reduziert wird. Um konventionelle Anlagen weiterhin vorrangig zu nutzen, werden EE-Anlagen mit Faktoren belegt, die sie in der Rangfolge der Optionen nach hinten verschieben. Diese Mindestfaktoren wurden Ende November 2020 von der BNetzA festgelegt (vgl. BNetzA, 2020d).

236. Auch mit dem Redispatch 2.0 besteht weiterhin eine sehr zentralisierte Ausgestaltung des Strommarkt 2.0. Es gibt mit einer Gebotszone einen einheitlichen Großhandelspreis und mit dem Redispatch 2.0 eine zentrale Planung des Redispatch durch die Übertragungsnetzbetreiber für eine große Anzahl an teils kleinen Erzeugungsanlagen und Stromspeichern. Auf der anderen Seite wird sich im Stromsystem der Trend zu einer kleinteiligeren Erzeugungs- und Nachfragestruktur fortsetzen, u. a. durch den weiteren Zubau von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern sowie die zunehmende Elektrifizierung und Sektorenkopplung in den Bereichen Mobilität, Wärme und Industrie. Dadurch sind zunehmende Ineffizienzen (z. B. fehlende regionale Anreize) und Kosten zu erwarten, die durch Netzausbau alleine nur teilweise zu beheben sind.

237. Daraus ergibt sich die Frage in wie weit in Zukunft eine zentrale Steuerung dieser Anlagen, im Rahmen einer einheitlichen Gebotszone und mit regionalem Redispatch 2.0, technisch und ökonomisch sinnvoll ist. Statt einer starren Aufteilung in Gebotszonen kann alternativ verstärkt auf regionale marktorientierte Anreize für Flexibilität gesetzt werden. So wurden z. B. im oben diskutierten BMWi Projekt „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ regionale Flexibilitätsmärkte als eine marktbasierte Erweiterung des bestehenden Marktdesigns diskutiert. Flexibilitätsmärkte können eine regionale marktbasierte Ergänzung zum Redispatch 2.0 auf Verteilnetzebene darstellen, wobei Akteure selbst über ihre Teilnahme und ihre Gebote entscheiden. Sie stellen somit eine Verknüpfung von Markt und Netz dar (Ecofys und Fraunhofer IWES, 2017) und ermöglichen die Integration von einer großen Anzahl an neuen Marktteilnehmern. Im BMWi Projekt wird kritisch angemerkt, dass

eine sequentielle Abfolge zweier inkonsistenter Märkte zu Ineffizienzen und strategischem Verhalten führen können. Erforderliche Anpassungen von Marktregeln für Flexibilitätsmärkte, um mögliche Ineffizienzen zu reduzieren, befinden sich aktuell in allgemeiner Diskussion (vgl. z. B. das Projekt EOM+[48]). Im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG, z. B. enera Flexmarkt, NEW 4.0, C/Sells, WindNODE, und DESIGNNETZ) werden bereits unterschiedliche Konzepte für Flexibilitätsmärkte in Deutschland entwickelt und erprobt. Schittekatte und Meeus (2020) diskutieren Pilotprojekte für Flexibilitätsmärkte auf europäischer Ebene (Piclo Flex, Enera, GOPACS und NODES) bezüglich der Kategorien, ob diese Märkte in die bestehende Abfolge der Strommärkte integriert sind, der Betreiber eine dritte Person ist, es Reservierungszahlungen gibt, Produkte standardisiert sind, Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber besteht und Verteilnetzbetreiber für die Organisation untereinander kooperieren. Insgesamt zeigt sich, dass Potential vorhanden ist, die aktuell noch sehr zentralistisch ausgestalteten Strommärkte mit Hilfe von regionalen Flexibilitätsmärkten an die in den kommenden Jahren anstehenden Veränderungen des Energiesystems anzupassen. Die Expertenkommission empfiehlt zu prüfen, wie dieses Potenzial genutzt werden kann und wie durch eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens die Wirtschaftlichkeit dauerhaft gewährleistet werden kann.

6.2 Ausbau der Übertragungsnetze

238. Im April 2019 wurde das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) novelliert, welches durch die deutliche Verkürzung der behördlichen Verfahren zu einem schnelleren Netzausbau führen soll. Ein Vergleich der Zielpfade aus dem Netzausbaumonitoring für die Gesamtinbetriebnahme der gesetzlich vorgeschriebenen Leitungsvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz und dem Bundesbedarfsplangesetz zwischen dem jeweils ersten Netzausbaumonitoring, dem Jahr 2018 und dem Jahr 2019 zeigt eine weitere Verzögerung des Übertragungsnetzausbaus. Aus Sicht der Expertenkommission lässt der Monitoring-Bericht das Ausmaß der Verzögerung nur unzureichend erkennen.

239. Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) von 2009 und das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) von 2013, welches alle zwei Jahre durch die im Netzentwicklungsplan identifizierten und von der BNetzA bestätigten Netzausbaumaßnahmen ergänzt wird, verankern die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem. Jedoch entstanden immer wieder Verzögerungen beim Netzausbau. Bis Ende 2019 wurden insgesamt 1.278 der aktuell geplanten 7.656 Kilometer der EnLAG- und BBPlG-Vorhaben fertiggestellt (BNetzA, 2020b). Gegenüber 2018 (1.050 Kilometer) entspricht dies einem Zuwachs von 228 Kilometern. Zu den im Rahmen des Netzausbaumonitoring veröffentlichten Zahlen der fertiggestellten Leitungskilometer werden allerdings auch schon gebaute Abschnitte einzelner Leitungen gezählt, die erst zum Teil gebaut wurden und daher noch nicht genutzt werden können. Die Expertenkommission erachtet diese Angabe alleine als nicht zielführend und empfiehlt eine transparentere Berichterstattung zu wählen, z. B. durch Aufnahme einer weiten Kategorie für die schon in Betrieb genommenen bzw. grundsätzlich einsatzbereiten Leitungskilometer (d. h. Kategorien Fertigstellung und Inbetriebnahme).

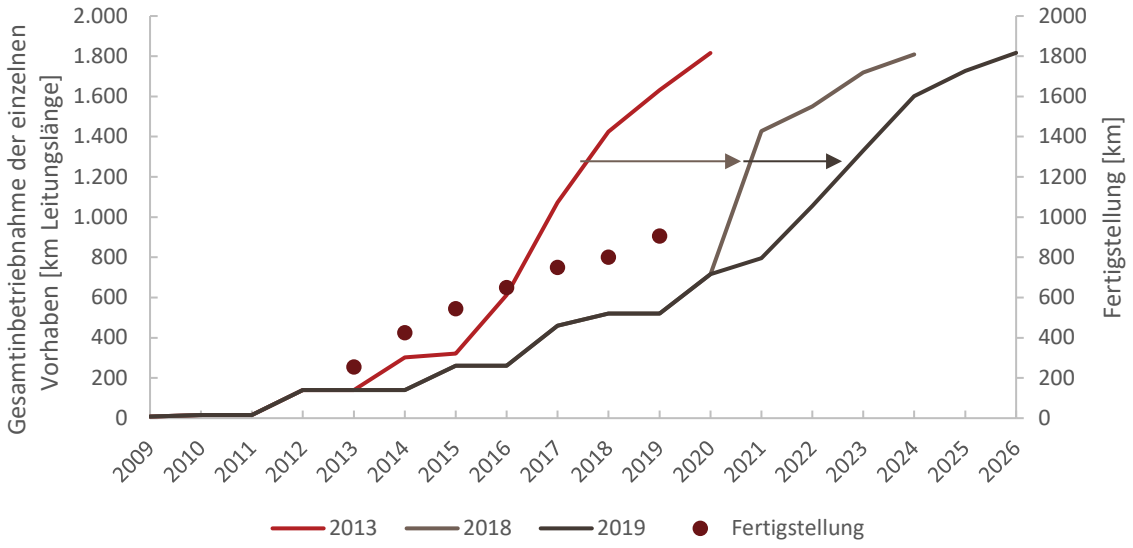
240. Mit jedem weiteren Berichtsjahr werden die Termine der Gesamtinbetriebnahme der einzelnen Leitungsvorhaben weiter nach hinten geschoben. Abbildung 23 und Abbildung 24 verdeutlichen den Umsetzungsfortschritt. Es wird das jeweils erste öffentlich verfügbare Berichtsjahr (2013 für ENLAG und 2016 für

[48] Im Verbundvorhaben „EOM-Plus“ (Laufzeit 2019 bis 2022) erfolgt eine Analyse der kurz- und mittelfristigen Auswirkungen von marktbasierten Engpassinstrumenten als regionale und temporäre Ergänzung zum bestehenden „Energy Only“-Strommarktdesign.

BBPlG) mit den Jahren 2018 und 2019 verglichen. Dabei werden zum einen die Fortschritte bei den fertiggestellten Leitungskilometern auf der Sekundärachse angegeben. Zum anderen wird die sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme der einzelnen Vorhaben auf der Primärachse dargestellt. In den bisherigen Berichten der Expertenkommission einschließlich des Berichtsjahres 2018 beim Netzausbaumonitoring (vgl. EWK, 2019, Abbildungen 51 und 52) wurden die historische und die geplante Fertigstellung aller Leitungsabschnitte innerhalb der einzelnen Vorhaben dargestellt. Allerdings hat sich hier zwischen den Berichtsjahren 2018 und 2019 die Berichterstattung des Netzausbaumonitorings geändert, sodass nun zwar aufgrund des Netzausbau-Controllings (vgl. unten) für jeden Leitungsabschnitt alle notwendigen Planungs- und Umsetzungsschritte aufgelistet werden, wozu bei bereits abgeschlossenen Schritten genau das jeweilige Quartal angegeben wird. Allerdings wurden Prognosen zur Fertigstellung der einzelnen Abschnitte gestrichen, sodass nur noch ein Wert für die geplante Gesamtinbetriebnahme des Vorhabens angegeben ist. Die historischen und geplanten Werte der Gesamtinbetriebnahme bilden somit in diesem Jahr die Grundlage für die grafische Darstellung. Da die Berichte der BNetzA zum Monitoring des Stromnetzausbaus quartalsweise veröffentlicht werden, wird jeweils der Stand zum Ende des Kalenderjahres, also aus dem jeweils vierten Quartal, verwendet. Auch werden seit dem Berichtsjahr 2019 in den Berichten zum Monitoring des Stromnetzausbaus keine Best-Case-Szenarien für die geplante Inbetriebnahme mehr angegeben.

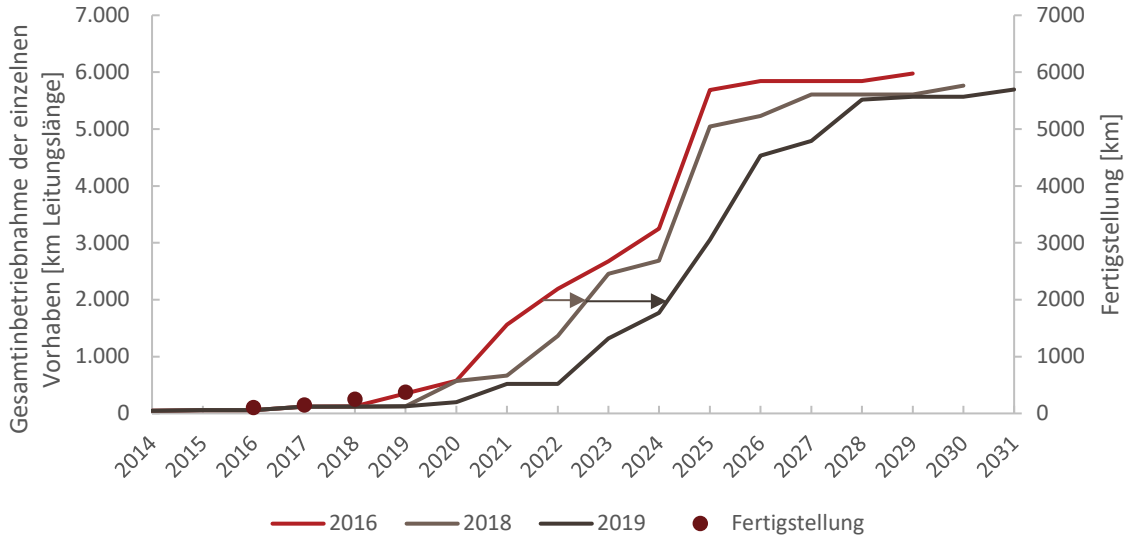
241. Ende 2019 waren insgesamt 906 der 1.826 Kilometer der EnLAG-Vorhaben fertiggestellt (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2019 von 521 km). Mit Blick auf die Gesamtinbetriebnahme der EnLAG-Vorhaben (vgl. Abbildung 23) zeigt sich, dass die Prognosen in 2018 und 2019 für das Jahr 2020 noch identisch bei 716 Kilometer liegen. Ab 2021 ergibt sich allerdings in den Prognosen von 2019 eine weitere deutliche Verzögerung der Gesamtinbetriebnahme bei den ENLAG-Vorhaben. Diese zeitliche Verschiebung der Prognosen ist ganz analog zu den Vorjahren auch in diesem Jahr zu beobachten. Eine sehr ähnliche Dynamik zeichnet sich in den Prognosen für die Fertigstellung der Projekte im BBPlG ab (vgl. Abbildung 24). Ende 2019 waren erst 372 der 5.830 Kilometer der BBPlG-Vorhaben realisiert (bei einer Gesamtinbetriebnahme der Vorhaben bis Ende 2019 von 127 km). Auch zwischen den Berichtsjahren 2018 und 2019 hat sich die prognostizierte Gesamtinbetriebnahme der BBPlG-Vorhaben weiter um circa ein bis zwei Jahre nach hinten verschoben. Die Verschiebung zwischen den Jahren 2018 und 2019 ist hier sogar nochmal deutlich größer als zwischen dem ersten Berichtsjahr (2016) und 2018. Da im Monitoring-Bericht der Bundesregierung wie schon in den Vorjahren eine detaillierte Auswertung zum Fortschritt beim Netzausbau ähnlich zu dem Vorgehen der Expertenkommission fehlt, erfolgt auch keine Diskussion möglicher Ursachen für die deutliche Verschiebung bei der geplanten Gesamtinbetriebnahme. Ein Grund könnte sein, dass im Rahmen der Einführung des vorausschauenden Netzausbau-Controllings im Mai 2019 eine realistischere Anpassung der Meilensteine und damit auch der geplanten Gesamtinbetriebnahme erfolgt ist. Zu hoffen bleibt nun, dass dadurch zukünftig keine oder nur noch eine deutlich geringere Verschiebung auftritt.

Abbildung 23: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach EnLAG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2013 fand das erste Netzausbaumonitoring für die ENLAG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2013, 2019a, 2020b)

Abbildung 24: Realisierter Netzausbau und sukzessive Anpassung der Zielpfade der Gesamtinbetriebnahme nach BBPlG



Anmerkung: Stand des Ausbaus und der Zielpfade jeweils zum Ende des Kalenderjahres. 2016 fand das erste Netzausbaumonitoring für die BBPlG-Vorhaben statt. Im realisierten Netzausbau (Sekundärachse) sind auch fertiggestellte Teilabschnitte einzelner Leitungen ausgewiesen, die noch nicht notwendigerweise in Betrieb sind.
Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA (2017a, 2019a, 2020b)

242. Auch für 2020 sind weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu erwarten, die u. a. auch auf die Corona-Pandemie zurückzuführen sind. Im Rahmen des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) 2020 wurden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber zu ihren Erwartungen über Auswirkungen der Corona-Pandemie auf verschiedene Aspekte der Energiewirtschaft befragt. In Bezug auf die Netzinfrastruktur erlebten 15 von 23 Befragten Verzögerungen bei der Inbetriebnahme oder Stilllegung von Netzprojekten, die von ein paar Monaten bis zu einem halben Jahr reichen. Die Hauptursachen sind Verzögerungen bei der Kapitalbereitstellung für wichtige Netzverstärkungsprojekte, Verzögerungen bei der Lieferung von Ausrüstung, schwierige Arbeitsbedingungen und die eingeschränkte Möglichkeit, öffentliche Anhörungen im Rahmen des Genehmigungsprozesses zu organisieren (ENTSO-E, 2020). Für das Einhalten des Zielpfades für die Ausweitung der verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazitäten auf 70 % sind die weiteren Verzögerungen beim Netzausbau eine zusätzliche große Herausforderung, da der Netzausbau eine der zentralen Maßnahmen im „Aktionsplan Gebotszone“ darstellt.

243. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass Bund und Länder ein vorausschauendes Netzausbau-Controlling für alle Leitungsvorhaben eingeführt haben, welches Beschleunigungspotentiale heben und rechtzeitig Maßnahmen ergreifen soll, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden. So wurden im Mai 2019 im Rahmen eines Treffens von BMWi, den Landesministerien, der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern für alle Leitungsabschnitte der noch ausstehenden ENLAG- und BBPlG-Vorhaben ein konkreter Zeitplan mit Meilensteinen aufgestellt (BMWi, 2019c). Die sechs Meilensteine umfassen jeweils Beginn und Abschluss des Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens sowie Baubeginn und Inbetriebnahme. Ein jährlicher, wenn nicht sogar halbjährlicher, Austausch zum Fortschritt beim Netzausbau wird angestrebt. Im Fall von auftretenden Hemmnissen bei einzelnen Meilensteinen, soll zeitnah eine gemeinsame Lösung durch engen Austausch der beteiligten Akteure erfolgen. Die letzte Aktualisierung der Meilensteine ist im Rahmen des Umsetzungsberichts zum NEP 2019-2030 Ende September 2020 erfolgt (ÜNB, 2020a). Der Umsetzungsbericht zum NEP Strom muss jeweils spätestens zum 30. September in jedem geraden Kalenderjahr vorgelegt werden und enthält Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP Strom, im Fall von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe sowie Vorschläge zur Verringerung von Risiken, die Verzögerungen hervorrufen können, und zur Beschleunigung der Umsetzung. Eine nur alle zwei Jahre stattfindende Veröffentlichung der aktualisierten Meilensteinliste im Rahmen des Netzausbau-Controllings wäre aus Sicht der Expertenkommission aber nicht ausreichend, um rechtzeitig auf Verzögerungen reagieren zu können. Eine Veröffentlichung im Rahmen des vierteljährlich stattfindenden Netzausbaumonitorings würde sich hier anbieten. Seit 2019 wurden in den Berichten zum Netzausbaumonitoring die einzelnen Leitungsabschnitte durch eine detaillierte Darstellung der Meilensteine ergänzt, die allerdings nur rückblickend mit Angaben zum Umsetzungszeitpunkt ergänzt werden. Anders als in den vorherigen Jahren werden somit seit 2019 keine Prognosen mehr für die zu erwartende Inbetriebnahme einzelner Abschnitte angegeben (vgl. Diskussion oben). Um die Auswirkungen des vorausschauenden Netzausbau-Controllings auf den Fortschritt beim Netzausbau besser bewerten zu können, empfiehlt die Expertenkommission eine regelmäßige und transparente Veröffentlichung des Stands bei den im Controlling festgesetzten Meilensteinen im Rahmen des Netzausbaumonitorings.

244. Angesichts der in den kommenden Jahren zu erwartenden weitreichenden Änderungen des Stromsystems, wie z. B. Atomausstieg, Kohleausstieg, Elektrifizierung verschiedener Sektoren und Zubau Erneuerbare Energien (insb. Wind Offshore), dürfte der verspätete Ausbau der EnLAG-Vorhaben insbesondere in den frühen 2020er Jahren problematisch sein und die Nord-Süd-Transportaufgabe weiter zuspitzen. Daher ist es wichtig, dass die Systemsicherheit nicht nur in der Rückschau analysiert wird (vgl. Quartalsberichte zur Netz- und Systemsicherheit). Auch eine vorausschauende Beurteilung der Systemsicherheit in der kurzen Frist ist notwendig, um Probleme rechtzeitig erkennen und angemessene, kurzfristige Lösungskonzepte erarbeiten und umsetzen zu

können.[49] Langfristig (mit Perspektive auf 2030) ist zwar eine Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben zu erwarten, aber auch dann ist mit weiteren Verzögerungen bei den BBPlG-Vorhaben zu rechnen, insbesondere dann, wenn die Gesellschaft nicht angemessen an dem Prozess beteiligt wird. Die Expertenkommission begrüßt daher, dass in dem gesetzlich festgelegten Verfahren zum Netzausbau die Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit immer weiter ausgebaut werden, um damit eine Akzeptanzsteigerung des Netzausbaus zu erzielen. Ein weiteres Beispiel ist der Bürgerdialog Stromnetz[50], der mit dem Ziel ins Leben gerufen wurde, für mehr Akzeptanz beim Ausbau der Stromnetze zu werben. Darüber hinaus ist eine frühzeitige Planung eines für ein klimaneutrales Energiesystem geeigneten Netzes essenziell (vgl. Kapitel 6.3), um mögliche Verzögerungen aufgrund einer höheren Partizipation der Gesellschaft abfedern zu können.

245. Im Zweijahresrhythmus wird von den Übertragungsnetzbetreibern ein Netzentwicklungsplan (NEP) erstellt und von der BNetzA geprüft. Die von der BNetzA bestätigten Netzausbauvorhaben werden jeweils in das BBPlG übernommen. Der aktuelle Stand des BBPlG beruht auf dem NEP aus dem Jahr 2015.[51] Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung hat die BNetzA den NEP 2019-2030 am 20. Dezember 2019 mit insgesamt 114 Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bestätigt, die der sicheren Stromversorgung im Zieljahr 2030 dienen (BNetzA, 2019b). Dabei wird erstmals die Realisierung des 65 %-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 vorausgesetzt und dafür der erforderliche Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert, welcher in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden soll. Verglichen mit dem geltenden Bundesbedarfsplan umfasst der NEP damit knapp 3.600 zusätzliche Trassenkilometer, einen Großteil als Verstärkung bereits bestehender Verbindungen. Der NEP 2019 bildet nun die Grundlage für die Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes, welches als Gesetzentwurf durch das Bundeskabinett am 23. September 2020 verabschiedet wurde und Änderungen an acht der bestehenden 43 Netzausbauvorhaben sowie eine Ergänzung um weitere 35 Vorhaben vorsieht (BMWi, 2020d).

246. Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) ein wichtiger Grundsatz des NEP. Hierdurch wird sichergestellt, dass zunächst Optimierungsmaßnahmen ergriffen werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und letztlich Netzausbaumaßnahmen zum Zuge kommen. Die Expertenkommission begrüßt prinzipiell ein Vorgehen, das kosteneffizient ist. Vor dem Hintergrund der langfristigen Herausforderungen der Energiewende in den kommenden Jahren ist genau darauf zu achten, in welchem Umfang ein Ausbau der Netze oder der Rückgriff auf den gezielten Einsatz netzoptimierender Maßnahmen notwendig ist. Die Optimierung des Bestandnetzes stellt daher einen wichtigen Baustein dar, darf aber über die langfristigen Herausforderungen nicht hinwegtäuschen. Seit dem NEP 2017-2030 setzt die Bundesregierung vermehrt auf die Potentiale bei der Optimierung des Bestandsnetzes, wo erstmals auch innerhalb weniger Jahre umzusetzende Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt wurden (BNetzA, 2017b). Dazu gehörten überwiegend netzoptimierende Maßnahmen, die eine bessere Ausnutzung der Übertragungskapazität des Netzes ohne weiteren Netzausbau ermöglichen, wie z. B. Phasenschieber-Transformatoren, die den Lastfluss aktiv steuern können, die

[49] Um zum Einsatz zu kommen, müssen die notwendigen Maßnahmen gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für die Netzbetreiber bei der Festlegung der Netzentgelte anrechenbar sein, siehe Diskussion weiter unten.

[50] Der in 2015 gestartete Bürgerdialog Stromnetz wird durch das BMWi gefördert und ist eine Initiative für den offenen und transparenten Austausch zwischen allen Beteiligten rund um den Ausbau des Stromnetzes in Deutschland. Für mehr Information siehe https://www.buergerdialog-stromnetz.de.

[51] In der letzten Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes, das am 17. Mai 2019 in Kraft getreten ist, wurden gegenüber der früheren Fassung, die seit 31. Dezember 2015 als Abschluss der dritten Bedarfsermittlung galt, lediglich Netzverknüpfungspunkte geändert und neue Kennzeichnungen eingeführt.

Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sowie das Freileitungsmonitoring[52]. Im NEP 2019-2030 wurde erstmals der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel bestätigt, zu denen z. B. auch Pilotanlagen für sogenannte Netzbooster gehören (BNetzA, 2019b). Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Eintreten eines Ausfalls keine Überlastungen aufweisen darf, lassen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zu. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit erfolgt dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen und ermöglicht somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb (n-0). Im Rahmen des NEP 2019-2030 wurden Netzboosteranlagen mit einer Größe von insgesamt 450 MW bestätigt, die als Batteriespeicher mit einer Kapazität von insgesamt 450 MWh an drei Standorten eingesetzt werden sollen.

247. Die Expertenkommission begrüßt die Berücksichtigung der verschiedenen Ad-hoc-Maßnahmen, da deren Umsetzung planerisch und baulich weniger anspruchsvoll als der Leitungsneubau ist und deshalb mit einer fristgerechten Umsetzung gerechnet werden kann. Auch zukünftig empfiehlt die Expertenkommission weitere Maßnahmen zur besseren Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität zu prüfen. Dazu gehört beispielsweise auch die Berücksichtigung von Redispatch und eine systemdienliche Abregelung der erneuerbaren Erzeugung als Alternative zum Netzausbau bei der Netzentwicklungsplanung.[53] Wenn die zu erwartenden Kosten für den Bau einer Leitung teurer sind als die erwarteten Kosten für das zusätzlich notwendige Engpassmanagement ohne diese Leitung, wird auf den Leitungsbau verzichtet. Untersuchungen in EnCN/FAU/Prognos (2016) und Grimm et al. (2021) zeigen, dass dies zu einem geringeren Netzausbaubedarf und damit zu einer deutlich höheren Gesamtwohlfahrt führen kann.

248. Für eine effiziente Nutzung der zuvor diskutierten Netzoptimierungsmaßnahmen ist eine Überarbeitung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) notwendig, um für die Netzbetreiber eine Anrechenbarkeit der Maßnahmen zur Refinanzierung durch die Netzentgelte zu ermöglichen und Anreize zu schaffen, dass solche Optionen auch zum Einsatz kommen. Sollen solche Maßnahmen über eine Pilotphase hinaus tatsächlich zum Einsatz kommen, muss sich deren Einsatz für die Netzbetreiber rentieren. Unter der aktuellen Regulierung haben die Netzbetreiber einen starken Anreiz, Netzprobleme mit weiterem Leitungsausbau zu beheben, da dort die Investitionskosten mit sehr geringem Risiko und vergleichsweise hoher Rendite über das Netzentgelt refinanziert werden. Im Gegensatz dazu treten bei dem Einsatz netzoptimierender Maßnahmen und innovativer Technologien Unsicherheiten über die Betriebskosten und erhöhte regulatorische und wirtschaftliche Risiken auf. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission den im Sommer 2020 abgeschlossenen Branchendialog zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung durch das BMWi, der als Grundlage für die geplante Novellierung der ARegV dienen soll.

249. Anfang 2020 startete mit der Veröffentlichung des Szenariorahmenentwurfs der Übertragungsnetzbetreiber für den NEP 2021-2035 bereits der siebte Durchgang der Bedarfsermittlung, der im Juni 2020 von der BNetzA genehmigt wurde (ÜNB, 2020b; BNetzA, 2020c). Zieljahr ist erstmals das Jahr 2035 mit einem zusätzlichen weiter in die Zukunft gerichteten Szenario für das Jahr 2040. Dabei wird der Fokus vor allem auf den Kohleausstieg

[52] Statt der Annahme eines Normklimas werden beim Freileitungsmonitoring die Witterungsbedingungen an der Leitung im Betrieb gemessen, sodass eine individuelle und dynamische Festlegung der maximalen Auslastung erfolgen kann.

[53] Seit dem NEP 2014 wird die Abschaltung regenerativer Erzeugung bei der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt, mit der Begründung, dass das Netz nicht für die letzte Kilowattstunde Erzeugung ausgebaut werden soll. Dabei erfolgt die Abregelung erneuerbarer Erzeuger allerdings schon im Rahmen der Vorbereitung der Inputdaten für die Lastflusssimulation, die über den Ausbau der Leitungskandidaten bestimmt, und erfolgt mittels Spitzenkappung oder basierend auf Vorüberlegungen zur Netzsituation in den Verteilernetzen. Im Gegensatz zu dem hier diskutierten Vorschlag wird dabei allerdings nicht der Zustand des Übertragungsnetzes berücksichtigt, sodass die Abschaltung nicht wirklich netzdienlich erfolgt (vgl. Grimm et al., 2016).

gelegt und im Vergleich zum NEP 2019-2013 eine deutlich ambitioniertere Entwicklung der Energiewende unterstellt. Die Szenarien orientieren sich dabei an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, u. a. die EE-Ausbauziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes und die CO_2-Reduktionsziele des Klimaschutzprogrammes 2030 und des Klimaschutzplanes 2050 (Treibhausgasneutralität). In zwei von drei Szenarien für 2035 wird davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg nicht wie beschlossen bis zum Jahr 2038 stattfindet, sondern schon bis 2035, um den Einfluss der Kohleverstromung auf den Netzausbaubedarf auszuschließen. Diese Annahme stellt sicher, dass das Übertragungsnetz den Kohleausstieg bewältigen kann. Der Szenariorahmen sieht in allen Szenarien einen im Vergleich zu heute steigenden Stromverbrauch vor. Dieser ergibt sich aus der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor, aus Dekarbonisierungsmaßnahmen im Industriesektor und aus dem zu erwartenden Einstieg in Power-to-X-Technologien. Dabei wird die Vorgabe aus der deutschen Wasserstoffstrategie, bis zum Jahr 2030 bis zu fünf GW und spätestens bis 2040 weitere fünf GW Elektrolysekapazitäten aufzubauen, berücksichtigt. Als zentrale Faktoren zur Beeinflussung des Netzentwicklungsbedarfs haben die ÜNB die zukünftige regionale Verteilung von Stromerzeugern und -verbrauchern und das Einsatzverhalten von Stromverbrauchern identifiziert. Aus diesem Grund werden erstmalig die Szenarien anhand der Dimensionen Grad der Netzorientierung und Grad der Sektorenkopplung/Elektrifizierung ausdifferenziert. Die Expertenkommission begrüßt diese Neuausrichtung der Szenarien und regt an auch für das Langfristszenario für das Jahr 2040 eine Berücksichtigung weiterer Netzausbaukandidaten zu prüfen, wie das bis zum NEP 2014 der Fall war.[54] Ob die Annahme neuer markt- und netzbasierter Flexibilitäten rechtzeitig und in erforderlichem Umfang realisierbar ist, ist noch nicht absehbar. Hier sind noch enorme Anstrengungen erforderlich. Aus Sicht der Expertenkommission ist dazu auch eine grundlegende Umgestaltung der elektrizitätsbezogenen Abgaben und Umlagen und eine Reform der Netzentgeltsystematik erforderlich (vgl. Empfehlungen in EWK, 2016, 2018, 2019).

250. Die Expertenkommission empfiehlt der Bundesregierung den aktuellen Durchlauf zum NEP 2021 gut hinsichtlich seiner Grundannahmen im Szenariorahmen zu prüfen. Wenn sich im Laufe des Jahres 2021 herausstellen sollte, dass die EU-Klimapolitik zu starken Änderungen bei den zugrundeliegenden Annahmen führt, ist zu prüfen, ob der aktuelle Durchgang nicht vorzeitig beendet und ein neuer Durchlauf für 2022 mit angepassten Szenarien durchzuführen ist. Auch 2016 wurde das Prüf- und Bestätigungsverfahren des NEP Strom 2025 für den Netzausbau an Land aufgrund der Novellierung des EEG durch die BNetzA eingestellt. Begründet wurde das mit den sich dadurch deutlich veränderten energiepolitischen Rahmenbedingungen. Aber auch kurz- bis mittelfristig empfiehlt die Expertenkommission die Verschärfung der Klimaschutzziele für Deutschland und deren Auswirkungen noch einmal zu evaluieren und durch Aufnahme eines Zwischenjahrs 2030 in den NEP 2021-2035 eine Kongruenz der Zeithorizonte herzustellen. Dabei wäre ein Szenario mit schnellerem marktgetriebenen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2).

6.3 Infrastrukturen koordiniert und langfristig planen

251. Um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen, ist ein umfangreicher Umbau der Transport-, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern

[54] Im NEP 2014 wurden zusätzlich zu den Leitungskandidaten für das Zieljahr 2024 weitere Kandidaten für 2034 vorgeschlagen und im Rahmen der Lastflusssimulation auf Notwendigkeit geprüft. Seit dem NEP 2015 werden keine zusätzlichen Kandidaten mehr für das Langfristszenario untersucht. Das Langfristszenario dient seitdem lediglich der Validierung der in den Szenarien für das Zieljahr identifizierten Ausbaukandidaten darauf, dass sie auch in der langen Frist noch notwendig sind.

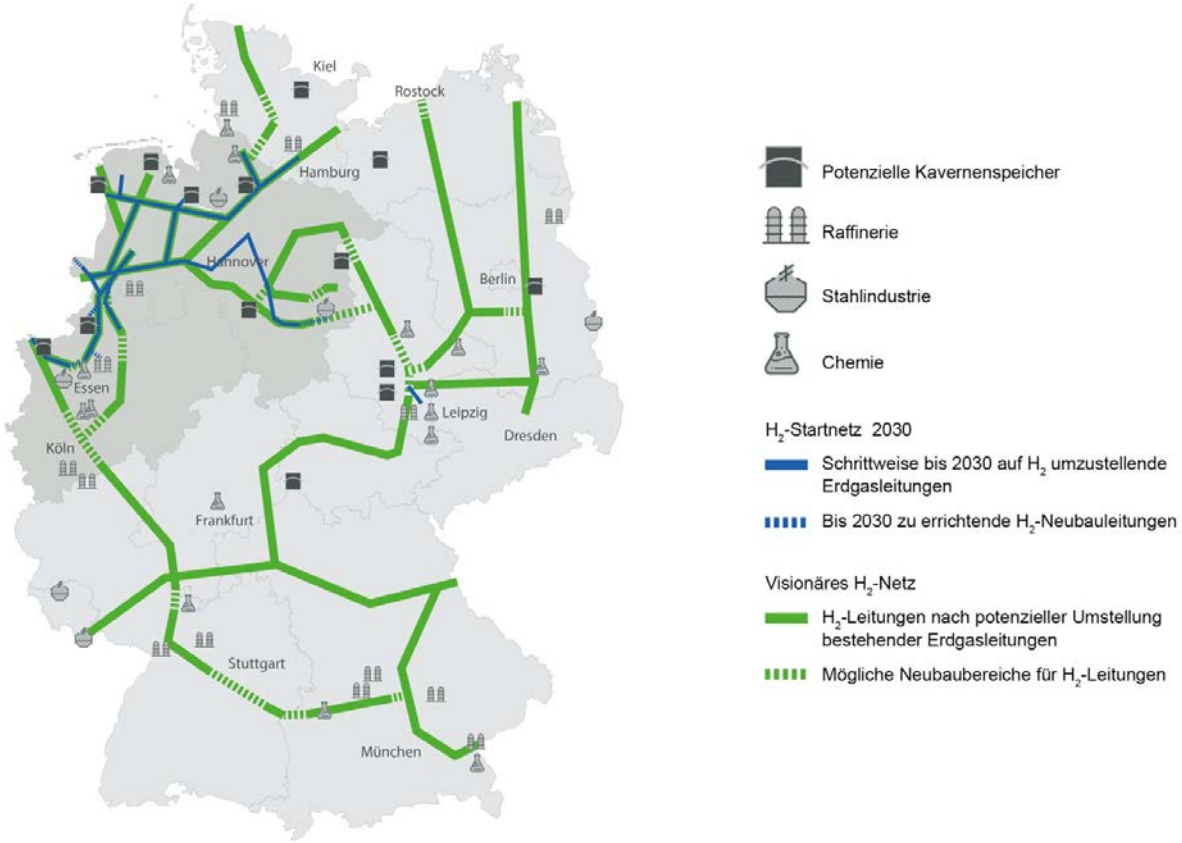
frühzeitig angepasst und ausgebaut werden (als „No Regret“-Maßnahme, vgl. Kapitel 3). Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Planung zwischen den verschiedenen Energieträgern zentral. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Transportinfrastruktur stofflicher Energieträger, wie Pipelines, Schiffe, Züge oder Lkw, hat dabei schon eine inhärente Speicherfunktion. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehrssektor ist der europaweite Ausbau von Ladeinfrastruktur und Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln (vgl. Kapitel 9). Eine wichtige Frage ist dabei auch, welche Teile der Infrastruktur zu regulieren sind und welche dem Wettbewerb überlassen werden können.

252. Der effiziente Ausbau der Infrastruktur erfordert eine langfristig angelegte und integrierte Planung von Infrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff. Wo möglich sind bestehende Infrastrukturen zu nutzen und zu erweitern. Außerdem ist eine stärkere Koordination auf europäischer Ebene anzustreben. Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. https://tyndp.entsoe.eu/). Das von der Europäischen Kommission beauftragte Studienprojekt E-Highway2050 (durchgeführt von 2012 bis 2015) zeigt detaillierte Langfristperspektiven auf, sodass auch ein Zielbild existiert, vor dessen Hintergrund die mittelfristigen Pläne erstellt werden (vgl. e-Highway2050, 2015). Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Stromnetze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Eine Verschränkung mit den Planungen zum Ausbau der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur fehlt jedoch bisher weitgehend. Vor dem Hintergrund der ambitionierteren Klimaziele im Rahmen des Green Deal sollten (a) die Planungen für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur verschränkt werden, um die Schnittstellen zwischen den Energienetzen in der Planung frühzeitig berücksichtigen zu können und (b) die Planungen, insbesondere auch die Langfristperspektive 2050, angepasst werden, um eine Orientierung für die Erstellung der mittelfristigen Ausbaupfade vorzuhalten.

253. Beim Aufbau der umfangreichen neuen Infrastrukturen sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Dies kann z. B. im Gasnetz durch die Umwidmung aktuell nicht benötigter Leitungen zum Transport von Wasserstoff geschehen. In der aktuellen Fassung des Netzentwicklungsplan Gas wird ein Wasserstoffnetz mit 1294 km Länge für Deutschland vorgeschlagen, wovon alleine 88 % durch Umstellung von bestehenden Gas-Leitungen erreicht werden sollen (vgl. FNB Gas, 2020a, und das H_2-Startnetz, welches in Abbildung 25 in blau in das „Visionäre H_2-Netz“[55] (grün) eingezeichnet wurde). Die Nutzung bestehender Kapazitäten ist aus Kostengründen geboten, erhöht aber auch die Akzeptanz des Aus- und Umbaus der Infrastruktur. Die Umsetzung dieser Maßnahmen steht allerdings unter Vorbehalt der Übertragung der bestehenden gesetzlichen Regelungen für (Erd-)Gasversorgungnetze auf Wasserstoffnetze.

[55] Von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) wurde eine Vision für eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur erstellt, die auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickelt werden soll, siehe https://www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf.

Abbildung 25: Visionäres Wasserstoffnetz und H_2-Startnetz 2030 aus dem NEP Gas



Quelle: FNB Gas (2020b)
Anmerkung: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

254. Ein Beispiel für die Relevanz der koordinierten Ausbauplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze ist die aktuelle Diskussion zu den Annahmen der Anlagenstandorte für die Wasserstofferzeugung im aktuellen Szenariorahmen für den NEP 2021-2035 (vgl. ÜNB, 2020b, und BNetzA, 2020c). Für ihren Entwurf haben die ÜNB eine Marktbefragung und -abschätzung zu geplanten Vorhaben durchgeführt, woraus sie die Annahme abgeleitet haben, dass 75 % der Elektrolyseure lastnah (insb. in NRW) angesiedelt werden. Die BNetzA hat in der Genehmigung allerdings festgelegt, dass 75 % der Elektrolyseure erzeugungsnah (insb. an den Küsten wegen der hohen zukünftigen Erzeugungsleistung von Wind Offshore-Anlagen) angesiedelt werden. Sie begründet das mit der Annahme, dass der NEP Gas bis 2030 den Aufbau eines H_2-Startnetzes im Nordwesten von Deutschland vorsieht, welches die Küstenregion der Nordsee und die Industriestandorte in NRW verbindet (vgl. Abbildung 8). Da dies größtenteils durch Umrüstung bestehender Gasleitungen erreicht werden soll, schätzt die BNetzA diese Option als kostengünstiger ein als einen entsprechenden Stromnetzausbau und -betrieb bei lastnaher Wasserstoffelektrolyse. Sie verweist dabei allerdings darauf, dass auch beim Ausbau des Wasserstoffnetzes unvorhersehbare Änderungen bei der Planung und den Kosten auftreten können und dass im Fall von deutlich über die Erwartungen steigenden Kosten die Annahmen zu den Standorten der Elektrolyseure noch einmal überprüft werden müssten. Dieses Beispiel verdeutlicht sehr gut, wie wichtig es ist, die Netzinfrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam zu planen. Die Expertenkommission empfiehlt daher zukünftig eine bessere Koordination bei der Netzausbauplanung der verschiedenen Energienetze, z. B. durch einen gemeinsamen

Szenariorahmen als Grundlage für die jeweiligen Netzentwicklungspläne. Auch für die koordinierte Planung zwischen Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen sollte eine Berücksichtigung von Langfristszenarien bei der Netzentwicklungsplanung erfolgen, um ein Zielbild aufgezeigt zu bekommen, wo es zukünftig hingehen soll. Aufgrund der mit der Entfernung des Betrachtungszeitraums zunehmenden Unsicherheiten müssen diese Szenarien dynamisch angepasst werden. Trotzdem helfen sie Aufschluss darüber zu erhalten, was schon heute unmittelbar angestoßen werden muss.

255. Für die Wasserstofflogistik stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern auch in Kombination zum Einsatz kommen können. Für den Transport eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für Druckwasserstoff und tiefkalt verflüssigten (d. h. kryogenen) Wasserstoff ist bisher jedoch nur der Straßentransport gängig. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport über ein Pipelinenetz attraktiv. Die Umsetzung eines flächendeckenden europäischen oder deutschen Rohrleitungsnetzes ist aus Gründen der Akzeptanz und der hohen Investitionskosten vermutlich mit großen Herausforderungen verbunden. Alternativ ist es denkbar, dass Wasserstoff, der beispielsweise an den Seehäfen Europas als kryogene Flüssigkeit oder in chemisch gebundener Form ankommt, über europäische Backbone-Leitungen zu den großen Verbrauchszentren transportiert wird. Dort könnte die regionale Weiterverteilung anschließend alternativ über Rohrleitungen oder mittels schienen- oder straßengebundenen Verkehrs erfolgen. Offen ist in dem Zusammenhang, ob alle Logistikebenen standardisiert und reguliert werden müssen oder ob insbesondere im Bereich der Verteil-Logistik ein wettbewerbliches Nebeneinander verschiedener Anbieter und Logistikvarianten bestehen kann. Bei der Regulierung neuer Infrastrukturen ist eine Integration in den bestehenden Regulierungs- und Planungsrahmen anzustreben.

7 Versorgungssicherheit

Das Wichtigste in Kürze

Bei der „Versorgungssicherheit Strom“ müssen Netze und Erzeugungskapazitäten sowie deren Zusammenspiel betrachtet werden. Deshalb sind die aktuelle und zukünftig zu erwartende Versorgungssicherheit sowie die Reservemechanismen und Regelleistungsmärkte als wichtige Instrumente zu deren Sicherstellung zu bewerten. Der Kohleausstieg, als große Herausforderung für die Versorgungssicherheit, wird in Kapitel 13 adressiert, die Netzbewirtschaftung in Kapitel 6. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Mit der Abkehr von konventionellen Energieträgern können (synthetisches) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle für die Versorgungssicherheit spielen und sollten daher in eine vorausschauende Betrachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung Eingang finden.

Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, die den Zeitraum bis 2030 in den Blick nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. Versorgungssicherheit betrachtet. Diese Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch zukünftig, basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende, zu jeder Zeit gegeben ist. Allerdings wurden noch nicht die Verschärfungen der Klimaziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen dürften. Daher empfiehlt die Expertenkommission der Bundesregierung zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Binnenmarkts. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Daher begrüßt die Expertenkommission den engen Austausch der Bundesregierung mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Forums. Die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) in den letzten Jahren durchgeführten „Mid-term Adequacy Forecasts“ sollen gemäß „Clean Energy Package“ der EU ab 2021 durch das „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) mit einer Überarbeitung von Datengrundlage, Methodik und Auswahl von zusätzlichen Szenarien zur Sensitivitätsanalyse abgelöst werden, um eine vollumfängliche Beurteilung der Versorgungssicherheit auf europäischer Ebene gewährleisten zu können. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

Der Monitoring-Bericht legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarkt 2.0 sichern sollen. Im Oktober 2020 kam nun auch die Kapazitätsreserve dazu, die eingesetzt wird, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Dadurch steigt auch 2019 der Anteil der Kraftwerkskapazitäten im Verantwortungsbereich der ÜNB weiter, was im Grunde dem Prinzip eines „Energy Only“-Marktes und dem Unbundling-Gedanken widerspricht. Zukünftig sind die Ergebnisse des ERAA zur Festlegung und Begründung nationaler Kapazitätsmechanismen zugrunde zu legen.

Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelleistungsmärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Marktdesign für die Beschaffung wichtig. Im November 2020 wurde in Deutschland der Regelarbeitsmarkt eingeführt, sodass nun eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt) erfolgt. Vor diesem Hintergrund erachtet die Expertenkommission ein enges Monitoring der weiteren Entwicklungen für notwendig, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können.

7.1 Versorgungssicherheit

256. Wie im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellt, ist die Versorgungssicherheit in den Jahren 2018 und 2019 auch im internationalen Vergleich weiterhin sehr hoch, was u. a. auf die aktuell noch verfügbaren Kapazitäten bei der konventionellen Stromerzeugung zurückzuführen ist. Das wird sich zukünftig durch den gesetzlich geregelten Atom- und Kohleausstieg allerdings ändern. Daher ist in den kommenden Jahren insbesondere ein vorausschauendes Monitoring der Versorgungssicherheit unerlässlich. Der aktuelle Monitoring-Bericht bewertet die Versorgungssicherheit auf Basis des $SAIDI_{EnWG}$-Strom (*System Average Interruption Duration Index*), der die Vergangenheit betrachtet und nur ungeplante Unterbrechungen[56] von mehr als drei Minuten berücksichtigt. Allerdings können auch Versorgungsausfälle unter drei Minuten zu volkwirtschaftlichen Schäden führen.

257. Seit dem ersten Monitoring-Bericht versäumt es die Bundesregierung mit einer entsprechenden Indikatorik ein umfassendes Bild der Versorgungssicherheit im Rahmen des Energiewende-Monitorings zu zeichnen. Die Expertenkommission hat regelmäßig auf dieses Defizit hingewiesen und auch eine Reihe von Vorschlägen zur Indikatorik vorgelegt (EWK, 2012, 2015, 2016, 2018, 2019). Dies könnte z. B. ein Indikator sein, der die Abweichungen von der Normspannung erfasst, die noch nicht zu einem Totalausfall der Versorgung führen, oder „System Adequacy“-Indikatoren, wie der international anerkannten Indikator der „Loss of Load Expectation“ (LOLE), der z. B. im jährlich erscheinenden Mid-term Adequacy Forecast von ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) zum Einsatz kommt (vgl. Diskussion unten). Bedauerlicherweise mangelt es nach Auffassung der Expertenkommission auch dem vorliegenden achten Monitoring-Bericht an einer umfassenden Darstellung des Themas Versorgungssicherheit.

258. Im Monitoring-Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit aus dem Juni 2019 hat die Bundesregierung nun einen Versorgungssicherheitsstandard definiert, wie es in § 51 EnWG vorgeschrieben ist (vgl. BMWi, 2019). Dabei wird die sogenannte Lastausgleichswahrscheinlichkeit im Einklang mit der Vorgehensweise in der Europäischen Union als am besten geeigneter Indikator zur Messung der Versorgungssicherheit identifiziert. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Außerdem wurde für Deutschland ein Schwellenwert mit 99,94 %[57] ermittelt, bei dessen Unterschreiten eine Prüfung und bei Bedarf eine Umsetzung angemessener Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Bundesregierung erfolgen muss (vgl. § 51 Abs. 4 EnWG). Dieser Wert wurde

[56] Allerdings auch keine Unterbrechungen, die auf höhere Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, zurück zu führen sind.

[57] Dies entspricht einer Lastüberhangswahrscheinlichkeit (englisch „Loss of Load Probability“, kurz LoLP) von 0,06 %, also der Wahrscheinlichkeit dafür, dass die Nachfrage am Strommarkt nicht durch das verfügbare Angebot gedeckt werden kann. Multipliziert man den LOLP-Wert mit der Anzahl der Stunden eines Jahres (8760 h) erhält man einen LOLE-Wert von 5 Stunden pro Jahr (siehe Sicherheitsstandard für Deutschland in Tabelle 14). Aus Verbrauchersicht entsprechen diese Werte einem Strommarkt-SAIDI (Wahrscheinlichkeit einer unfreiwilligen Unterbrechung aus Sicht eines Kunden) von ca. 5-10 Minuten pro Jahr (r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP, 2019).

mittels einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse bestimmt, indem die Kosten für den möglichen Neubau von Gasturbinen mit den Kosten für Abschaltungen von Verbrauchern („Value of Lost Load", VoLL) verglichen werden.[58]

259. Als Grundlage für den Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit hat das BMWi eine Studie in Auftrag gegeben, welche den Zeitraum bis 2030 in den Fokus nimmt und verschiedene Szenarien bzgl. der Versorgungssicherheit an den Strommärkten in Deutschland und seinen Nachbarländern analysiert (vgl. r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP, 2019). Die Studie kam zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit auch für die betrachteten Jahre bis 2030 basierend auf der Anfang 2019 erwarteten Entwicklung der Energiewende zu jeder Zeit gegeben ist und die Stromnachfrage in Deutschland in allen untersuchten Szenarien zu 100 % gedeckt werden kann. Dies gilt auch für ein Szenario, welches einen verstärkten Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland berücksichtigt, um das Klimaschutzziel der Energiewirtschaft für 2030 zu erreichen (17 GW Braun- und Steinkohle in 2030, was dem Ziel im Kohleausstiegsgesetz entspricht). Allerdings wurden noch nicht die Verschärfungen der Klimaschutzziele berücksichtigt, die durch den Green Deal auch auf Deutschland zukommen dürften (wie z. B. ein marktgetriebener Kohleausstieg bis 2030 und ein, durch die Elektrifizierung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme verursachter, deutlicher Anstieg der Stromnachfrage, vgl. auch Kapitel 2). Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, zeitnah weitere Untersuchungen zu veranlassen.

260. Auch wenn Deutschland heute noch eine der höchsten Versorgungssicherheiten im weltweiten Vergleich aufweist, kann sich dies zukünftig durch den weitreichenden Umbau des Energiesystems ändern. So werden in den kommenden Jahren durch den Atomausstieg und den Kohleausstieg die Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerken deutlich zurückgehen. Dies wird auch sehr gut durch einen Vergleich der Annahmen in dem jeweils genehmigten Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne NEP 2019-2030 (BNetzA, 2018) und NEP 2021-2035 (BNetzA, 2020a) deutlich, vgl. Tabelle 13. Ein Vergleich der Annahmen im Szenario B 2035 zeigt, wie deutlich sich in den letzten beiden Jahren nochmal die Annahmen bzgl. eines Rückgangs von konventionellen Erzeugungskapazitäten verändert haben. Während der NEP 2019 das Netz noch für einen Rückgang um ca. 27 % bis 2035 ausgelegt hat, wird im aktuellen Durchlauf mit einem Rückgang um 42 % im Vergleich zum Jahr 2019 gerechnet.

[58] Zur Bestimmung des Schwellenwerts nehmen r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) einen VoLL („Value of Lost Load") in Höhe von 10.000 Euro/MWh und Fixkosten für ein neues Gaskraftwerk (in Englisch auch „CoNE" für „Cost of New Entry") in Höhe von 50 Euro/kW pro Jahr an. Teilt man die Fixkosten durch den VoLL ergibt sich damit ein Schwellenwert von 5 h/a für die LOLE-Werte (bzw. von ca. 0,06 % für die LOLP-Werte). D. h. ohne Marktversagen dürfte kein LOLE von mehr als fünf Stunden pro Jahr auftreten, weil das ausreichen würde, damit ein neu gebautes Gaskraftwerk mit den Knappheitspreisen der fünf Stunden seine Kosten decken könnte. Überschreitet der LOLE den Schwellenwert, kann das darauf hindeuten, dass ein Marktversagen vorliegt. In der Realität kann es aber auch sein, dass es etwas länger dauert bis sich das Gleichgewicht wieder einstellt. Um bei Überschreiten des Schwellenwerts zu wissen, welcher der beiden Fälle vorliegt, ist eine Prüfung der Ursache vorgeschrieben.

Tabelle 13: Installierte Leistung [in GW] für konventionelle Energieträger in den jeweils genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2019-2030 und den NEP 2021-2035

	Referenz	NEP 2019-2030			NEP 2021-2035	
Energieträger	**2019**	**B 2025**	**B 2030**	**B 2035**	**B 2035**	**B 2040**
Kernenergie	8.1	0	0	0	0	0
Braunkohle	20.9	9.4	9.3	9	0	0
Steinkohle	22.6	13.5	9.8	8.1	0	0
Erdgas	30	32.5	35.2	36.9	42.4	42.4
Öl	4.4	1.3	1.2	0.9	1.3	1.1
Pumpspeicher	9.8	11.6	11.6	11.8	10.2	10.2
sonstige konv. Erzeugung	4.3	4.1	4.1	4.1	3.8	3.7
Kapazitätsreserve	-	2	2	2	-	-
Summe konv. Erzeugung	**100.1**	**74.4**	**73.2**	**72.8**	**57.7**	**57.4**

Quelle: BNetzA (2018, 2020a)

261. Der Vergleich der konventionellen Kapazitäten mit einer möglichen Spitzenlast von 81,8 GW, wie sie z. B. im Winter 2012/2013 aufgetreten ist und auch für 2020 prognostiziert wurde (vgl. MWIDE NRW, 2018), zeigt, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest in Situationen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig hoher Last maßgeblich von Stromimporten abhängen wird. Dies stellt einen Wendepunkt im deutschen Stromversorgungssystem dar (vgl. auch Kapitel 2). Der NEP 2019-2030 berechnet für das Zieljahr 2030 sogar eine Spitzenlast von bis zu 100 GW und eine maximale Residuallast (nach Abzug der regenerativen Erzeugung) von bis zu 80 GW (Übertragungsnetzbetreiber, 2019).[59] Grund dafür sind vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie Power-to-Heat (PtH) und Wärmepumpen, die zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen führen. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen und auch über das Jahr 2030 hinaus. Eventuelle Defizite im Bereich der Versorgungssicherheit früh zu erkennen ist von großer Bedeutung, da erforderliche Investitionen in Kraftwerke und Netze teilweise erhebliche Vorlaufzeiten benötigen.

262. Einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in allen analysierten Szenarien der oben genannten Studie von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) leistet der Ausgleichseffekt aus dem engen Austausch mit den Nachbarländern innerhalb des europäischen Binnenmarkts. Dabei helfen diese länderübergreifenden Ausgleichseffekte bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, dem Stromverbrauch und der Verfügbarkeit von

[59] Im NEP 2019-2030 wird zur Ermittlung der Jahreshöchstlast eine Stromverbrauchssimulation durchgeführt, die für die unterschiedlichen Szenarien für 2030 zu folgenden Ergebnissen kommt: 84 GW (A 2030), 93 GW (B 2030) und 100 GW (C 2030). Für die höchste Residuallast ergibt sich damit: 69 GW (A 2030), 76 GW (B 2030) und 80 GW (C 2030). Die Jahreshöchstlast und die Residuallast steigen mit zunehmender Sektorenkopplung, d. h. der zunehmenden Nutzung von Strom als Ersatz anderer Energieträger, in den Szenarien (Übertragungsnetzbetreiber, 2019).

Kraftwerken, die Verbraucher in Europa zu geringeren Kosten mit Strom zu versorgen. Das europäische Stromversorgungssystem weist weiterhin deutliche Überkapazitäten auf, sodass konventionelle Kraftwerke im Umfang von 80 bis 90 GW bis 2030 nach und nach reduziert werden können, ohne dabei die Versorgungssicherheit im europäischen Stromsystem zu gefährden. Durch die Möglichkeit des internationalen Stromhandels ist in Summe deutlich weniger Kapazität nötig als wenn jedes Land autark seine Versorgungssicherheit gewährleisten müsste. In diesem Fall müssten nach Berechnung von r2b/Consentec/Fraunhofer ISI/TEP (2019) mehr als 50 bis 60 GW an konventionellen Kraftwerken zusätzlich errichtet werden. Dies unterstreicht die Bedeutung des Strom-Binnenmarktes und der Gesamtbetrachtung im europäischen Kontext. Gerade Extremwettersituationen, die auch heute schon durch den Klimawandel zunehmen, können aber zu einer hohen Gleichzeitigkeit ungewünschter Effekte innerhalb größerer Regionen in Europa führen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission das Bekenntnis der Bundesregierung zum engen Austausch mit den Nachbarn im Rahmen des Pentalateralen Energieforums.[60] Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung geht hier allerdings nicht näher auf die aktuellen Entwicklungen ein. Die Expertenkommission empfiehlt für zukünftige Monitoring-Berichte, die Entwicklungen und die Ergebnisse unterschiedlicher Studien auf europäischer Ebene in die Beurteilung der Versorgungssicherheit einzubeziehen.

263. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung des europäischen Strom-Binnenmarktes wird eine verbesserte Koordination und Abstimmung der nationalen energiepolitischen Entscheidungen immer wichtiger. Eine länderübergreifende Herangehensweise an die Versorgungssicherheit erhöht die Wechselwirkungen und Abhängigkeiten der Mitgliedsstaaten untereinander. Infolgedessen sind Auswirkungen nationaler Markteingriffe immer auch mit direkten und indirekten Auswirkungen auf Nachbarsysteme verbunden (EWK, 2018, 2019; ENTSO-E, 2018; PLEF, 2018). In ihrer Stellungnahme aus dem Jahr 2019 hat die Expertenkommission die starken Wechselwirkungen, die sich aus einer länderübergreifenden Versorgungssicherheitsbetrachtung ergeben, anhand des „Mid-term Adequacy Forecast“ (MAF) von ENTSO-E aus dem Jahr 2018 (ENTSO-E, 2018) veranschaulicht. In einer Variantenrechnung („Low Carbon“ Szenario, vgl. Tabelle 14) mit verstärkter Stilllegung von fossilen Kraftwerken im Jahr 2025 in einigen Ländern, insbesondere Deutschland, zeigt sich, dass dies für Frankreich und Belgien zu einem Anstieg des LOLE-Werts über den jeweils geltenden Sicherheitsstandard von drei Stunden pro Jahr führt, obwohl in diesen Ländern selbst keine Kapazitäten reduziert werden. Aufgrund dieser Ergebnisse wiederholte die Expertenkommission ihre Empfehlung, den Kohleausstieg auch weiterhin in enger Abstimmung mit den Nachbarn zu gestalten (vgl. EWK, 2019).

264. In MAF 2019 (ENTSO-E, 2019) ist die höhere Reduktion der fossilen Erzeugungskapazitäten für die Länder der „Penta-Region“ schon im Szenario „Base Case“ berücksichtigt, während „Low Carbon“ zusätzliche Reduktionen in anderen Ländern annimmt. Außerdem wurde im Vergleich zu MAF 2018 die Datenqualität deutlich verbessert (z. B. Datenerhebung und Modellierung aller Kraftwerksblöcke anstelle von Technologieclustern, Ausweitung der Klimadatenbank bei hydrologischen Daten für Wasserkraftwerke und Verbesserung der Methodik zur Erstellung stündlicher Nachfragezeitreihen). Darüber hinaus wurde im Fall von Frankreich eine verzögerte Abschaltung von Kernenergieanlagen angenommen, was eine 4,5 GW höhere Kernkraftwerkskapazität im Vergleich zu MAF 2018 ergibt. Insgesamt führt das dazu, dass die LOLE-Werte in beiden Szenarien des MAF 2019

[60] Das Pentalaterale Energieforum ist eine freiwillige Zusammenarbeit zwischen den Energieministerien aus folgenden Ländern (nachfolgend „Penta-Region“ genannt): Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz.

unter denen aus dem „Low Carbon“ Szenario im MAF 2018 liegen. Lediglich für Frankreich liegt der Wert im „Low Carbon“ Szenario um 0,1 h über dem Sicherheitsstandard von drei Stunden pro Jahr, vgl. Tabelle 14.[61]

265. Auch der neueste MAF aus dem November 2020 (ENTSO-E, 2020) betrachtet das Zieljahr 2025 (um Vergleichbarkeit mit den vorherigen MAFs zu gewährleisten), analysiert aber auch als erster MAF die Versorgungssicherheit für ein Jahrzehnt im Voraus für das Zieljahr 2030. Für beide Zieljahre wird allerdings nur noch ein Szenario betrachtet, das die aktuellen Entwicklungen gemäß der länderspezifischen NECPs berücksichtigt (also im Fall von Deutschland z. B. auch den gesetzlich festgelegten Kohleausstieg).[62] Hier ergibt sich ebenfalls für die meisten Länder der „Penta-Region“ ein LOLE nahe null und auch die Werte für Belgien und Frankreich sinken weiter, sodass nun auch Frankreich seinen Sicherheitsstandard einhalten kann. Diese Unterschiede sind hauptsächlich auf die Aktualisierungen der Eingangsdaten zurückzuführen. Der Vergleich der verschiedenen MAFs verdeutlicht die Komplexität der Beurteilung der Versorgungssicherheit im europäischen Kontext. Er zeigt außerdem welche Rolle die Datengrundlage und die verwendete Methodik für die Ergebnisse spielen.

266. Da eine Bewertung der länderübergreifenden Versorgungssicherheit dennoch zentral für das Gelingen der europäischen Energiewende ist, wird der MAF ab dem Jahr 2021 durch das im „Clean Energy Package“ der EU vorgeschriebenen „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) abgelöst (vgl. Verordnung (EU) 2019/943, Artikel 23, vom 5. Juni 2019). Dabei sollen die Datengrundlage und die Methodik des MAF weiter verbessert werden und deutlich mehr Szenarien gerechnet werden. Zu den Ergänzungen gehört u. a. eine wirtschaftliche Rentabilitätsbewertung, um endogen zu bestimmen welche Kapazitäten abgeschaltet, vorübergehend stillgelegt oder zugebaut werden. Außerdem soll zur realistischeren Abbildung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse der Ansatz des „flow-based market coupling“ (FBMC) implementiert werden.[63] Weiterhin sollen Szenarien mit und ohne nationale Kapazitätsmechanismen, wie die Kapazitätsreserve in Deutschland, gerechnet und gegenübergestellt werden. Die MAF-Analysen berücksichtigten bisher explizit keine nationalen Kapazitätsmechanismen. Die Genehmigung der ERAA Methodik, welche die von der EU vorgegebenen Kriterien berücksichtigt, ist am 2. Oktober 2020 durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erfolgt. Der Nachweis eines Kapazitätsdefizits im ERAA bildet künftig eine Voraussetzung dafür, dass ein Mitgliedsstaat einen Kapazitätsmechanismus einführen darf. Die Bundesregierung sollte auf die weitere Entwicklung und mögliche erste Ergebnisse des ERAA in ihrem nächsten Monitoring-Bericht eingehen und daraus Handlungsoptionen für Deutschland ableiten, z. B. eine Anpassung der Kapazitätsreserve. Die Ergebnisse des ERAA bilden zukünftig die Grundlage für den Nachweis, ob eine Kapazitätsreserve in Höhe von 2 GW für Deutschland überhaupt notwendig ist. Die Expertenkommission forderte solch einen transparenten und nachvollziehbaren Nachweis bereits in der Vergangenheit (vgl. Absatz 198 in EWK, 2018).

[61] In den MAFs deutet ein positiver LOLE-Wert lediglich auf eine Ressourcen-Unzulänglichkeit auf dem Markt hin. Eine Lastunterdeckung aufgrund von Übertragungs- und Verteilungsfehlern oder Nachfrage- und EE-Prognosefehlern wird nicht berücksichtigt.

[62] Die in MAF 2020 getroffenen Annahmen berücksichtigen den Einfluss der Corona-Pandemie nicht.

[63] FBMC berücksichtigt beim Handel zwischen zwei Ländern nicht nur die verfügbare grenzüberschreitende Handelskapazität („Net Transfer Capacity“, NTC), sondern auch die Auswirkung des Handelsflusses auf die benachbarten Staaten. Es wird seit 2015 zur Bestimmung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten für die CWE-Region (Central-West Europe) angewendet und soll 2021 auf die CEE-Region (Central-East Europe) ausgedehnt werden. In den zentralen Berechnungen der MAFs wurde bisher die vereinfachte Betrachtung von saisonalen NTCs als Kapazitätsgrenze für die Handelsflüsse gewählt.

Tabelle 14: Vergleich der „Loss of Load Expectation“ (LOLE) für das Jahr 2025 aus unterschiedlichen Studien für die Länder der „Penta-Region“ und nationaler Sicherheitsstandard in [h/a]

	Sicherheits-standard	MAF 2018		MAF 2019		MAF 2020	PLEF (2020)*		
		Base Case	Low Carbon	Base Case	Low Carbon	Base Case	Base Case	Low Gas	Low Nuclear
AT	-	0.0	0.7	0.0	0.1	0.0	1.7	3.8	2.3
BE	3	2.0	12.3	1.1	1.6	0.2	3.3	8.1	4.6
CH	-	0.0	0.9	0.3	0.2	0.0	0.2	1.4	2.9
DE	5	0.0	3.3	0.3	0.6	0.0	0.6	1.6	0.7
FR	3	2.1	6.1	2.7	3.1	1.2	3.3	7.1	4.6
LU**	-	(0.0-3.1)	(0.0-17.8)	0.9	1.5	0.0	0.6	1.6	0.7
NL	4	0.2	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Anmerkungen: In MAF 2018 wurden im Szenario „Low Carbon“ im Vergleich zu „Base Case“ in den hier betrachteten Ländern 10 GW Kohlekapazität reduziert (davon 8,3 GW in Deutschland). In MAF 2019 ist die höhere Kohlereduktion schon in „Base Case“ berücksichtigt, während „Low Carbon“ zusätzliche Reduktionen in anderen Ländern annimmt. *In Szenario „Low Gas“ wird eine Reduktion der Gaskapazitäten um 7,5 GW unterstellt, in Szenario „Low Nuclear“ eine Reduktion der Kernenergiekapazität um 2,9 GW und eine niedrigere verfügbare Handelskapazität (NTC) mit der Schweiz. **In MAF 2018 werden für Luxemburg vier mögliche Regionen betrachtet, deren LOLE-Werte in dem hier angegebenen Intervall liegen.
Quelle: ENTSO-E (2018, 2019, 2020), PLEF (2020)

267. Auch das „Generation Adequacy Assessment“ des Pentalateralen Energieforums (als Ergebnis einer Zusammenarbeit zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern und Vertretern der Ministerien, Marktakteure und Regulierungsbehörden) aus dem April 2020 (PLEF, 2020) kommt im Szenario „Base Case“ für das Jahr 2025 zu dem Schluss, dass die LOLE-Werte die länderspezifischen Sicherheitsstandards nicht oder nur marginal überschreiten. Zwei Sensitivitätsszenarien zeigen, dass es ein Risiko der Lastunterdeckung gibt, insbesondere in Frankreich und Belgien, wo der Sicherheitsstandard deutlich überschritten wird (vgl. Tabelle 14). Die Werte sind grundsätzlich höher als die der MAFs, da in den MAFs fünf verschiedene Tools zum Einsatz kommen und ein Durchschnitt für den ausgegebenen LOLE-Wert berechnet wird, während die Ergebnisse der PLEF (2020) Studie nur von einem Tool bestimmt werden. Außerdem wird im Gegensatz zu den MAFs ein FBMC-Modellansatz implementiert, der den möglichen grenzüberschreitenden Handel verglichen mit dem NTC-Ansatz stärker einschränkt. Die Szenarien berücksichtigen für 2025 das Ziel des „Clean Energy Package“, dass 70 % der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten für den Handel zur Verfügung stehen müssen (vgl. Kapitel 6), sowie den von der Kohlekommission geplanten Kohleausstiegspfad. Wie in den MAFs werden auch hier keine Netzengpässe innerhalb der Preiszonen und mögliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten berücksichtigt. Das Szenario „Low Gas“ verdeutlicht auch hier die Auswirkung der Penta-Region auf die Versorgungssicherheit in Deutschland, da der LOLE-Wert in Deutschland in diesem Szenario ansteigt, obwohl die Gas-Kapazität unverändert zum „Base Case“ ist.[64]

268. Zusammenfassend zeigt sich, dass inzwischen einige Studien auf nationaler und internationaler Ebene existieren, die eine Beurteilung der Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren erlauben. In der Einordnung dieser Ergebnisse für Deutschland lässt sich allerdings feststellen, dass die Ergebnisse auch stark von den

[64] Bei den LOLE-Werten von Deutschland und Luxemburg in Tabelle 14 wurde in einer ex-post Analyse zusätzlich zu den am Markt verfügbaren Erzeugungskapazitäten auch eine Kapazitätsreserve von 2 GW in 2025 berücksichtigt. Ohne diese würde der LOLE in Szenario „Base Case“ bei 2,1 h/a und in Szenario „Low Gas“ bei 4,3 h/a liegen (und 2,7 h/a in Szenario „Low Nuclear“).

getroffenen Annahmen zum erwarteten Marktdesign, den Inputdaten und den verwendeten Methoden abhängen. Das bedeutet, dass selbst ein LOLE-Wert nahe 0, wie z. B. in MAF 2020 gesehen, für ein bestimmtes Land nicht notwendigerweise bedeutet, dass es keine Knappheit gibt. Stattdessen sollte der Wert im Zusammenhang mit den Annahmen gesehen werden, die die zugrundeliegenden Eingabedaten prägen. Für die Versorgungssicherheit kritische Situationen können zudem in sehr wenigen Stunden auch dann auftreten, wenn der LOLE (als statistischer Mittelwert) grundsätzlich sehr niedrig ist.[65]

269. Unter Berücksichtigung der hier diskutierten Studien geht die Expertenkommission davon aus, dass der gesetzlich festgelegte Kohleausstieg mittelfristig zu keinen Verwerfungen auf dem Strommarkt führen dürfte. In der längeren Sicht oder bei einem möglicherweise marktgetriebenen rascheren Kohleausstieg bis 2030 (vgl. Kapitel 2) mag dies anders sein. Deshalb begrüßt die Expertenkommission auch grundsätzlich die Regelung des im August 2020 verabschiedeten Kohleausstiegsgesetzes auf Durchführung eines Monitoring- und Evaluierungsprozesses mit Überprüfungen in den Jahren 2022, 2026 und 2029 (vgl. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), §54). Kohleausstieg, Netzausbau und Ausbau der Erneuerbaren Energien interagieren stark miteinander und bedingen sich zum Teil auch gegenseitig (vgl. auch die Diskussion in den Kapiteln 4 und 6). Daher ist es wichtig, zu verhindern, dass Versäumnisse in einem Bereich zu Verzögerungen oder weniger ambitionierten Anpassungen in den anderen Bereichen führen. Aus diesem Grund sollte die Bundesregierung alles ihr Mögliche tun, damit Verzögerungen beim Netzausbau oder EE-Ausbau nicht eine Verlängerung der Laufzeit von Kohlekraftwerken nach sich ziehen (wie im KVGB, §34, als Option vorgesehen). Dazu ist es wichtig, Probleme frühzeitig zu erkennen, um im Fall, dass sich eine Gefährdung der Versorgungssicherheit abzeichnet, weitere unterstützende Maßnahmen ergreifen zu können.

270. Neben der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität wird durch die Abkehr von konventionellen Energieträgern auch die Versorgungssicherheit bei (synthetischem) Gas und Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle spielen (vgl. Kapitel 11) und sollte zukünftig auch Beachtung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung finden.

7.2 Reservemechanismen in Deutschland

271. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung legt dar, dass in den letzten Jahren zunehmend Reservekapazitäten von Seiten der Netzbetreiber beschafft wurden, welche die Funktionsweise des Strommarkt 2.0 sichern sollen. Diese werden über das Netzentgelt finanziert und belasten den Endverbraucher zusätzlich (2018: 21 % der Kosten für Systemdienstleistungen). Für seltene Extremereignisse mit unvorhersehbarer Eintrittswahrscheinlichkeit kann der Strommarkt selbst keine Vorsorge treffen. Die Absicherung für diese Risiken fällt vielmehr in den Bereich der staatlichen Risikovorsorge durch Reserven, die zusätzlich zum Strommarkt in Extremsituationen zur Verfügung stehen. Mit der Kapazitätsreserve soll gemäß § 13e EnWG ab Oktober 2020 außerhalb des Strommarktes eine Reserve in Höhe von 2 GW gebildet werden, deren Leistung von Erzeugungsanlagen, Speichern sowie regelbaren Lasten vorgehalten werden kann. Diese kann eingesetzt werden, falls sich am Markt kein ausreichendes Angebot zur Deckung der Nachfrage einstellt. Wesentliches Ziel der Kapazitätsreserve ist es, die

[65] Die meisten probabilistischen Studien zur Beurteilung der Versorgungssicherheit konzentrieren sich hauptsächlich auf die im Mittel erwarteten Situationen durch Verwendung statistischer Indikatoren wie z. B. dem LOLE. Aus Sicht der Systemsicherheit ist ein sicherer Betrieb des Systems zu jedem Zeitpunkt notwendig. Das Risiko kritischer Situationen, die innerhalb des normalen Systembetriebs nicht bewältigt werden können, spiegelt sich jedoch nicht in den LOLE-Werten der Simulationsergebnisse wieder. Daher wird in den MAFs als weiterer Indikator der LOLE95 als 95. Perzentil der für jedes Simulationsjahr berechneten LLD-Werte („Loss of Load Duration“) angegeben, was einer Eintrittswahrscheinlichkeit von einem Fall in 20 Jahren entspricht. Der LOLE berechnet sich als Mittelwert über alle LLD-Werte.

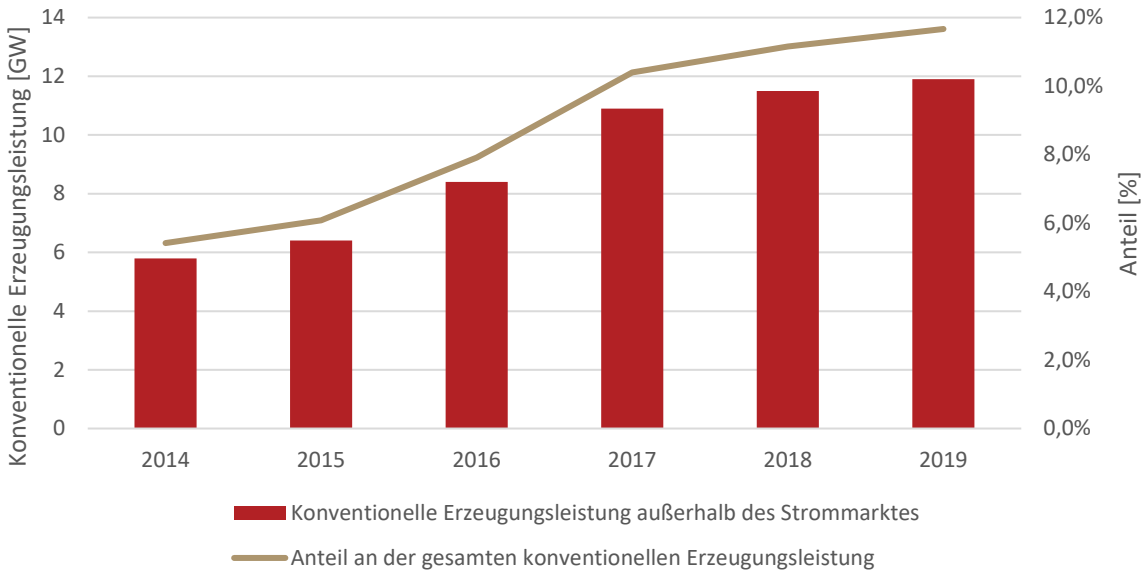
Stromversorgung zusätzlich gegen Extremereignisse abzusichern (BMWi, 2019). Mit Gebotstermin am 01.12.2019 wurden für den Erbringungszeitraum von 01.10.2020 bis 30.09.2022 Kapazitäten in Höhe von 1.056 MW mit einem Zuschlagswert für alle Kapazitätsreserveanlagen von 68.000 Euro/MW pro Jahr unter Vertrag genommen.[66] Somit kam es zu einer deutlichen Unterdeckung der Ausschreibung mit einer Gesamtnachfrage nach 2 GW Reservekapazität.

272. Da die Stilllegung konventioneller Kraftwerke, u. a. durch Atom- und Kohleausstieg, insbesondere im Süden Deutschlands mit einem deutlichen Rückgang von Marktkraftwerken mit Redispatch-Potenzial einhergeht, werden im Rahmen der Netzreserve nach § 13d EnWG Kraftwerke in dieser Region vorgehalten, die von den Netzbetreibern für das Netzengpassmanagement eingesetzt werden sollen, wenn die im Markt befindlichen Anlagen nicht ausreichen. Mit Einführung der Kapazitätsreserve sollen auch die darin gebundenen Anlagen, sofern diese in netztechnisch geeigneten Regionen stehen, von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzengpassmanagements eingesetzt werden. Neben Kapazitäts- und Netzreserve wurden bis Oktober 2019 als Beitrag zur Erreichung der Klimaziele acht Braunkohleblöcke in die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG überführt. Diese Kraftwerksblöcke sind vorläufig stillgelegt, können aber in Extremsituationen wieder aktiviert werden.

273. In ihrem Bericht von 2018 hatte die Expertenkommission bereits ausführlich und kritisch über die verschiedenen Reservemechanismen berichtet (vgl. Absatz 197 ff. in EWK, 2018). Abbildung 26 zeigt die bisherige Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität und der außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten in den diversen Reservemechanismen. Während die konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den letzten Jahren leicht zurückgegangen sind (von 104,8 GW in 2017 auf 103,1 GW in 2018 und 102,0 GW in 2019), sind die Kraftwerkskapazitäten, die auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber außerhalb des Strommarktes betrieben werden, weiter angestiegen und betragen mittlerweile 11,7 % der gesamten konventionellen Kapazität.

[66] Für eine detaillierte Auflistung der Anlagen siehe https://www.netztransparenz.de/EnWG/Kapazitaetsreserve.

Abbildung 26: Übersicht über die außerhalb des Marktes gebundenen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA/BKartA (2014, 2016a, 2016b, 2017, 2019, 2020)

274. Durch den Atom- und Kohleausstieg wird sich die konventionelle Erzeugungsleistung in den kommenden Jahrzehnten stark verringern. Momentan ist jedoch nicht abzusehen, dass der Bedarf an Reservekapazitäten sinken wird. Die bis 2023 auslaufende Sicherheitsbereitschaft[67] wird voraussichtlich durch die 2020 eingeführte Kapazitätsreserve von zunächst geplanten 2 GW bis 2022 ersetzt. Durch den weiteren Wegfall von Erzeugungsleistung im Süden und dem sich weiter verzögernden Netzausbau (vgl. Kapitel 6) ist eher mit einer weiteren Zunahme an Reservekapazitäten zu rechnen. So hat die Bundesnetzagentur im April 2020 einen erhöhten Bedarf an Reservekraftwerken für das Winterhalbjahr 2024/2025 (8.042 MW im Vergleich zu 6.598 MW in 2018/2019 und 2019/2020) festgestellt (BNetzA, 2020b). Zusätzlich plant der NEP 2019-2030 zum ersten Mal unter dem Stichwort „Netzbooster“ mit dem Einsatz von 900 MW Batteriespeicher im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber. Mit den verschiedenen Reserven wird ein signifikanter Anteil konventioneller Kapazitäten außerhalb des Strommarkts über die Netzentgelte finanziert. Dies widerspricht grundsätzlich der Idee des „Energy Only“-Marktes und bedeutet faktisch die Einrichtung eines „Schatten-Kapazitätsmarktes“. Die Expertenkommission hat daher in ihrer letzten Stellungnahme vorgeschlagen, den Anteil der Reserven an der gesamten Erzeugungskapazität zu überwachen und deren Kosten-Nutzen-Verhältnis zu bewerten (EWK, 2019). Vor diesem Hintergrund sind die aktuellen Entwicklungen im Rahmen des ERAA auf europäischer Ebene und die Definition eines aussagekräftigen Indikators und eines volkswirtschaftlich effizienten Schwellenwerts für die Versorgungssicherheit durch die Bundesregierung als Grundlage für die Bewertung zu begrüßen.

275. Neben der Bewertung und Anpassung von Kapazitätsmechanismen sollte die Bundesregierung sicherstellen, dass auch am Markt für privatwirtschaftliche Akteure genügend Anreize bestehen, bei knappen Kapazitäten

[67] Im Oktober 2019 wurden die letzten zwei der acht dafür vorgesehenen Braunkohlekraftwerksblöcke (insgesamt 2,7 GW, was 13 % der installierten Braunkohleleistung entspricht) in die Sicherheitsbereitschaft überführt, wobei jeder Block nach vier Jahren endgültig stillgelegt wird. Das erste Kraftwerk wurde im Oktober 2016 aufgenommen und wurde somit im Oktober 2020 endgültig stillgelegt. Ein kontinuierlicher Rückgang erfolgt nun bis zum Oktober 2023.

am richtigen Ort zu investieren. Dafür kann es notwendig sein, über regional differenzierte Anreize nachzudenken (vgl. auch Kapitel 6). Außerdem ist eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt, ohne eine restriktive obere Preisschranke, für Investitionsanreize bedeutsam.

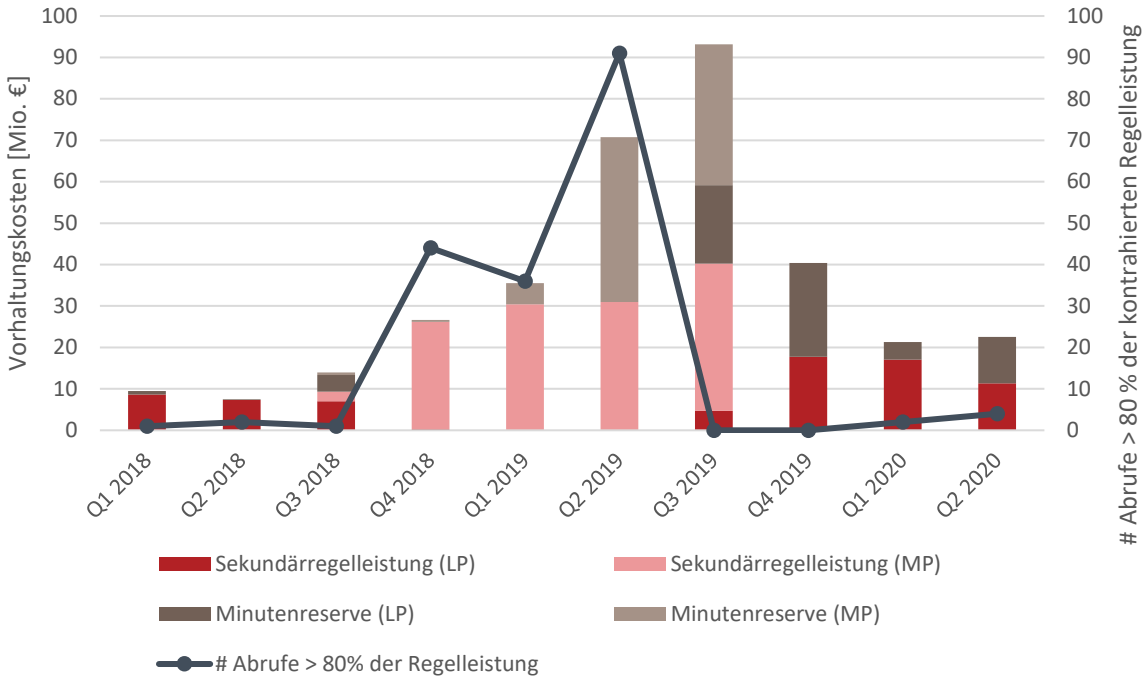
7.3 Regelenergiemärkte und Bilanzkreistreue

276. Für die Systemsicherheit als wesentliches Element der Versorgungssicherheit spielen die Regelenergiemärkte eine wichtige Rolle, mit deren Hilfe Abweichungen von der Netzfrequenz adressiert werden. Für einen effizient funktionierenden Markt ist insbesondere das Beschaffungsdesign wichtig, welches seit 2018 mehrfach umgestellt wurde. Die Expertenkommission empfiehlt, diese Entwicklungen zukünftig im Monitoring-Bericht zu diskutieren und zu bewerten. Gerade wenn das Beschaffungsdesign zu niedrigen Arbeitspreisen und somit zu niedrigeren Ausgleichsenergiepreisen[68] führt, kann das zu verzerrten Anreizen für die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen und somit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen, was im Juni 2019 zu beobachten war. Achten hingegen alle Bilanzkreisverantwortlichen auf einen ausgeglichenen Bilanzkreis sollten keine systemkritischen Abweichungen entstehen. Die Implementierung einer Verpflichtung zur Bilanzkreistreue, z. B. durch Sanktionierung bei Fehlverhalten oder durch marktliche Anreize, ist zentral, da dies zu einer angemessenen Bepreisung von Flexibilitätsoptionen führt und damit langfristig Versorgungssicherheit schafft.

277. Im Oktober 2018 wurde das Mischpreisverfahren als neuer Zuschlagmechanismus bei der Ausschreibung von Regelenergie eingeführt. Auslöser für die Änderung waren hohe Arbeitspreise, die im Herbst 2017 von einzelnen Anbietern aufgerufen werden konnten. In Folge der Einführung des Mischpreisverfahrens haben sich nun die Kosten für Regelenergie von den Einsatzkosten (durch niedrigere Arbeitspreise) zu den Vorhaltungskosten (durch höhere Leistungspreise) verlagert (vgl. Abbildung 27, Primärachse). Während die Kosten für den Einsatz von Regelenergie von den verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen über den Ausgleichsenergiepreis getragen werden, werden die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung von den Verbrauchern über die Netzentgelte bezahlt. Das gemeinsame Auftreten von hohen Leistungs- und niedrigen Arbeitspreisen kann allerdings zu Problemen für die Versorgungssicherheit führen. Durch die mit dem Mischpreisverfahren günstiger gewordene Regelenergie kann der Ausgleich des Bilanzkreises aus der Regelreserve teilweise günstiger sein als der kurzfristige Ausgleich über den Intraday-Markt. Dies führte seit Einführung des Mischpreisverfahrens zu einem deutlichen Anstieg der abgerufenen Regelenergie. Dabei kam es insbesondere zu einem starken Anstieg an Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der verfügbaren Mengen an Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (vgl. Abbildung 27, Sekundärachse). Viertelstunden, in denen 80 % der kontrahierten Regelleistung abgerufen werden, werden als systemkritische Situationen bezeichnet. Vor Einführung des Mischpreisverfahrens traten solche Situationen nur sehr selten auf. Auch haben Bilanzkreisverantwortliche durch die gesunkenen Ausgleichsenergiepreise weniger Anreize, weiter in Prognoseverbesserungen zu investieren, um den eigenen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Außerdem entstehen durch solche letztlich vermeidbaren Knappheiten auch zusätzliche Anreize für dominierende, pivotale Großakteure auf dem Regelenergiemarkt hohe Gewinne durch strategische Gebote abzuschöpfen.

[68] reBAP steht für „regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis“ und wird verkürzt auch Ausgleichsenergiepreis genannt.

Abbildung 27: Vorhaltungskosten und Anzahl der Viertelstunden mit Abrufen von mehr als 80 % der kontrahierten Sekundärregel- und Minutenreserveleistung



Anmerkung: „LP“ steht für Beschaffung nach dem Leistungspreisverfahren, „MP“ für Beschaffung nach dem Mischpreisverfahren. Das Mischpreisverfahren war für die Beschaffung der Regelleistung für den 12. und 13. Juli 2018 und für die Zeit von 15. Oktober 2018 bis 30. Juli 2019 im Einsatz.
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von regelleistung.net

278. Im Juni 2019 kam es an mehreren Tagen zu kritischen Situationen mit negativen Auswirkungen auf das Stromnetz als die Übertragungsnetzbetreiber eine Unterversorgung des Stromnetzes mit Hilfe von Regelenergie ausgleichen wollten und der eigentliche Bedarf an positiver Regelleistung die vorgehaltene Menge deutlich übertraf. Insgesamt lässt sich feststellen, dass das Mischpreisverfahren zu einem deutlichen Anstieg bei den Vorhaltungskosten und bei der abgerufenen Regelenergie mit Folgen für die Systemsicherheit geführt hat. Diese Entwicklung wurde von vielen Akteuren erwartet, u. a. auch von der Expertenkommission, die das Mischpreisverfahren in ihrer letzten Stellungnahme als Schritt in die falsche Richtung bezeichnet hat (vgl. Absatz 429 in EKW, 2019). Im Juli 2019 wurde das Mischpreisverfahren vom Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf gekippt und zum 31.07.2019 wieder auf das Leistungspreisverfahren umgestellt. Mit der Umstellung kam es wie zu erwarten zu einem sprunghaften Anstieg der Arbeitspreise und zu einem Rückgang der Leistungspreise auf das Niveau nahe 0 Euro/MW, also zu ähnlichen Preisen wie Mitte 2018 vor der Umstellung auf das Mischpreisverfahren (vgl. Regelleistung-Online, 2019). Außerdem war ein deutlicher Rückgang des Einsatzes von positiver Regelarbeit zu beobachten, was ebenfalls darauf hindeutet, dass hohe Arbeitspreise und damit verbunden höhere Ausgleichsenergiepreise die Bilanzkreisverantwortlichen zu einer besseren Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise motivieren.

279. Am 2. November 2020 erfolgte die Inbetriebnahme des durch die „Electricity Balancing Guideline“ der EU vorgeschriebenen Regelarbeitsmarktes in Deutschland, der getrennte Auktionen für Leistung und Arbeit vorsieht (vgl. Übertragungsnetzbetreiber, 2020). Dabei erfolgt eine separate Beschaffung von Regelleistung (am Vortag) und Regelarbeit (bis 60 Minuten vor dem Realisierungszeitpunkt). Gehandelt werden Produktzeitscheiben von

vier Stunden. Anlagen, die am Regelleistungsmarkt einen Zuschlag für eine Zeitscheibe erhalten haben, sind verpflichtet die bezuschlagte Menge am Regelarbeitsmarkt anzubieten. Zusätzlich können auch präqualifizierte Akteure am Regelarbeitsmarkt bieten, die nicht am Regelleistungsmarkt teilgenommen haben oder dort keinen Zuschlag erhalten haben. Dies soll zu mehr Wettbewerb und somit zu niedrigeren Arbeitspreisen führen. Die Vorfälle aus 2019 zeigen, welche Bedeutung die Regelenergiemärkte und die Bilanzkreistreue für ein funktionierendes Stromsystem haben und dass nicht leichtfertig daran Änderungen vorgenommen werden sollten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Expertenkommission, die weiteren Entwicklungen unter dem neuen Regelarbeitsmarktdesign von Anfang an aufmerksam zu beobachten und auszuwerten, um bei Fehlentwicklungen rechtzeitig reagieren zu können. Das Marktdesign für die Beschaffung und den Einsatz der Regelenergie sollte so ausgestaltet sein, dass Bilanzkreisverantwortliche einen Anreiz haben ihren Bilanzkreis vor dem Erfüllungszeitpunkt so gut wie möglich auszugleichen, z. B. über den Intraday-Markt oder durch Verbesserung ihrer Prognose-Tools. Mit der Einführung des Regelarbeitsmarktes ist eine Senkung der Kosten für das Ausgleichsenergiesystem zu erwarten. Die Expertenkommission empfiehlt daher wie schon in der Stellungnahme aus dem Jahr 2019 eine Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreissystems, beispielsweise durch die Berücksichtigung der Vorhaltungskosten für Regelleistung im Ausgleichsenergiepreis.

8 Energieeffizienz

Das Wichtigste in Kürze

Die bisherigen Monitoring-Berichte der Bundesregierung haben regelmäßig die zu geringen Fortschritte bei der Endenergieeffizienz offengelegt und die Expertenkommission hat in ihren Kommentierungen ebenso regelmäßig diesen Missstand beklagt und mehr Anreize gefordert, um die Entwicklung in die gewünschte Richtung zu lenken. Die angestrebte Steigerung der Endenergieproduktivität um jahresdurchschnittlich 2,1 % wird weiterhin deutlich verfehlt. Sie nahm im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2019 lediglich um rund 1,3 % (bereinigt 1,2 %) zu. Um die Lücke zur Zielerreichung im Jahr 2020 zu schließen, wäre vom Jahr 2019 zum Jahr 2020 eine Steigerung um rund 6 % erforderlich. Dies erscheint auch vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie kaum möglich.

Um bis 2030 auf den Zielpfad zu gelangen, müsste die Zunahme der Endenergieproduktivität noch annähernd um den Faktor 3 gesteigert werden. Eine derartige Entwicklung setzt eine deutliche Verminderung des Endenergieverbrauchs voraus, die aus Sicht der Expertenkommission mit den bisher umgesetzten Maßnahmen kaum zu realisieren sein wird. Bisher ist nur bei den privaten Haushalten eine leicht rückläufige Entwicklung des Endenergieverbrauchs festzustellen, 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 einen wirklich sinkenden Energieverbrauch und niedrigere Treibhausgasemissionen zu erreichen. Aus Sicht der Expertenkommission wird auch politisch zu entscheiden sein, ob man weiterhin im Wesentlichen nur auf Effizienz und Kraftstoffsubstitution setzen oder zusätzlich auch verkehrsverlagernde Maßnahmen in den Fokus nehmen will (vgl. auch Kapitel 9).

In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) zwar um 6,6 % zurückgegangen, im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge jedoch wieder 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie, noch für die o.g. Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

280. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind neben der wachsenden Nutzung von erneuerbaren Energiequellen eine zweite wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor in Deutschland ebenso wie in Europa. Dabei betreffen beide Bereiche ganz unmittelbar den Endverbraucher: Die durchschnittliche Quote des Wohneigentums in Deutschland liegt bei rund 45 % (Bode, 2017); rund 14 % der verfügbaren Haushaltseinkommen werden in Deutschland im Durchschnitt für Mobilität und Verkehr ausgegeben – damit liegen die Konsumausgaben (ohne Kfz-Steuer und Versicherungen) für Mobilität, insbesondere für Anschaffung und Betrieb eines Pkw, fast genauso hoch wie für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren (Destatis, 2019)[69].

[69] Die privaten Konsumausgaben für Verkehr betrugen laut Laufender Wirtschaftsrechnung 2019 des Statistischen Bundesamtes 351 Euro im Monat je Haushalt, die Ausgaben für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren beliefen sich auf 356 Euro/Monat. Besonders der motorisierte Individualverkehr schlägt bei den Haushalten zu Buche: Auf Kauf oder Leasing und Betrieb von Kraftfahrzeugen entfielen im Jahr 2019 fast 80 % der Konsumausgaben der Privathaushalte für Verkehr (Destatis, 2020b, S. 19).

Dementsprechend unterliegen Maßnahmen mit direkten Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise einer hohen öffentlichen Aufmerksamkeit im Spannungsfeld zwischen dem auf gesamtgesellschaftlicher Ebene als notwendig anerkannten Klimaschutz und der Kostenbelastung auf der Ebene der einzelnen Privathaushalte. Dies macht sie hinsichtlich ihrer Durchsetzung politisch besonders anspruchsvoll. Gerade Energieeffizienzmaßnahmen können aber die unmittelbar betroffenen Endverbraucher langfristig vor weiter steigenden Kostenbelastungen durch die Energie- und CO_2-Preisentwicklung schützen. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern sollten durch die Maßnahmen und den gesetzlichen Rahmen, sowohl auf Bundes- als auch auf europäischer Ebene, aktiv unterstützt werden. Bei der Maßnahmengestaltung ist dabei zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen zu Rebound-Effekten führen können, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren. Dabei muss das Thema „Energieeffizienz“ insgesamt systemisch gedacht werden: Effizienz wird nicht nur durch mehr Leistung pro eingesetzter Energiemenge erzeugt, sondern auch durch Verlagerungsstrategien bei gleichzeitiger Befriedigung vorhandener Bedürfnisse nach Wärme oder Kühlung und Mobilität. Die folgenden Ausführungen geben einen kurzen Einblick in die aktuellen Entwicklungen zur Energieeffizienz in Deutschland und liefern damit ergänzende Hintergrundinformation, Einblicke und Einordnungen zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung, insbesondere zu den Kapiteln 5 und 6.

8.1 Primärenergieverbrauch

281. Im Rahmen der Energieeffizienzstrategie 2050, die die Bundesregierung Mitte Dezember 2019 vorgelegt hat, soll Deutschland zur energieeffizientesten Volkswirtschaft weltweit umgebaut werden. Herzstück der dort formulierten Zielvorstellungen ist der aktualisierte Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE 2.0). Nach diesem Plan soll, wie auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vorgestellt, bis zum Jahr 2030 der Primärenergieverbrauch in Deutschland (bezogen auf das Jahr 2008) um insgesamt 30 % verringert werden. Dies entspricht einer absoluten Energieverbrauchseinsparung von rund 4.300 PJ oder knapp 1.200 TWh. Das „neue“ Ziel setzt den bisher eingeschlagenen Kurs der linear verteilten, schrittweisen Reduktion des Primärenergieverbrauchs fort – im NAPE waren für die Zieljahre 2020 Minderungsbeiträge in Höhe von minus 20 % und für 2050 von minus 50 % vorgesehen (jeweils bezogen auf das Basisjahr 2008). Wie in Kapitel 2.1 aufgezeigt, wird diese lineare Verteilung der Reduktionsanforderungen bei einem auf EU-Ebene verschärften Klimaschutzziel für 2030 voraussichtlich nicht ausreichen, um den für Deutschland erforderlichen Beitrag zu leisten. Es wären deutlich weitergehende und zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zu ergreifen.

282. Das Erreichen absoluter Vorgaben zur Energieeinsparung stellt allerdings noch keine Garantie dafür dar, dass zugleich die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft steigt. Vielmehr können absolute Einsparungen u.U. in hohem Maße auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung (Konjunktur), den Strukturwandel oder auf Sondereffekte wie den Einfluss der Temperatur zurückzuführen sein. Im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung wird versucht, dies über eine Komponentenzerlegung zu veranschaulichen, die allerdings nur aufzeigt, dass die bisher erzielten Effizienzfortschritte weitestgehend durch die gegenläufigen Effekte des Wirtschafts- und Bevölkerungswachstums kompensiert wurden. Umgekehrt folgt aus der alleinigen Verbesserung der Energieeffizienz nicht zwingend eine absolute Energieeinsparung, weil spezifische Einsparerfolge, z. B. durch den Einsatz moderner Technologien, durch andere Faktoren wie das Wirtschaftswachstum und die Witterung (über)kompensiert werden können.

283. Unabhängig davon bleiben anhand der beobachteten aktuellen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs weiterhin berechtigte Zweifel, ob die für 2020 ebenso wie die für 2030 formulierten Ziele mit den bisher eingeleiteten bzw. noch geplanten Maßnahmen überhaupt erreicht werden können. Zwar verringerte sich der Primärenergieverbrauch nach ersten vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen im abgelaufenen Jahr 2019 gegenüber dem Basisjahr 2008 um knapp 11 % auf 12 779 PJ (witterungs- und lagerbestandsbereinigt

12 935 PJ), vom angestrebten Zielwert für das Jahr 2020 ist der Primärenergieverbrauch allerdings weitere 10 Prozentpunkte entfernt. Dies bestätigen auch die Ausführungen des achten Monitoring-Berichts, ohne allerdings Gegenmaßnahmen aufzuzeigen. Diese Lücke wird voraussichtlich auch durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie nicht vollständig geschlossen, zumal sich diesbezüglich die Frage nach der Nachhaltigkeit der Entwicklungen stellt. Eine Zielerreichung aufgrund der Corona-Pandemie, ohne die notwendigen strukturellen Änderungen eingeleitet zu haben, wäre allenfalls als Scheinerfolg einzuordnen. Im Hinblick auf das neue Zieljahr 2030 beträgt die Reduktionslücke sogar rund 2.700 PJ, was einem erforderlichen Rückgang um 21 % innerhalb einer Dekade entspräche (vgl. auch Kapitel 2.1Klimaschutzziele für das Jahr 2030).

284. Bei der Interpretation der bisherigen Einsparerfolge ist zudem zu berücksichtigen, dass der Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den vergangenen Jahren in hohem Maße auch auf statistische Effekte zurückzuführen ist, die aus der primärenergetischen Bewertung der Kernenergie ebenso wie der erneuerbaren Energien (Wind, Wasser, Photovoltaik) resultieren und nicht aus „technischen“, „organisatorischen“ oder „strukturellen“ Effizienzverbesserungen.

285. So ist 2019 insbesondere die Stromerzeugung aus fossilen, konventionellen Energieträgern weiter gesunken. Insbesondere der Einsatz von Steinkohle, aber auch von Braunkohle zur Verstromung in Großkraftwerken ging 2019 um gut 20 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zurück. Ursächlich dafür war u. a. das Ende der Steinkohlenförderung in Deutschland, die Überführung von mehreren Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft, eine Minderförderung in Braunkohlentagebauen, insbesondere im Tagebau Hambach sowie eine gegenüber dem Vorjahr höhere Zahl von Kraftwerksrevisionen. Parallel dazu verringert sich die Stromerzeugung aus Kernenergie von Jahr zu Jahr durch das Abschalten von Kraftwerken nach dem im novellierten Atomgesetz festgelegten Fahrplan (Ende 2017 ging das Kraftwerk Gundremmingen B planmäßig vom Netz, Ende 2019 folgte Philippsburg 2). Nicht zuletzt aufgrund der Witterungsverhältnisse war eine deutliche Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verzeichnen.

286. Die primärenergetische Bewertung der brennstofffreien, regenerativen Energieträger wie Wind und Photovoltaik erfolgt nach der Wirkungsgradmethode, d. h. der Energieeinsatz wird dem Heizwert der erzeugten elektrischen Energie gleichgesetzt, der Wirkungsgrad liegt also bei 100 %. Im vorliegenden Fall führt dieser Umstand unweigerlich zu einem Absinken des Primärenergieverbrauchs, weil große Mengen fossiler Brennstoffe wie Kohle, die mit ihrem realen Heizwert bewertet werden, oder Kernenergie, deren Anlagen-Wirkungsgrad mangels empirischer Informationen mit 33 % angesetzt wird, substituiert werden.

Tabelle 15: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Primär-energie-verbrauch	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**in %**	**PJ**	**in %**	**in %**	**PJ**
beobachtet	14.380	14.217	13.262	13.129	12.779	-11,1	11.504	-20,0	-10,0	10.066
bereinigt	14.390	13.854	13.415	13.416	12.935	-10,1	11.512	-20,0	-11,0	10.073
Primär-energie-produktivität	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**in %/a**	**€ / GJ**	**in %/a**	**in %/a**	**€ / GJ**
beobachtet	197,0	195,8	228,2	244,8	252,9	2,3	266,4	2,8	5,3	k.A.
bereinigt	196,9	200,9	225,6	239,6	249,9	2,2	266,2	2,8	6,5	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis AGEB (2020a, 2020b) und Destatis (2020)

287. Die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität, die als Quotient des realen Bruttoinlandproduktes und des Primärenergieverbrauchs definiert ist, also die Wirtschaftsleistung pro eingesetzter Energiemenge abbildet, bewegt sich mit einer Zunahme von 2,3 % pro Jahr weiterhin nicht auf dem Zielpfad der Bundesregierung, der 2,8 % pro Jahr anstrebt. Die Werte für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz beim Primärenergieverbrauch verbesserten sich zwar durch die bereits genannten Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung und durch Effizienzsteigerungen in anderen Sektoren der Energieumwandlung und -nutzung, das Erreichen des Ziels 2020 erscheint jedoch trotz der Corona-Pandemie nicht gesichert, zumal nicht die erforderlichen Transformationsfortschritte erkennbar sind, die zur Festigung eines nachhaltigen Trends erforderlich wären. Auf die längerfristige Entwicklung hat auch die Bereinigung des Primärenergieverbrauchs um Witterungseinflüsse und Lagerbestandseffekte, die in einigen Jahren Abweichungen um bis zu 4 % gegenüber den beobachteten Werten indiziert, keinen wesentlichen Einfluss. Die Bundesregierung führt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im achten Monitoring-Bericht im Jahr 2018 auf die gestiegenen Energiepreise, die milde Witterung und Verbesserungen bei der Energieeffizienz bzw. Energieproduktivität zurück. Für das Jahr 2019 werden zusätzlich weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und Verschiebungen im Energiemix angeführt. Die Zielerreichung für 2020 wird als unwahrscheinlich eingeschätzt.

288. Nach Ansicht der Bundesregierung entfallen fast 60 % (rund 2.500 PJ) des Einsparpotenzials bis 2030 auf den Umwandlungssektor, ausgelöst durch den Wegfall von fossilen und nuklearen Kraftwerkskapazitäten (Stromerzeugung), die durch erneuerbare Technologien ersetzt werden sollen. Zusätzlich zu den schon bestehenden Instrumenten in den Sektoren Private Haushalte, GHD, Verarbeitendes Gewerbe und Verkehr im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplans, die etwa 15 % der Primärenergieverbrauchsreduktion bedingen sollen, erhofft sich die Bundesregierung weitere, umfangreiche Einsparungen beim Endverbraucher durch die Energieeffizienzstrategie inkl. des NAPE 2.0 (vgl. folgende Abschnitte). Die Expertenkommission befürchtet, dass die avisierten Maßnahmen nicht ausreichen, um die erforderlichen Fortschritte bei der Energieeffizienz einzuleiten, zumal sie weder inhaltlich noch hinsichtlich ihres Umfangs grundlegende Neuerungen gegenüber bisherigen Maßnahmen darstellen.

8.2 Stromverbrauch

289. Der Bruttostromverbrauch in Deutschland, der seit 1990 mit Ausnahme des Jahres 2009 einen näherungsweise konstanten Verlauf zeigt, geht ersten Schätzungen zufolge im Jahr 2019 auf 572 TWh zurück. Dies

entspricht einem Rückgang um 2,8 % zum Vorjahreszeitraum und von 7,1 % im Vergleich zum Jahr 2008. Damit wurde in Deutschland im Jahr 2019 weniger Strom verbraucht als im Jahr der Weltwirtschaftskrise. Ursache dieser Entwicklung ist die konjunkturelle Abschwächung in Folge von Produktionsrückgängen speziell in der stromintensiven Industrie in der zweiten Jahreshälfte, aber auch im gesamten Verarbeitenden Gewerbe. Die Ursache hierfür liegt ausdrücklich nicht in der Corona-Pandemie, da es sich hierbei um die Entwicklung des Jahres 2019 handelt. Insofern erscheint die Zielsetzung für 2020 von -10 % im Vergleich zu 2008 durchaus noch erfüllbar, nachdem weder die Bundesregierung noch die Expertenkommission in ihren letzten Berichten optimistische Prognosen angestellt haben. Ersten Schätzungen zufolge fällt der Bruttostromverbrauch in den ersten drei Quartalen 2020 konjunkturbedingt sogar um weitere 5 % gegenüber dem Vorjahreszeitraum ab. Bestätigt sich diese Prognose, wäre die Effizienzmarke von -10 % aufgrund des durch die Corona-Pandemie verstärkten Konjunktureinbruchs tatsächlich noch erfüllt.

290. Außer Acht gelassen werden sollte an dieser Stelle jedoch keinesfalls, dass elektrischer Strom im Zuge der zunehmenden Digitalisierung für vielfältige Anwendungen in allen Endverbrauchssektoren, speziell aber auch im Bereich der Privaten Haushalte, benötigt wird und durchaus vorhandene Effizienzsteigerungen bei elektronischen Geräten aufgrund einer intensiveren Nutzung überlagert werden. Hinzu kommen weitere Hinweise auf steigende Strombedarfe aus den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie wie im Kapitel 2.1 ausführlich erläutert. Es ist daher wahrscheinlich, dass der Stromverbrauch in der näheren Zukunft durch diese Effekte eher wieder zunehmen, ggf. sogar deutlich steigen wird.

291. Durch die Sektorenkopplung und die Elektrifizierung des Verkehrs ist der Endenergieverbrauch für Strom im Verkehrssektor in den letzten Jahren gestiegen. Dieser Trend wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich weiter verstärken (vgl. Kapitel 2).

Tabelle 16: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Stromverbrauch	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**TWh**	**in %**	**TWh**	**in %**	**in %**	**TWh**
	615,4	611,8	594,1	588,5	572,0	-7,1	553,9	-10,0	-3,2	k.A.
Stromproduktivität	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**€/kWh**	**in %/a**	**€/kWh**	**in %/a**	**in %/a**	**€/kWh**
	4,6	4,5	5,1	5,5	5,7	1,9	5,5	1,7	-2,1	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020c), Destatis (2020)

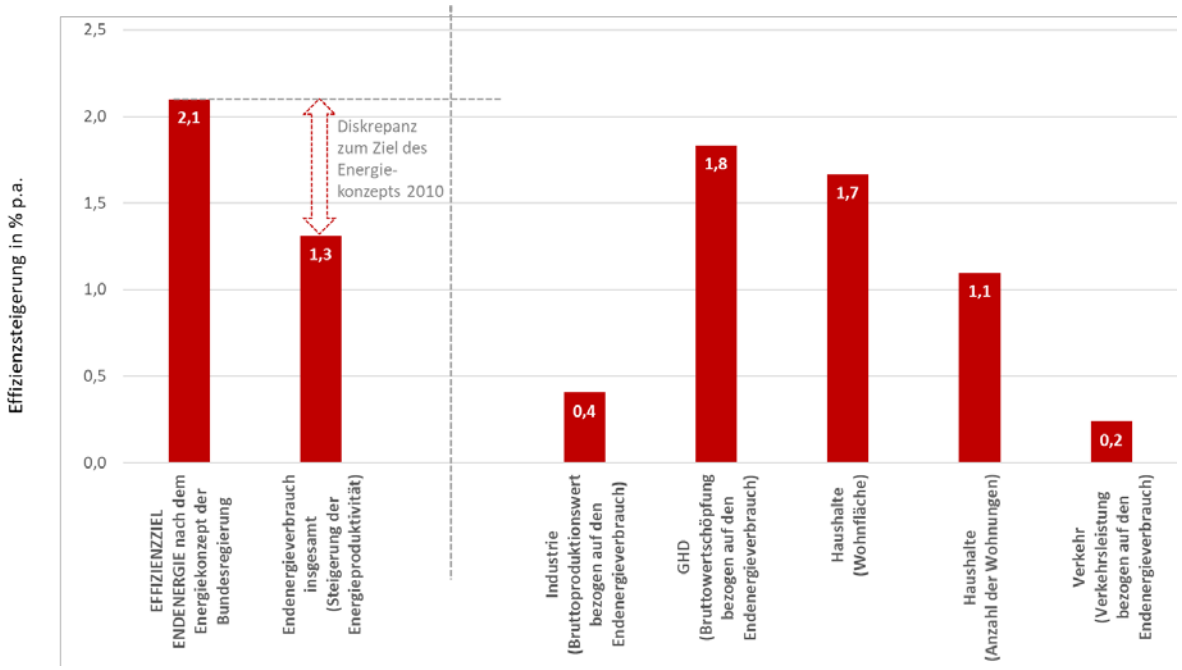
8.3 Endenergieverbrauch

292. In den zurückliegenden Stellungnahmen hat die Expertenkommission mehrfach die kaum messbaren Fortschritte bei der Entwicklung der Energieeffizienz beim Endverbraucher angemahnt. Zwar zeigen die Sektoren Private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und das Verarbeitende Gewerbe Verbrauchsrückgänge seit 2008 von witterungsbereinigt 2,9 %, 3,3 % bzw. 2,0 %. Diese EFfizienzgewinne fallen aber allen voran dem Verkehrssektor zum Opfer – verantwortlich dafür sind die steigenden Verkehrsleistungen sowie die strukturellen Veränderungen im Fahrzeugbestand[70] (vgl. unten). Auffällig ist zudem die nicht zielführende Entwicklung

[70] Zunahme der Verkehrsleistung im bodengebundenen Personenverkehr 1998-2019 um 10 % auf knapp 1.100 Mrd. pkm insgesamt. Zunahme der Güterverkehrsleistung um 50 % auf 684 Mrd. tkm (dabei Steigerung des Anteils des Straßengüterverkehrs von 69 % in 1998 auf 73 % in 2019) (alle Zahlen aus BMVI 2020, Verkehr in Zahlen 2019/2020, Seiten 218/219, 244/245).

der Endenergieproduktivität, die ähnlich der Primärenergieproduktivität das Verhältnis von Wirtschaftsleistung pro Einheit Endenergie widerspiegelt und witterungsbereinigt seit 2008 lediglich um 1,3 % pro Jahr (bereinigt 1,2 % pro Jahr) zugenommen hat (vgl. Abbildung 28).

Abbildung 28: Entwicklung der Energieeffizienz in einzelnen Endenergieverbrauchssektoren vom Zielbasisjahr 2008 bis 2019



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

293. Wenngleich im aktuellen NAPE 2.0 kein aktualisierter Zielwert für das Jahr 2030 definiert wurde, so lässt sich anhand der Entwicklung bis zum Jahr 2020 festhalten, dass die im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehene Steigerung um 2,1 % pro Jahr, die auch bis zum Jahr 2050 jährlich erreicht werden soll, weiterhin deutlich verfehlt wurde. Um im verbleibenden Jahr 2020 auf den Zielwert zu gelangen, müsste die Endenergieproduktivität um 5,5 % bzw. bereinigt 6,3 % gesteigert werden (Tabelle 17). Diese Entwicklung wird auch von der Bundesregierung im achten Monitoring-Bericht beschrieben und eine Zielerreichung daher für unwahrscheinlich gehalten. Mit dem NAPE 2.0 soll sich dies in Zukunft ändern. Der achte Monitoring-Bericht bleibt aber eine Erklärung schuldig, die diese Annahme stützen würde. Zwar werden die entsprechenden Maßnahmen ausführlich erläutert, jedoch unterscheiden diese sich weder inhaltlich noch in ihrer Intensität maßgeblich von den bereits in der Vergangenheit nur mit mäßigem Erfolg für das Gesamtziel der Energieeffizienz eingesetzten Maßnahmen. Die einzigen Ausnahmen bilden hier das Brennstoffemissionshandelsgesetz und die steuerliche Absetzbarkeit von Sanierungsmaßnahmen, die es in dieser Form bislang nicht gab.

Der Fahrzeugbestand wuchs, von 27 Mio. in 1990, 37 Mio. in 1999, 41 Mio. in 2009 auf deutlich über 47 Millionen Pkw in 2019 (47,7 Mio. Pkw Stand 1.1.2020) an. Bei den Neuzulassungen dominieren Benzin-betriebene Fahrzeuge, die ebenfalls Marktanteile zu Lasten Diesel-angetriebener Fahrzeuge gewinnen konnten. Dieser zu beobachtende Wechsel von Diesel zu Benzin wirkt sich negativ auf die Energieeffizienz aus. Darüber hinaus war das Segment Sport Utility Vehicle (SUV) mit vergleichsweise großen Motoren und hohem Fahrzeuggewicht das am stärksten wachsende Segment, gefolgt von Wohnmobilen und Fahrzeugen der Oberklasse (Statistiken des Kraftfahrtbundesamtes, Pressemitteilung Nr. 7/2009 und Nr. 1/2019)..

294. Der NAPE 2.0 enthält keine Ziele für den gesamten Endenergieverbrauch und die Entwicklung der Endenergieproduktivität. Er enthält aber Sektorziele für Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Nach Ansicht der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt 360-540 PJ (100 bis 150 TWh) fossiler Energie eingespart werden:

- Rund 200 PJ (55 TWh) der angepeilten Minderung entfallen auf die Prozesswärme in diesen Sektoren, die durch Aufstockung des Förderpakets „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“, eine bessere Abstimmung der Fördersysteme in Bund und Ländern, neue Technologien und wirksamere Isolierung von Leitungen erzielt werden sollen.
- Weitere 150 PJ (42 TWh) fossile Endenergie sollen bis zum Jahr 2030 durch erneuerbare Energien im niedrigen Temperaturbereich der Prozesswärme ersetzt werden.
- Und schließlich strebt die Bundesregierung bis zum Jahr 2030 eine Senkung des Stromverbrauchs in Industrie und Handel durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz hocheffizienter Querschnittstechnologien sowie durch die Umstellung druckluft- oder dampfbetriebener Prozesse auf direktelektrische Antriebe um 50 PJ (14 TWh) an.

295. Dessen ungeachtet stagnierte der Beitrag fossiler Energieträger zur Prozesswärmebereitstellung seit 2008 bei rund 1.537 PJ. Ein Gelingen der Pläne der Bundesregierung setzt voraus, dass der Verbrauch von Kohle, Öl oder Gas in den kommenden Jahren insgesamt um 20 % oder um etwa 2 % pro Jahr absinkt. Es bleibt abzuwarten, ob die dafür vorgehaltenen (finanziellen) Mittel ausreichen werden. Ähnlich, wenngleich nicht ganz so ambitioniert, erscheint die Situation beim Stromverbrauch von Industrie und GHD. Seit 2008 stagnierte der Verbrauch weitestgehend, erst im Jahr 2019 fiel der Stromverbrauch in Industrie und GHD um knapp 40 PJ (entspricht ca. 11 TWh bzw. -1,0 % seit 2008).

296. Die nun vorgesehenen Maßnahmen müssten zu einem Rückgang des Stromverbrauchs bis 2030 um insgesamt etwa 5 % führen. Jedoch gilt nach Einschätzung der Expertenkommission auch hier, dass die zunehmende Digitalisierung und die Automatisierung von Produktionsprozessen, aber gerade auch die Prozessumstellung von Erdgas auf Strom ein Absinken des Stromverbrauchs eher unwahrscheinlich erscheinen lassen (vgl. Kapitel 2). Hinzu kommt, dass der Stromverbrauch durch Rechenzentren (Information und Kommunikation) vor allem durch den vermehrten Einsatz von künstlicher Intelligenz sowie generell in den Bereichen Mobilität und Wärme kurz- bis mittelfristig kontinuierlich ansteigen wird.

Tabelle 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Rahmen der Energieeffizienzziele

	2008	2010	2015	2018	2019	IST 2008-2019	Ziel 2020	Ziel 2008-2020	SOLL 2019-2020	Ziel 2030
Endenergie-verbrauch	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**PJ**	**in %**	**PJ**	**in %**	**in %**	**PJ**
beobachtet	9.159	9.310	8.898	8.963	9.056	-1,1	7.720	-14,7	-14,7	k.A.
bereinigt	9.161	8.973	9.043	9.234	9.199	0,4	7.722	-16,1	-16,1	k.A.
- Verkehr	2.571	2.559	2.621	2.743	2.770	7,8	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Haush. beob.	2.558	2.676	2.302	2.320	2.408	-5,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Haush. ber.	2.555	2.453	2.397	2.501	2.481	-2,9	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- Industrie	2.587	2.592	2.548	2.601	2.536	-2,0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- GHD beob.	1.443	1.483	1.428	1.299	1.342	-7,0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
- GHD ber.	1.442	1.400	1.468	1.368	1.395	-3,3	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Industrie, GHD	**4.028**	**3.992**	**4.016**	**3.969**	**3.931**	**-2,4**	**k.A.**	**k.A.**	**k.A.**	**k.A.**
- fossil Prozessw.	1.534	1.522	1.514	1.569	1.537	0,1	k.A.	k.A.	k.A.	1.212
- Stromverbrauch	1.326	1.328	1.349	1.350	1.312	-1,0	k.A.	k.A.	k.A.	1.240
Endenergie-produktivität	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**€ / GJ**	**in %/a**	**€ / GJ**	**in %/a**	**in %/a**	**€ / GJ**
beobachtet	309,3	299,0	340,1	358,6	356,9	1,3	396,9	2,3	5,5	k.A.
bereinigt	309,2	310,2	334,6	348,1	351,4	1,2	396,8	2,3	6,3	k.A.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020a, 2020b), Destatis (2020)

8.4 Energieverbrauch in Gebäuden

297. Der Teil des Endenergieverbrauchs in Deutschland, der auf Gebäude entfällt, kann nur mit Hilfe von Schätzungen zur Energieanwendung bestimmt werden. Einen definitorisch klar abgegrenzten „Gebäudesektor“ oder gar empirisch erhobene Daten speziell zum Energieverbrauch in Gebäuden gibt es derzeit nicht. Insofern liegt es auf der Hand, dass Effizienzfortschritte in diesem Bereich des Energieverbrauchs nicht nur schwer zu bemessen, sondern die Ergebnisse auch mit einigen Unsicherheiten behaftet sind. Grundsätzlich werden nach der allgemeinen Definition des Bundeswirtschaftsministeriums die Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte und Beleuchtung dem Gebäudesektor zugeordnet. Es stellt sich aber an dieser Stelle die Frage, ob im Zuge zunehmender Digitalisierung speziell von Wohngebäuden („smart home“) nicht auch Teile des Bereichs Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zwangsläufig dem Energieverbrauch in Gebäuden zugeordnet werden müssten.

Tabelle 18: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und ausgewählten Anwendungen

Endenergieverbrauch	2008	2010	2015	2017	2018	2019	IST 2008-2019	IST 2018-2019
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	in %	in %
Industrie	2.586,8	2.592,2	2.547,9	2.666,0	2.600,8	2.535,9	-2,0	-2,5
- Raumwärme beob.	199,8	218,9	162,4	153,5	149,3	147,6	-26,1	-1,2
- Raumwärme ber.	206,0	189,0	170,9	161,2	169,0	163,5	-20,6	-3,3
- Warmwasser	23,0	24,0	16,1	16,7	17,0	17,1	-25,7	0,5
- Klimakälte	17,8	16,5	17,0	17,5	17,9	17,9	0,5	0,0
- Beleuchtung	39,9	37,6	33,4	32,7	33,4	33,5	-16,1	0,3
Haushalte	2.558,1	2.675,7	2.301,7	2.342,3	2.320,1	2.408,0	-5,9	3,8
- Raumwärme beob.	1.833,6	1.897,2	1.585,6	1.603,2	1.568,1	1.643,5	-10,4	4,8
- Raumwärme ber.	1.838,7	1.668,9	1.679,3	1.675,3	1.752,6	1.731,5	-5,8	-1,2
- Warmwasser	338,5	373,1	331,4	355,1	369,6	382,3	12,9	3,4
- Klimakälte	0,0	0,0	4,1	4,6	4,4	4,5	4,7	2,3
- Beleuchtung	43,8	46,3	38,7	36,9	36,9	35,8	-11,2	-3,0
GHD	1.442,9	1.482,5	1.427,8	1.434,3	1.299,2	1.341,5	-7,0	3,3
- Raumwärme beob.	725,2	712,9	672,9	673,8	538,5	585,7	-19,2	8,8
- Raumwärme ber.	734,3	622,6	710,9	707,1	608,4	643,7	-12,3	5,8
- Warmwasser	65,0	74,5	66,9	67,7	70,1	71,4	9,8	1,8
- Klimakälte	10,4	13,9	13,7	14,0	14,6	14,9	43,3	2,2
- Beleuchtung	200,5	219,9	187,5	176,2	173,1	168,7	-15,9	-2,5
EEV Gebäude beob.	3.497,4	3.634,8	3.129,6	3.151,9	2.992,9	3.122,9	-10,7	4,3
EEV Gebäude bereinigt	**3.517,9**	**3.286,2**	**3.269,8**	**3.265,0**	**3.267,0**	**3.284,7**	**-6,6**	**0,5**

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020a), AGEB (2020d)

298. In den vergangenen zehn Jahren ist der witterungsbereinigte Energieverbrauch im Gebäudebereich (nach der Definition des Bundeswirtschaftsministeriums) um 6,6 % zurückgegangen. Anders stellt sich die Situation in der Kurzfristperspektive dar: Im Jahr 2019 wurde den Daten zufolge sogar 0,5 % mehr Energie benötigt als im Jahr zuvor. Ähnlich wie beim gesamten Endenergieverbrauch kann auch in der Sparte, die auf Gebäude entfällt, kaum von einer Effizienzsteigerung gesprochen werden. Vor diesem Hintergrund ist es umso bemerkenswerter, dass der NAPE 2.0 weder für den Energieverbrauch im Gebäudebereich insgesamt, noch für die Subsektoren Haushalte, GHD oder Industrie, noch für die o.g. Anwendungsbereiche eigene Effizienzziele enthält.

299. Das Klimaschutzgesetz, das am 18.12.2019 in Kraft getreten ist, gibt dem Gebäudebereich gemäß dem Quellprinzip einen Zielwert für den maximalen Ausstoß von Emissionen von 70 Mio. t CO_2-Äq. im Jahr 2030 vor. Im achten Monitoring-Bericht werden die Emissionen des Gebäudebereichs im Jahr 2019 mit 122 Mio. t CO_2-Äq. beziffert. Daraus ergibt sich eine Minderungsrate von -42 % gegenüber dem Jahr 1990 und -19 % gegenüber dem Jahr 2010. Es wird aber deutlich, dass die Emissionen im Gebäudebereich in den letzten zehn Jahren einigen Schwankungen unterlegen waren. Zwar konnte der nicht witterungsbereinigte Ausstoß von CO_2 (im Unterschied zum Klimaschutzgesetz, das Treibhausgasemissionen adressiert, beschränkt sich die Darstellung ausschließlich auf CO_2) seit 2008 aufgrund des Verbrauchsrückgangs von Mineralöl und Kohle für Raumwärme und Warmwasser sowie bei der Stromerzeugung in Kraftwerken von 253 Mio. t auf 208 Mio. t im Jahr 2017 um etwa 18 % reduziert werden. Fokussiert man die Betrachtung hingegen nur auf die letzten vier Jahre, dreht sich der Trend um und eine Steigerung um rund 2 % wird sichtbar. Wünschenswert wäre aus Sicht der Expertenkommission

nicht nur eine witterungs- und lagerbestandsbereinigte Darstellung der Zeitreihe bis zum aktuellen Rand, sondern auch eine entsprechende Einordnung des sich umkehrenden Trends vorzunehmen und mit entsprechenden Maßnahmen zu reagieren. In der Umsetzung des GEG lässt sich dies bislang nicht erkennen (vgl. unten).

300. Ein weiteres Ziel der Bundesregierung, das auch im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung in direktem Zusammenhang mit den Entwicklungen im Gebäudesektor genannt wird, ist der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte. Nach dem Gesetzestext des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) soll der Anteil erneuerbarer Energien bis 2020 auf 14 % wachsen – diese Vorgabe wird nach derzeitigem Stand aller Voraussicht erreicht (im Jahr 2019 betrug der Anteil nach Angaben des achten Monitoring-Berichts 14,7 %). Zur Fortsetzung dieser Entwicklung, wird im NAPE 2.0 das Ziel formuliert, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 27 % zu steigern. Die Expertenkommission zeigt sich überrascht, da die Steigerung dieser Zielvorgabe über die kommenden zehn Jahre betrachtet sehr moderat ausfällt. So würde doch der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien in der Wärme- und Kältebereitstellung die Möglichkeit bieten, wahrscheinliche Verzögerungen bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand zu kompensieren und damit einen robusten Pfad zum Erreichen des Klimaschutzziels für den Gebäudesektor sichern. Auch wenn die Zielsetzung für 2020 sicher erreicht zu werden scheint, weist die Expertenkommission darauf hin, dass dies auch auf die Korrekturen der Zeitreihe des Wärmeanteils zurückzuführen ist, dabei insbesondere auf Umstellungen bei der statistischen Darstellungsweise der Bezugsgröße (Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte) sowie auf Methodenänderungen und Datenrevisionen des Zählers. Dieser Sachverhalt ist bereits in vorhergehenden Stellungnahmen der Expertenkommission thematisiert und intensiv diskutiert worden. Da die entsprechende Anpassung des Ziels an die veränderte Datenlage oder Berechnungsmethodik ausgeblieben ist, hat man sich offensichtlich mit dem Erreichen eines deutlich weniger ambitionierten Ziels zufriedengegeben. Eine dynamische Entwicklung ist hier seit mehreren Jahren nicht mehr zu erkennen, wird aber für eine robuste Zielerreichung 2030 zwingend erforderlich.

301. Die Maßnahmen, mit denen sowohl der Anteil erneuerbarer Energien, als auch die Gesamteffizienz von Gebäuden bis 2030 gesteigert werden soll, sind im neuen Gebäudeenergiegesetz (GEG), das am 01. November 2020 in Kraft getreten ist und nicht nur das EEWärmeG, sondern auch das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) sowie die Energieeinsparverordnung (EnEV) ablöst, geregelt. Im Rahmen eines einheitlichen Anforderungssystems für den Neubau gilt neben den bisher verankerten Richtlinien für die anteilige Nutzung erneuerbarer Energien (wie Solarthermie, Geothermie und Umweltwärme oder Biomasse) künftig auch „gebäudenah erzeugte Elektrizität“, also eigen erzeugter und selbstverbrauchter Strom aus Photovoltaikanlagen als Erfüllungsoption. Demgegenüber wird die Installation von Ölkesseln in Neubauten ab dem Jahr 2026 ausgeschlossen. Die energetischen Anforderungen an neue Gebäude insgesamt werden mit der Gesetzesnovelle jedoch nicht angehoben: Der Endenergiebedarf eines Neubaus liegt weiterhin bei 45-60 kWh pro m^2 Nutzfläche (zum Vergleich: Der mittlere Endenergieverbrauch im Gebäudebestand liegt derzeit bei 167 kWh pro m^2 Nutzfläche). Insgesamt betrachtet handelt es sich bei der Gesetzesnovelle um eine Vereinheitlichung des Energiesparrechts für Gebäude und um Vereinfachungen für Bauherren und Planer. Die Novelle enthält jedoch insbesondere keine verbindlichen Zielpfade für die Entwicklung der Energieeffizienz oder des Energieverbrauchs des Gebäudebestandes. Aus Sicht der Expertenkommission wären jedoch z. B. Vorgaben der Bundesregierung, in welchem zeitlichen Rahmen der mittlere Energieverbrauch des Gebäudebestandes absinken und um welchen Faktor er verringert werden soll, nicht zuletzt um Planungssicherheit für die anstehenden Investitionen zu geben, zwingend erforderlich. Darüber hinaus besteht dringender Handlungsbedarf, denn im GEG ist formuliert, dass die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und den Gebäudebestand fortgelten. Als wesentliche Grundlage hierfür wird das Wirtschaftlichkeitsgebot im Sinne einer sog. Kostenoptimalität angeführt, bei der zwar CO_2-Preise anzusetzen sind, die sich jedoch an der Preisprojektion des Emissionshandelssystems orientieren und damit im Wärmemarkt nicht die erforderlichen Impulse setzen. Dies berücksichtigt ausdrücklich nicht den bereits im BEHG angelegten

Preispfad für CO_2 für den Nicht-ETS-Bereich, so dass das Kostenoptimum der aktuellen Effizienzanforderungen mit einem deutlich geringeren CO_2-Preis berechnet wurde, als der aktuell geltende Rechtsrahmen vorgibt. Aufgrund der langen Bauteilnutzungsdauern in Gebäuden führen somit die aktuell geltenden Effizienzanforderungen für Gebäude zwangsläufig zu Lock-in-Effekten und zur langfristigen Benachteiligung der Gebäudeinhaber bzw. Mieter. Es wird daher dringend empfohlen, eine möglicherweise zeitnah erforderliche Anhebung des Anforderungsniveaus unter ausreichender Berücksichtigung steigender CO_2-Preise eingehend zu prüfen und falls nötig zeitnah umzusetzen. Auch das geltende Kostenoptimalitätskriterium bzw. dessen Berechnungsgrundlage sind an das langfristige Ziel des klimaneutralen Gebäudebestands anzupassen, um Lock-in-Effekte dauerhaft zu vermeiden.

302. Angesichts der drohenden Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die ökonomische Entwicklung ist dies umso wichtiger, da ohnehin zu befürchten ist, dass gerade für die notwendigen Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand nicht die erforderlichen Mittel aktiviert werden können. Entsprechend sollte bei der Ausgestaltung von Konjunkturprogrammen darauf geachtet werden, die Transformation des Gebäudesektors hin zur Klimaneutralität zielgerichtet zu unterstützen. Hier sind auch die europäische Ebene und mögliche Konsequenzen aus der diskutierten Anhebung der Treibhausgasminderungsziele bis 2030 zu beachten (vgl. Kapitel 2). Denn eine zeitnahe Weiterentwicklung der europäischen Rahmensetzungen und deren Übertragung in deutsches Recht ist zwingende Voraussetzung für die Umsetzung eines europaweit ebenso wie deutschlandweit klimaneutralen Gebäudebestands für 2050. Mit der „Renovation Wave“ der Europäischen Kommission, die innerhalb der nächsten 10 Jahre die Renovierungstätigkeit innerhalb der EU mindestens verdoppeln soll, wurden bereits erste Schritte eingeleitet. Die Bundesregierung sollte mögliche Impulse aufgreifen und ihre langfristige Renovierungsstrategie (LTRS) ggf. dynamisch anpassen, um das Erreichen der langfristigen Zielsetzung eines klimaneutralen Gebäudebestands effizient und robust sicherzustellen.

8.5 Endenergieverbrauch im Verkehr

303. Der Endenergieverbrauch im gesamten Verkehrssektor ist seit 2008 um fast 8 % gewachsen. Teil des Verkehrssektors sind neben dem Schienen- und inländischen Luftverkehr die Küsten- und Binnenschifffahrt sowie der Straßenverkehr, auf den der mit Abstand größte Teil des Energieverbrauchs entfällt (ca. 95 % des Kraftstoffverbrauchs). Mit Blick auf den Verbrauch nach Energieträgern lassen sich unterschiedliche Entwicklungen feststellen: Der Einsatz von Ottokraftstoffen (Benzin) nimmt seit 2008 kontinuierlich ab (um insgesamt fast 13 %). Zurückzuführen ist dieser Rückgang nicht etwa auf eine abnehmende Pkw-Anzahl – seit 2008 wuchs der Bestand an Kfz mit Ottomotor um fast 1 Mio. Fahrzeuge – sondern auf leicht rückläufige Fahrleistungen sowie auf Effizienzverbesserungen beim durchschnittlichen Verbrauch. Hingegen verzeichnet der Dieselverbrauch, der den Straßenverkehrssektor seit 2004 dominiert, seit Jahren starke Zuwächse (+25,8 %), bedingt vor allem durch strukturelle Veränderungen im Fahrzeugbestand hin zu verbrauchsintensiven Geländelimousinen sowie dem wachsenden Straßengüterverkehr. Alternative Antriebe wie Flüssiggas oder Erdgas, Bioethanol- oder Biodiesel-Beimischungen oder auch die Elektromobilität spielen im Vergleich eine geringe Rolle.

304. Innerhalb des Straßenverkehrssektors dominiert mit großem Abstand das Segment der Pkw vor den gewerblichen Nutzfahrzeugen wie Lkw und Zugmaschinen. Seit 2008 hat der Gesamtverbrauch von Kraftstoffen durch privat oder gewerblich genutzte Pkw um fast 7 % zugenommen, obwohl insbesondere bei den sparsameren Klein-Pkw (Mini, Kleinwagen, Mittelklasse) sowie den Oberklasse-Limousinen eine fallende Tendenz des Energieverbrauchs zu beobachten ist. Eine Ausnahme bilden jedoch weiterhin kraftstoffintensive, schwere Fahrzeuge wie SUV, Sportwagen oder Geländewagen, deren Anteil am Endenergieverbrauch im Straßenverkehr mit 14,3 % aktuell zwar noch relativ niedrig ist, aber mit einer Steigerungsrate von 142 % seit 2008, davon allein 9 %

seit 2018, rasant wächst. Es liegt damit auf der Hand, dass die Energieeffizienz der Fahrzeuge drastisch erhöht werden müsste, um wirklich einen sinkenden Energieverbrauch im Verkehr zu gewährleisten.

Tabelle 19: Entwicklung des Fahrzeugbestandes und des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor mit speziellem Fokus auf den Straßenverkehr

	2008	2010	2015	2017	2018	2019	IST 2008-2019	IST 2018-2019
	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ	in %	in %
EEV Verkehr	**2.571**	**2.559**	**2.621**	**2.765**	**2.743**	**2.770**	**7,8**	**1,0**
EEV Straßenverkehr	**2.110**	**2.109**	**2.191**	**2.275**	**2.243**	**2.273**	**7,7**	**1,3**
- Ottokraftstoff	854	791	709	720	731	745	-12,8	1,8
- Dieselkraftstoff	1.107	1.168	1.349	1.425	1.377	1.393	25,8	1,1
- Flüssiggas	16	22	19	15	16	17	10,7	7,3
- Erdgas	7	9	7	6	5	5	-27,2	0,0
- Erneuerb. Energien	126	119	107	108	113	112	-11,6	-1,0
- Strom (Elektromob.)	0	0	0,8	0,6	0,8	1,2	236,1	46,8
darunter EEV Straßenverkehr nach Kfz-Gruppen:								
- Krafträder	15	15	16	16	16	16	6,9	2,4
- Pkw	1.369	1.381	1.430	1.470	1.441	1.461	6,8	1,4
- Busse	41	40	40	42	41	42	2,2	1,7
- Lkw	426	422	449	470	468	475	11,5	1,5
- Zugmaschinen	240	232	237	256	257	258	7,6	0,4
- Sonstige Kfz	19	20	21	21	20	20	3,0	-0,8

Quelle: Eigene Berechnungen ZSW auf Basis von AGEB (2020a) und KBA (2020)

305. Vor diesem Hintergrund beurteilt die Expertenkommission die Maßnahmen, die die Energieeffizienzstrategie 2050 bzw. der NAPE 2.0 für den Verkehrssektor enthält, durchaus positiv. Neben dem öffentlichen schienen- und nicht-schienengebundenen Nahverkehr sowie dem Schienengüterverkehr soll nicht nur die Fahrradinfrastruktur verbessert und ausgebaut werden, sondern es sollen auch CO_2-arme Pkw und Lkw gefördert und die Infrastruktur für alternative Antriebe geschaffen werden. Die Expertenkommission verweist allerdings auch darauf, dass über unmittelbar auf Energieeffizienz gerichtete Maßnahmen hinaus, wichtige Beiträge zur Effizienzsteigerung auch aus der Verkehrsverlagerung resultieren können und müssen. Das Thema „Verkehrsverlagerung" ist implizit in den genannten Maßnahmen enthalten, so bspw. in Form der Stärkung der Attraktivität des ÖPNV oder auch des Schienengüterverkehrs, wird aber nicht explizit adressiert. Darüber hinaus sollte kurz- und mittelfristig darüber nachgedacht werden, mit geeigneten Maßnahmen den Trend hin zu immer größeren und schwereren Pkw umzukehren, die aufgrund ihres höheren spezifischen Kraftstoffverbrauchs nicht nur Effizienzfortschritte in der Antriebstechnik zunichte machen, sondern auch einen ständig wachsenden Flächenbedarf beim fahrenden, vor allem aber beim ruhenden Verkehr insbesondere in den Städten erzeugen[71]. Abschließend gibt die Expertenkommission zu bedenken, dass der NAPE 2.0 keine gesonderten Effizienzziele für den Verkehrssektor enthält, um die Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen auch belastbar und transparent beziffern zu können.

[71] Flächenbedarfe und Dynamik der Flächenbedarfe von Pkw unterschiedlicher Fahrzeugklassen

Fahrzeugklasse	1970	1990	2012	Veränderung 1970-2012
	Flächenbedarf pro Fahrzeug in m^2			%
Kleinwagen	4,8	5,9	6,8	+ 42
Mittelklasse	6,6	6,7	7,8	+ 18
Obere Mittelklasse	7,1	7,6	8,7	+ 23
Oberklasse	8,2	8,8	8,6	+ 5
Geländewagen (*einziges Modell in 1970 war Land Rover)	8,3*	7,0	8,0	+ 14 (1990-2012)

Beispielshaft für einzelne Modelle (alle 1970-2012): Kleinwagen VW Polo 5,5 → 6,7 m^2; Mittelklasse VW Golf 5,9 → 7,7 m^2; Obere Mittelklasse Audi 80/A4 6,4 → 8,7 m^2 (Egger, 2014; S. 8)

9 Verkehr

Das Wichtigste in Kürze

Das anhaltend hohe Niveau des Treibhausgasausstoßes im Verkehr auch in den Jahren 2018 und 2019 ist ein Indikator dafür, dass die Anstrengungen im Verkehrssektor noch deutlich verstärkt werden müssen. Die Bundesregierung hat eine ganze Reihe an Maßnahmen initiiert, die einen technologischen Wandel hin zu klimaschonender Personen- und Gütermobilität und zur Verbesserung des Angebotes vor allem im öffentlichen Verkehr und Schienengüterverkehr zum Ziel haben. Tatsächlich nimmt der absolute Umfang der Verkehrsleistung im öffentlichen Verkehr und auf der Schiene zu, jedoch bleibt der Modal Split, d. h. die anteilige Aufteilung der Personen- und Güterverkehre auf die verschiedenen Verkehrsträger Straße, Schiene und Binnenschiff, weitestgehend konstant. Das bedeutet: Die technologie- und angebotsseitigen Maßnahmen reichen zur Reduzierung von Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen nicht aus. Vielmehr bedarf es einer zusätzlichen Steuerung, um Verhaltensänderungen sowohl bei Personen als auch bei Unternehmen zu initiieren.

Die notwendigen Veränderungen kommen nur langsam voran. Ursachen sind lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib von Technologien im Markt, langwieriger Aufbau von Infrastrukturen, Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Umso wichtiger sind mittel- und langfristige Strategien, auf denen frühzeitiges und zügiges Handeln für den Klimaschutz aufbaut, verbunden mit Entscheidungen, an denen sich Bürgerinnen und Bürger ebenso wie Unternehmen beizeiten orientieren können.

Neuzulassungen bei Pkw mit Elektroantrieb in Höhe von 7-10 Mio. Fahrzeugen in 2030 stellen ein ambitioniertes Ziel dar. Die gesetzten Maßnahmen sind notwendig, um die Initialisierung des E-Fahrzeug-Marktes voranzubringen. Jedoch müssen E-Fahrzeuge in dieser Phase breite Akzeptanz seitens der Kunden finden, um den Markthochlauf zu verstetigen. Die Verteuerung von fossilem Kraftstoff könnte die Wirkung der Maßnahmen verstärken. Die derzeit festgelegten Zertifikatspreise im Brennstoffemissionshandelsgesetz liefern hierzu aber keinen ausreichenden Anreiz. Mit der wachsenden Zahl von E-Fahrzeugen in der deutschen Fahrzeugflotte steigt der Einfluss auf das Energiesystem.

Entlastungen für das Netz in Spitzenzeiten können über das zeitliche Verteilen bzw. Flexibilisieren der Ladevorgänge erreicht werden, sofern die Ladestation bzw. das Fahrzeug mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. Eine stärkere Integration der E-Fahrzeuge in das Energiesystem (Sektorenkopplung) durch einen bidirektionalen Energiefluss ist allerdings nur möglich bei ausreichender Akzeptanz seitens der Kunden. Im Güterverkehr wird angesichts des weiteren Wachstums ein erheblicher Anteil der THG-Minderung aus dem Antriebswechsel resultieren. Für die Lkw im Fernverkehr sind die getroffenen Maßnahmen mit dem Ziel 30 % elektrische Fahrleistung sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits muss sich der Güterfernverkehr in einem kompetitiven europäischen Marktumfeld behaupten, in dem der relativ kostengünstige Diesel-Lkw dominiert.

Der Aufbau von Infrastrukturen für die alternativen Kraftstoffe muss europäisch gedacht werden. Bei der Ladeinfrastruktur ist der Ausbau von Schnellladeмöglichkeiten an Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das Elektrofahrzeug auch für längere Strecken tauglich zu machen. Die europäische Perspektive ist unverzichtbar auch für die Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr.

Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf den Verkehr lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen. Allerdings zeigt sich: Das Niveau der Verkehrsnachfrage ändert sich kaum – abgesehen von kurzzeitigen Einbrüchen unmittelbar nach Umsetzung eines Lockdown. Vor diesem Hintergrund bleiben die im NECP genannten Maßnahmen relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht grundsätzlich infrage gestellt.

9.1 Energieverbrauch im Verkehr im Jahr 2019

306. Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Verkehr sind über die letzten Jahre immer weiter gestiegen. Grund dafür sind im Wesentlichen die gestiegene Verkehrsleistung im Personen- und Güterverkehr sowie der anhaltende Trend zu immer größeren und schwereren Fahrzeugen im motorisierten Individualverkehr. Diese Effekte führen zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, der durch Effizienzsteigerungen und den Einsatz von Biokraftstoffen nicht abgefangen werden kann. Vielmehr bleibt der Verkehr durch den weiterhin hohen Anteil an erdölbasierten Kraftstoffen derjenige Sektor, in dem die Defossilisierung nur extrem langsam vorankommt. Damit ist einmal mehr festzustellen, dass die Erfolge sowohl bei der Steigerung der spezifischen Effizienz der Fahrzeuge als auch bei der Verlagerung von der Straße auf die Schiene und damit vom fossilen Kraftstoff hin zum Strom durch die wachsende Verkehrsleistung überkompensiert worden sind (vgl. Kapitel 8). Dabei wird die Verkehrsleistung im Personen- ebenso wie im Güterverkehr weiterhin vor allem im Straßenverkehr erbracht. Für den Endenergieverbrauch noch nicht ins Gewicht fallend, aber dennoch bemerkenswert sind die in 2019 beobachtbaren Steigerungsraten bei der Elektromobilität, die durch die massive Förderung vor allem beim E-Neuwagenkauf in 2020 weiter nach oben getrieben wurden.

307. Angesichts der anhaltenden Dominanz des Straßenverkehrs kommt den Maßnahmen zur Förderung des Schienenverkehrs besondere Bedeutung zu. Der NECP benennt hierfür vor allem Maßnahmen zur Effizienz- und Kapazitätssteigerung, mit denen die Kernziele „Verdoppelung des Fahrgastaufkommens“ und „25 % Marktanteil der Schiene am Güterverkehr in Deutschland“ bis 2030 erreicht werden sollen. Im Rahmen von „Zukunftsbündnis Schiene“ wurden inzwischen die relevanten Handlungsfelder und -etappen aufgeteilt und konkretisiert. Ein Kernstück bildet die Realisierung des Deutschlandtaktes, wofür erste Schritte bereits im Jahr 2020 unternommen wurden, insgesamt aber von einer Umsetzungsdauer bis nach 2030 auszugehen ist. Daraus lässt sich auch die Erwartung ableiten, dass messbare Wirkungen in Richtung einer Verkehrsverlagerung von der Straße auf die Schiene nicht vor Mitte des Jahrzehnts eintreten. Um dann möglichst zügig Verlagerungswirkungen zu erzielen, müsste die Attraktivitätssteigerung auf der Schiene an eine Verminderung der Attraktivität des motorisierten Straßenverkehrs gekoppelt werden. (Zur massiven Steigerung der finanziellen Förderung seitens des Bundes über Regionalisierungsmittel und Mittel im Rahmen des Gemeindeverkehrsfinanzierungsgesetzes (GFVG) vgl. Kapitel 2.)

308. Mit den Werten aus 2019 zeigt sich einmal mehr – Veränderungen im Verkehrsbereich kommen in der Regel nur langsam voran. Die Ursachen dafür sind vielfältig: Lange Entwicklungszeiten für Technologien, langer Verbleib vorhandener Technologien im Markt, lange Entwicklungs- und Vorlaufzeiten für den Aufbau von üblicherweise langlebigen Infrastrukturen, Persistenz von Verhaltensweisen seitens der Verkehrsteilnehmer. Die Berücksichtigung mittel- und langfristiger Entwicklungen und Trends ist deshalb für die Abschätzung des Beitrags des Verkehrs zum Klimaschutzziel der Bundesregierung von besonderer Bedeutung. So ist auch von denjenigen Entscheidungen aus dem Jahr 2020, aus denen sichtbare positive THG-Reduktionswirkungen im Verkehrsbereich resultieren können (z. B. Verschärfung der EU-Flottengrenzwerte, Erhöhung der Mittelzuweisungen an die Länder), allenfalls mittelfristig eine messbare Wirkung zu erwarten. Dies gilt auch im Hinblick auf die Maßnahmen, die 2019 durch die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) formuliert wurden in der Erwartung, dass davon eine deutliche Steuerungswirkung auf das Verhalten von Verkehrsteilnehmern und Unternehmen ausgeht. Ohnehin steht die Umsetzung eines Großteils dieser Maßnahmen noch aus. Insgesamt lässt sich feststellen, dass im Dreiklang „Vermeiden – Verlagern – Verbessern“ die technologisch bedingten Verbesserungen (insbesondere Elektromobilität) dabei sind zu greifen, die THG-Reduktions-Potenziale durch „Vermeiden“ und „Verlagern“ aber noch wenig adressiert werden oder erst dabei sind, auf den Weg gebracht zu werden.

9.2 Stand und Ursachen der jüngeren Nachfrageentwicklung

309. Die Mobilitätsentwicklung der vergangenen Jahre ist geprägt durch ein kontinuierliches Nachfragewachstum nach Mobilität und Transportleistungen: von 1998 bis 2018 + 10 % im Personenverkehr und knapp + 50 % im Güterverkehr (BMVI, 2019, S. 183). Wesentlich beeinflusst ist diese Entwicklung durch demografische und sozio-ökonomische Entwicklungen, aber auch durch Verhaltensänderungen. Seit Beginn der 2000er Jahre hat die Mobilität in Deutschland hinsichtlich der Verkehrsleistung (Summe der von allen Personen zurückgelegten Entfernungen) zugenommen, insbesondere in den Metropolregionen (MiD, 2019). Der Pkw ist mit einem Modal Split-Anteil von 75 % an der Verkehrsleistung[72] in 2017 wichtigstes Verkehrsmittel im Mobilitätsalltag, auch wenn gleichzeitig die Anzahl der Wege mit dem Fahrrad und dem ÖPNV zugenommen hat (MiD, 2018, S. 45).

310. Eingebettet sind diese Entwicklungen in einen demographischen Wandel, der zwischen 2005 und 2019 gekennzeichnet ist durch die Zunahme der absoluten Bevölkerungszahl von 80,8 Mio. auf 83,2 Mio. (Destatis, o.J.) sowie durch die Zunahme des Anteils der Altersgruppe 60+ von 25,0 % auf 28,5 % (Destatis, o.J.) und des Anteils der Erwerbstätigen von 65,4 % auf 76,7 % (Quelle: WSI, 2020; Altersgruppe 15 bis unter 65 Jahren, Ergebnis des Mikrozensus). Im Zusammenspiel der genannten Entwicklungen nimmt die Nachfrage nicht nur zu, sondern verändert sich auch hinsichtlich ihrer Struktur, da unterschiedliche Lebensphasen (Ausbildung, Arbeit, Rentenalter etc.) mit unterschiedlichen Mobilitätsbedürfnissen verknüpft sind. Während bspw. ein Student oder eine Studentin im Durchschnitt 42 km am Tag zurücklegt, sind es im Fall eines Vollzeit-Erwerbstätigen 60 km, im Fall einer Rentnerin oder eines Rentners 24 km (BMVI, 2019, S. 230).

311. Zu den Treibern der Nachfrageentwicklung gehört das Wachstum der Metropolregionen, also nicht nur der Städte, sondern vor allem auch ihres Umlands. Die räumliche Verteilung der Bevölkerung definiert die Entfernungen, die im Alltag zurückgelegt werden müssen, aber auch die Verfügbarkeit von Mobilitätsoptionen, die in Deutschland räumlich nicht gleichmäßig verteilt sind. Für die Fahrt zur Arbeit spielt der Pkw eine wichtige Rolle: Fast die Hälfte der Pkw-Fahrleistung in Deutschland wird für Arbeitswege und Wege in Ausübung des Berufes erbracht (MiD, 2018, S. 71).

312. Die wachsende Verkehrsnachfrage ist schließlich auch Ausdruck größer werdender Haushaltseinkommen (Grabka & Goebel 2015). Das Haushaltseinkommen wirkt sich auf den Pkw-Besitz aus: Knapp die Hälfte der Haushalte mit hohem und sehr hohem ökonomischem Status haben zwei und teilweise mehr Autos (MiD, 2018, S. 34). Der Pkw-Bestand ist in den vergangenen Jahren um jährlich etwa eine halbe Million Fahrzeuge gewachsen (38 Mio. Pkw im Jahr 2000, 48 Mio. Pkw im Jahr 2020 (KBA, 2020a; MiD, 2019). Gleichzeitig stieg sowohl das durchschnittliche Fahrzeugleergewicht als auch die Motorleistung der Pkw kontinuierlich an (ICCT 2019). Die durchschnittliche Leermasse der neu zugelassenen Pkw nahm zwischen 2010 und 2019 von 1.446 kg auf 1.552 kg zu, die durchschnittliche Motorleistung von 96 kW auf 116 kW (KBA, 2020b). Das Segment der Sport Utility Vehicles (SUV) ist seit Jahren das am stärksten wachsende Pkw-Segment. „Die Erwartung, dass der Pkw-Besitz durch Konzepte wie Carsharing und andere neue Mobilitätsdienstleistungen überflüssig wird, trifft auf Teilgruppen der Gesellschaft insbesondere im urbanen Raum zwar zu. Der Gesamtheit der deutschen Haushalte stehen jedoch immer mehr Fahrzeuge zur Verfügung“ (MiD, 2019, S. 85).

313. Einen starken Schub bei den Pkw-Neuzulassungen haben Elektroautos erfahren. In 2019 waren 1,2 % der Neuzulassungen PHEV und 1,7 % der Neuzulassungen BEV. Aufgrund der deutlich erhöhten Kaufprämien für PHEV und BEV stiegen diese Anteile auf 10,6 % PHEV und 10 % BEV-Neuzulassungen im Monat November 2020 (Berechnungsgrundlage KBA Statistik). Die gestiegene Kaufprämie für PHEV und BEV hat die Anteile im Bestand von 0,2 % bzw. 0,3 % im Januar 2020 auf jeweils 0,6 % PHEV und BEV im November 2020 anwachsen lassen. Der

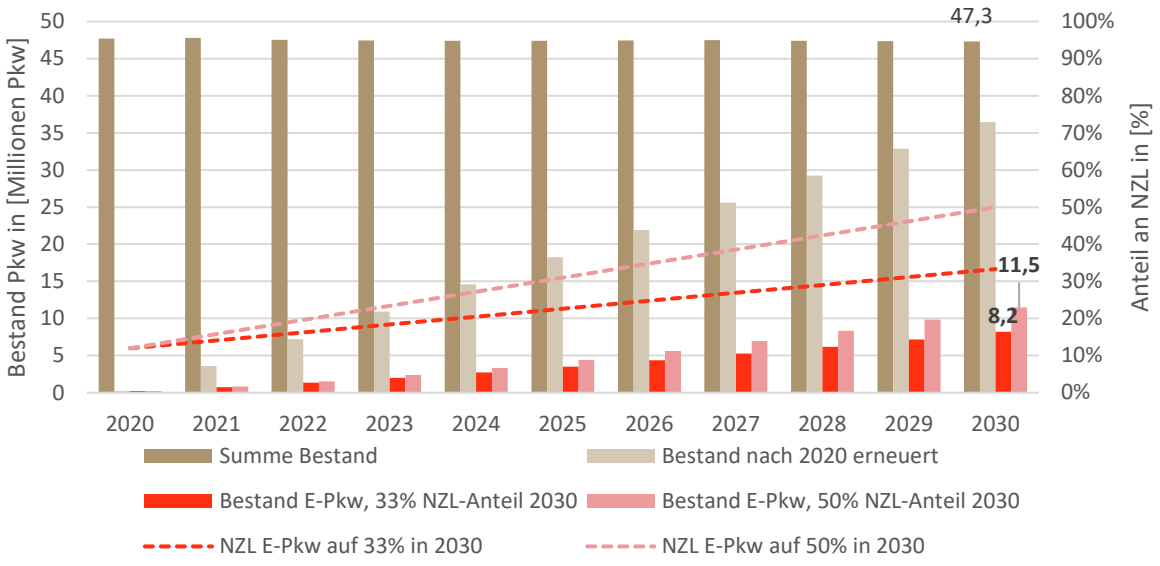
[72] Verkehr in Zahlen gibt für 2018 einen MIV-Anteil von 79,1 % an (BMVI, 2019, S. 221).

mit Vorschlag vom 17.11.2020 auf 3,2 Mrd. Euro erhöhte Umweltbonus mit Laufzeit bis 2025 ermöglicht rechnerisch die Förderung von insgesamt ca. 711.000 PHEV oder 533.000 BEV. Dies verweist nachdrücklich auf die [bekannte] Tatsache, dass die staatliche Förderung den Markthochlauf zwar initiieren, nicht aber realisieren kann. Letztendlich müssen sich BEV und PHEV in der Konkurrenz zu konventionellen Fahrzeugen am Markt durchsetzen, d. h. Akzeptanz vor allem bei den Kunden, aber auch in der Gesellschaft generell finden. Die künftige Entwicklung, insbesondere die Frage, ob die Kurve der Neuzulassungen von E-Pkw weiter exponentiell steigt, ist derzeit offen[73], nicht zuletzt mit Blick auf das Käuferverhalten nach dem Auslaufen des Umweltbonus. Erfahrungen aus ebenfalls noch jungen Elektromobilitätsmärkten, wie beispielsweise Norwegen, den Niederlanden und China haben gezeigt, dass das Wegfallen von Prämien zu einem massiven Rückgang der Verkaufszahlen führen kann (Heymann, 2019). Allerdings bedeutet die Reduktion von Subventionen nicht zwangsläufig eine dauerhafte Schwächung der Märkte (PWC, 2019). Die aktuelle Förderung muss deshalb in eine förderungsunabhängige Konkurrenzfähigkeit von E-Autos münden. Nicht unwesentlich wird dabei die Preisentwicklung bei Verbrennerfahrzeugen und Kraftstoffen sein, damit das E-Fahrzeug für potenzielle Pkw-Käuferinnen und -Käufer mittel- und langfristig eine realistische Anschaffungsoption wird. In Abbildung 29 sind die Entwicklungen der Pkw-Bestände, die maximale Ausflottung sowie drei unterschiedliche Pfade der E-Auto-Marktdurchdringung dargestellt. Demnach hält die Expertenkommission Einschätzungen zum Bestand an E-Fahrzeugen in 2030 zwischen 6 und 13 Millionen E-Pkw für plausibel, wenngleich die aktuelle Bestandsentwicklung bei Pkw weiterhin von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor getrieben ist.

314. Die Faktoren, die für Käuferinnen und Käufer das E-Auto zu einer realistischen Anschaffungsoption machen, sind vielschichtig und umfassen mit Sicherheit den Anschaffungspreis gegenüber konventionellen Antrieben, das Vorhandensein von Ladeinfrastrukturen sowie Veränderungen im Image des Elektrofahrzeugs. Der Anschaffungspreis dürfte für das Durchsetzen am Markt entscheidend sein, auch wenn niedrigere Betriebskosten bereits heute BEV- und PHEV-Fahrzeuge über die Lebenszeit eigentlich kompetitiv machen. Der Anschaffungspreis wird bei E-Fahrzeugen stark vom Batteriepreis bestimmt. Die Batteriekosten für E-Fahrzeuge sind seit 2010 kontinuierlich zurückgegangen, um rund ein Viertel allein zwischen 2018 und 2020. Bis 2025 wird eine weitere Senkung der Batteriekosten vorhergesagt; allerdings weisen die Prognosen eine erhebliche Bandbreite auf, die bis hin zu einer Halbierung der Kosten pro Kilowattstunde gegenüber 2020 reichen (Köllner 2019). Der Ausbau der Ladeinfrastruktur wird sich ebenso positiv auf den Absatz von E-Fahrzeugen auswirken wie das zunehmend positive Image.

[73] Vgl. dazu auch „Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht“ 2018, S.125, Abschnitt 271.

Abbildung 29: Szenarien der Pkw-Bestandsentwicklung sowie mögliche Diffusionspfade für E-Autos unter Annahme verschiedener Anteile und Hochläufe bei den Neuzulassungen (NZL), auf 33 % bzw. 50 % Anteile in 2030; ebenfalls dargestellt ist die gesamte Anzahl der erneuerten Pkw durch Ausflottung („Bestand erneuert“).



Quelle: Eigene Berechnungen

315. Mit der wachsenden Zahl von E-Fahrzeugen in der deutschen Fahrzeugflotte steigt der Einfluss auf das Energiesystem. Die Folge können Lastspitzen durch Ladevorgänge zu Stoßzeiten sein, wenn z. B. viele E-Fahrzeuge mit Beginn des Feierabends an das Stromnetz angeschlossen werden. Entlastungen für das Netz könnten zum einen über das zeitliche Verteilen bzw. Flexibilisieren der Ladevorgänge erreicht werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Ladestation bzw. das Fahrzeug mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. Zum anderen kann eine stärkere Integration der E-Fahrzeuge in das Energiesystem (Sektorenkopplung) durch „Vehicle-to-Grid“ (V2G) erfolgen. Damit würde ein bidirektionaler Energiefluss ermöglicht, d. h., die in der Fahrzeugbatterie gespeicherte Energie kann bei Bedarf wieder in das Netz zurückgespeist werden. Damit ließe sich die mit erneuerbaren Energien einhergehende Fluktuation bei der Stromerzeugung abfangen, was auch ein Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems wäre. Voraussetzungen für V2G sind die Hardwarekompatibilität der Fahrzeuge, eine Kommunikationsschnittstelle zum Energiesystem, die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie nicht zuletzt die Akzeptanz der Nutzer. Während sich der Kommunikationsstandard ISO 15118-20, der das bidirektionale Laden für AC- und DC ermöglichen soll, in der Finalisierung befindet, sind noch verschiedene rechtliche und regulatorische Hürden auf nationaler Ebene zu überwinden. Darüber hinaus ist über die Bedingungen für die Akzeptanz seitens der Kunden in Deutschland wenig bekannt. Um die Potenziale der Netzstabilisierung durch V2G umsetzen zu können, empfiehlt die Expertenkommission deshalb dringend, die Akzeptanz von V2G durch nutzerbezogene Forschung zu klären.

9.3 Die weitere Entwicklung im Spiegel von Szenarien

316. In den vergangenen Jahren sind mehrere Szenario-Analysen entstanden, die die Verkehrsentwicklung bis 2030 und darüber hinaus projizieren – u. a. im Vorfeld zur Formulierung des Klimaschutzplans der Bundesregierung (Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; dena, 2018; Prognos, 2020). Diese Szenarien zeigen Pfade auf, wie

eine Minderung der CO_2-Emissionen auf 95-98 t CO_2-Äq. möglich wird und damit die von der Bundesregierung gesetzten Klimaschutzziele für 2030 erreicht werden können. Das heißt: Die Szenarien beschreiben, was zur Zielerreichung getan werden *muss* und hinterfragen nur bedingt, insbesondere im Hinblick auf Verhaltensänderungen, was überhaupt getan werden *kann*. Alle genannten Szenarien unterstellen die weitgehend gleichen externen Rahmenbedingungen hinsichtlich Bevölkerung, Wohlstand und Rohstoffpreisen: Rückgang der Bevölkerung bis 2030 auf weniger als 80 Mio. Menschen; weiter steigendes Brutto-Inlands-Produkt auf einen Wert von nominal ca. 20 % in 2030 und ca. 50 % in 2050 bezogen auf den Wert von 2015. Damit kommen fast alle Szenarien auf eine leicht steigende Personenverkehrsleistung bis in die 2030-2040er Jahre, gefolgt von einem Rückgang analog zur Bevölkerungsabnahme. Im Jahr 2030 liegt die Personenverkehrsleistung der meisten Szenarien zwischen 1.100 und 1.200 Mrd. Personenkilometer (pkm) pro Jahr bei einem Anteil des MIV von über 80 %. Lediglich das Szenario der Agora Verkehrswende „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“ errechnet einen *Rückgang* der Personenverkehrsleistung auf 976 Mrd. pkm und einen MIV-Anteil von 60 %.

317. Anders als im Personenverkehr steigt in den genannten Szenarien die Güterverkehrsleistung kontinuierlich auch nach 2030 an und erreicht im Jahr 2030 etwa 130 % der Güterverkehrsleistung von 2015. Alle Szenarien gehen von einem Schwerpunkt des Güterverkehrs auf der Straße aus, was einem Anstieg von ca. 470 Mrd. Tonnen-Kilometer (tkm) auf ca. 600 Mrd. tkm entspricht. Anteilig liegt der Lkw-Güterverkehr in 2030 ähnlich wie in 2015 bei 70 bis 73 %. Für den Schienengüterverkehr wird 2030 eine signifikante Steigerung zwischen 42 % (BDI, 2018) und 54 % (Prognos, 2020) erwartet; der Anteil bleibt dennoch bei rund 19 % am binnenländischen Güterverkehr insgesamt.

318. Die Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Abschätzung des künftigen Modal-Split. In den Zielszenarien von dena, BDI und Prognos steigt der Anteil des Umweltverbundes (ÖPNV, Fahrrad, zu Fuß) an der Verkehrsleistung von ca. 15 % in 2015 nur moderat auf 19 % in 2030. Das bedeutet, dass die Erwartungen gegenüber verhaltensbedingten Veränderungen bei der Nachfrage nach Personenverkehr gering bleiben. Dies ist deutlich anders beim „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“-Szenario der Agora Verkehrswende, das von einem signifikanten Modal-Wechsel von 16 % auf 40 % zum Umweltverbund ausgeht[74]. Dies korrespondiert dort mit einem Rückgang der Pkw-Bestandszahlen von 45-47 Mio. Pkw auf 40 Mio. in 2030 (Anhang, Tabelle 3). Rechnerisch fällt damit die Fahrleistung pro Pkw unter 10.000 km/a, während sie in den anderen Szenarien, ähnlich wie heute, bei 14.000-15.000 km liegt. In vergleichbarer Weise gehen auch neue Szenarien aus dem Jahr 2020 für die Zieljahre 2035 und 2050 (Wuppertal-Institut 2020; Agora Energiewende 2020) von einem deutlichen Rückgang der Pkw-Nutzung aus.

319. Alle Szenarien erwarten eine schnell zunehmende Durchdringung der Fahrzeugflotte mit neuen Antriebsformen, insbesondere BEV und PHEV. Bereits in den Referenzszenarien für 2030 liegen die Erwartungen für die Fahrzeugkategorien BEV und PHEV zusammen genommen bei ca. 4 Mio. Fahrzeugen und einem Anstieg auf 14 Mio. Fahrzeuge (Prognos, 2020) bis 18 Mio. Fahrzeuge (BDI, 2018) in 2050. In den Klimaziel-Erreichungs-Szenarien steigen diese Erwartungen auf 6-7 Mio. in 2030 und bis zu 31 Mio. (ca. ¾ des Bestandes) in 2050 an. Tabelle 20 zeigt die erwartete Anzahl von BEV und PHEV in den Klimaschutz-orientierten Szenarien in 2030 im Vergleich zum Bestand 2020. Um in einem Zeitraum von 10 Jahren zwischen 15 %-20 % BEV und PHEV-Pkw im

[74] Im Agora Verkehrswende-Szenario „Nutzerkosten und Verkehrsnachfrage“ wirken insbesondere monetäre Maßnahmen, wie bspw. die Angleichung von Diesel- und Benzinbesteuerung, eine Verdopplung der Kilometer-Kosten Pkw ab 2028 durch Pkw-Maut und begleitende Maßnahmen wie ein generelles Tempolimit, Förderung des Radverkehrs und von Car-Sharing sowie innerstädtische Maßnahmen wie Parkraumbewirtschaftung und Überwachung. Im Bereich des Güterverkehrs werden ebenfalls Maut-Sätze erhöht und die Kapazität der Schieneninfrastruktur generell und insbesondere in Bezug auf den kombinierten Verkehr, ausgebaut (Kapazitätserhöhung um 60-70 %, Verdopplung der KV Kapazitäten).

Bestand zu erreichen, müsste der Anteil bei den Neuzulassungen kontinuierlich bei etwa 25 % liegen. Die Szenarien gehen davon aus, dass nach einem anfänglichen Fokus auf PHEVs sich BEVs auf längere Sicht durchsetzen werden. Die Anteile an Neuzulassungen in 2030 unterscheiden sich je nach Szenario deutlich und liegen zwischen 5 und 34 % für BEVs und zwischen 6 und 35 % für PHEVs (Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; dena, 2018). Für 2050 erwartet Agora Energiewende (2020) einen Bestand von nur noch 31 Mio. Pkw bei einem Elektrifizierungsgrad der Flotte von 100 %.

320. Neben dem motorisierten Individualverkehr ist der Güterverkehr entscheidend am Ausstoß von Treibhausgasen beteiligt. Damit wird es auch von der Entwicklung des Güterverkehrs abhängen, ob die im Klimaschutzgesetz festgelegten CO_2-Reduktionsziele erreicht werden. Die für die Treibhausgasemissionen maßgeblich verantwortlichen schweren Lkw über 3,5 t zulässigem Gesamtgewicht (mehr als 75 % der CO_2-Emissionen des Straßengüterverkehrs, (BDI, 2018; S. 183)) sind bis heute nahezu alle mit Diesel-Motoren angetrieben. In den Szenarien von BDI (2018), Prognos (2020) und Agora Verkehrswende (2018) wird zum Erreichen von CO_2-Minderungen der Ausbau einer Oberleitungsinfrastruktur, die Einführung von Oberleitungs-Hybrid-Lkw und Brennstoffzellenfahrzeugen angenommen. Aufgrund der hohen Investitions- und Entwicklungskosten wirken sich diese Technologien bis 2030 allerdings nur in begrenztem Umfang treibhausgasmindernd aus, da sie einen längeren Zeithorizont zur breiten Einführung benötigen. Die angenommenen Fahranteile von Oberleitungs-Lkw in 2030 schwanken zwischen 2 % (BDI) und 9 % (Prognos) an den Gesamt Lkw-Fahrleistungen. Hinzu kommen noch Anteile batterie-elektrischer Nutzfahrzeuge im leichten und mittleren Segment zwischen 4 % und 8 %. Wasserstoff-betriebene Brennstoffzellenfahrzeuge machen 2030 nach Agora Verkehrswende (2018) etwa 16 % der Neuzulassungen im Segment der Last- und Sattelzüge aus.

321. Die Szenarien gehen für 2030 von einem Rückgang des gesamten Energiebedarfs für den Verkehr ausgehend von 639 TWh/a in 2015 (674 TWh/a einschließlich des innerdeutschen Luftverkehrs) aus. In den meisten Klimaschutz-orientierten Szenarien wird von einem Energiebedarf zwischen 500 und 570 TWh/a ausgegangen, während die niedrigsten Schätzungen der Agora Verkehrswende (2018) unter 450 TWh/a liegen. Dabei werden die Klimaziele maßgeblich über Effizienzsteigerungen bei den vorhandenen Technologien und den Wechsel auf alternative Antriebe und Kraftstoffe erreicht. Je nach Marktdurchdringung von alternativen Antriebsformen wird von einem Anstieg des verkehrsbezogenen Strombedarfs von ca. 12 TWh/a in 2019 auf 30 (BDI) – 87 (dena) TWh/a in 2030 gerechnet. Tabelle 4 (im Anhang zu diesem Kapitel) zeigt die einzelnen Energiebedarfe der Szenarien nach Energieträgern auf. Es ist dem methodischen Ansatz der genannten Zielszenarien geschuldet, dass alle die Klimaminderungsziele in 2030 erreichen. Dem steht der Ansatz eines explorativen Szenarios des DLR gegenüber, bei dem die Klimaziele der Bundesregierung erst zeitverzögert erreicht werden (Seum et al., 2019). Die THG-Minderungen sind darin etwa zur Hälfte in verändertem Verkehrsverhalten und zur anderen Hälfte in technologischem Fortschritt begründet.

322. Die volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten der verschiedenen Maßnahmen im Sektor Verkehr sind hoch im Vergleich zu anderen Sektoren (BDI, 2018). Durch die im 80 %-Klimapfad im Verkehrssektor getroffenen Maßnahmen können nach BDI zwischen 2015 und 2050 zusätzlich zur Referenz 52 Mio. t THG-Emissionen eingespart werden. Etwa drei Viertel dieser Maßnahmen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht mit Mehrkosten verbunden und weisen Vermeidungskosten von bis zu 135 Euro/t CO_2-Äq. im Zeitverlauf bis 2050 auf (BDI, 2018). Die Vermeidungskosten im Sektor Industrie liegen im Vergleich deutlich niedriger (negativ bis 50 Euro/t beim 80 %-Klimapfad) und auch im Sektor Haushalte sind die Vermeidungskosten niedriger (bis 72 Euro/t im 80 %-Klimapfad). Die Analyse in BDI (2018) ist jedoch stark technologielastig. So werden den mit negativen Kosten assoziierten Verlagerungsoptionen kaum CO_2-Vermeidungspotenziale unterstellt. Investive Maßnahmen zur signifikanten Stärkung beispielsweise des Schienenfernverkehrs und des kombinierten Güterverkehrs und damit

verbundene Verlagerungsoptionen sind in die Analysen nicht mit eingeflossen, könnten jedoch die Vermeidungskostenkurve kostensenkend beeinflussen.

9.4 Entwicklungen und Realisierungsbedarfe der kommenden Jahre vor dem Hintergrund der Anforderungen und Vorschläge des NECP

323. Für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 müssen sich die verschiedenen Formen der Energie- und Kraftstoffquellen für den Verkehr in einem integrierten Energiesystem optimal ergänzen. Einen qualitativen Vergleich der Einsatzgebiete der verschiedenen Technologien (Batterie, Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe) zeigt Abbildung 30. Aufgrund der unterschiedlichen Leistungsdichte der Energieträger und -speicher sowie den unterschiedlichen Anforderungen von und an Fahrzeuge lassen sich grundsätzliche Anwendungsbereiche ableiten. Für Nutzfahrzeuge gilt: Fahrzeuge, die vornehmlich im Nahbereich und von zentralen Betriebshöfen aus eingesetzt werden, sind für den Einsatz von batterieelektrischen Antrieben geeignet. Bei Fahrzeugen mit Anforderungen an hohe tägliche Fahrleistungen sowie möglichst hohe Zuladungskapazitäten sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe sowie Wasserstoff die besseren Alternativen. Mit Hilfe von erneuerbaren Energien erzeugte synthetische flüssige und gasförmige Kraftstoffe können in konventionellen Antrieben eingesetzt werden und verfügen über eine höhere Energiedichte als heutige Batterien. Nicht zuletzt für den Fahrzeugbestand können synthetische Kraftstoffe eine wichtige Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität spielen. Wasserstoff weist eine hohe volumetrische Energiedichte auf, die mit steigendem Druck zunimmt. Durch starkes Tiefkühlen kann der Wasserstoff überdies verflüssigt werden, wodurch eine noch höhere Energiedichte erzielt werden kann, die größere Reichweiten und höhere Zuladungen ermöglicht. Insbesondere für Schiffe, Flugzeuge, Züge und schwere Lkw im Fernverkehr werden in Zukunft Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe wichtige Energieträger sein.

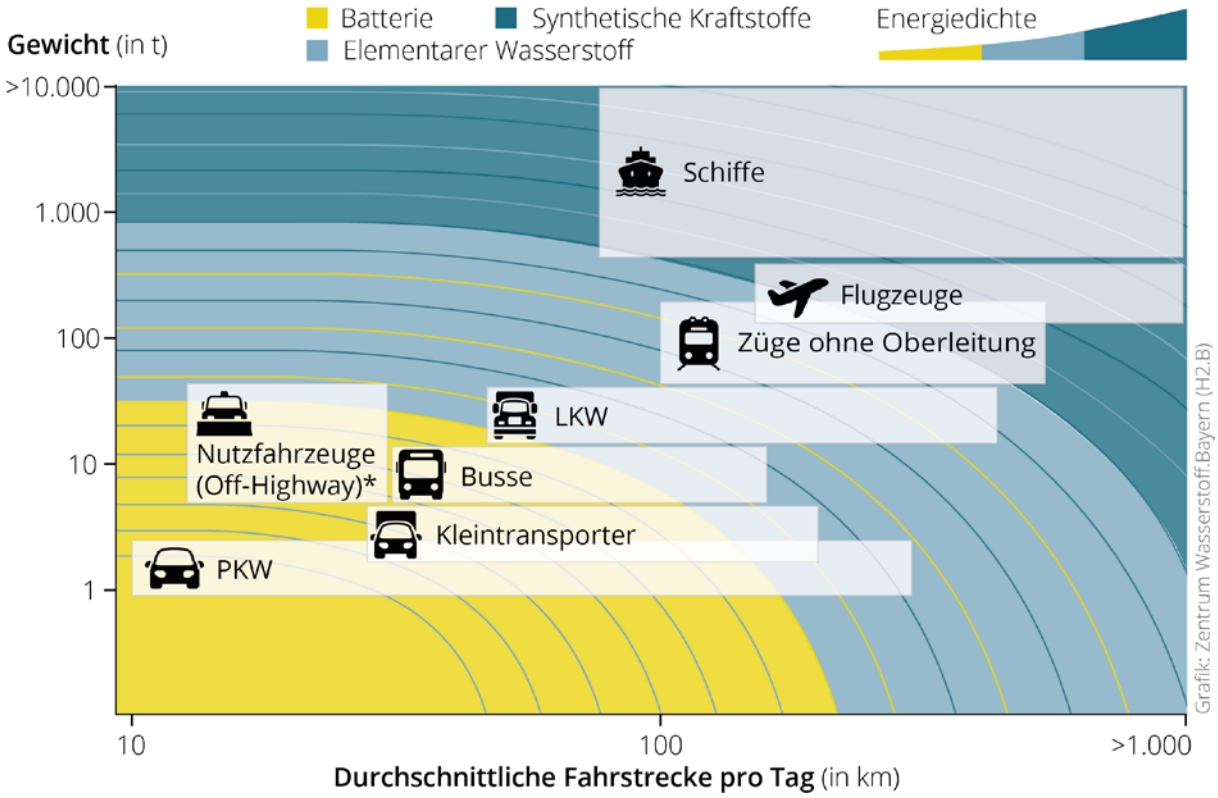
324. Bezogen auf den Straßengüterverkehr formuliert der NECP das Ziel, in 2030 ca. ein Drittel der Fahrleistung elektrisch oder mit CO_2-freien bzw. CO_2-neutralen Kraftstoffen zu erbringen. Die EU sieht auch für schwere Nutzfahrzeuge Flottengrenzwerte zur Reduktion der THG-Emissionen vor. Ab 2025 muss der durchschnittliche CO_2-Ausstoß der Neufahrzeugflotte um 15 % geringer sein als 2019. Die Strafen bei Überschreitung betragen 4.250 Euro/gCO_2 je tkm (EU Parlament, 2019). Batterie-elektrische Antriebe im Straßengüterverehr sind in signifikantem Umfang im Zeitrahmen bis 2030 vor allem bei den leichten (bis 7,5 t) und mittelschweren Lkw (7,5-20 t) zu erwarten. Die hohen Energiebedarfe und Batteriekosten von schweren Lkw in der Langstrecke schließen batterie-elektrische Antriebe nahezu aus. Als alternative strombasierte Option wird derzeit die Elektrifizierung von Autobahnstrecken mit hohem Lkw-Aufkommen und der Einsatz von Oberleitungs-Hybrid-Lkw diskutiert. Andere Möglichkeiten zur THG-Reduzierung im Güterverkehr sind der Einsatz von Wasserstoff oder die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen – als Reinkraftstoff oder als Kraftstoffbeimischung – im Verbrennungsmotor. Beim Nutzfahrzeuggipfel der Bundesregierung im November 2020 wurde angekündigt, dass die Potenziale aller Technologiebereiche – Strom, Flüssigkraftstoffe und Brennstoffzelle – in einem Technologiemix, der den unterschiedlichen Einsatzmustern von Lkw folgt, genutzt werden sollen (BMVI 2020b). Angesichts der Bedeutung der transnationalen Güterverkehre sowie des hohen Anteils an Güterverkehrsleistung, die durch im Ausland zugelassene Lkw abgedeckt wird[75], müssen in jedem Fall Lösungen angestrebt werden, die einer gesamteuropäischen Strategie folgen.

325. Ob die Zielwerte, die das KSP-Szenario im NECP insbesondere für die Entwicklung der Flotte im Straßengüterverkehr benennt, tatsächlich erreicht werden können, lässt sich momentan nicht einschätzen, vor allem da

[75] in Deutschland werden etwas mehr als 40 % der Güterverkehrsleistung im Straßenverkehr (ohne Nahverkehr bis 50 km Entfernung) von ausländischen Lkw erbracht (Wert für 2018; BMVI 2019). Auf Autobahnen liegt der Anteil der Fahrleistung von ausländischen Lkw in Deutschland sogar nahe 50 % (BAG 2020)

der Diesel-Lkw derzeit sowohl hinsichtlich der Kosten als auch der Flexibilität des Einsatzes ausgesprochen vorteilhaft ist. Die im November 2020 angekündigte Abwrackprämie für Euro 3-, 4- und 5-Lkw, für die ein Zeitplan und eine genauere Darstellung der Ausprägung erst in 2021 erfolgen wird, kann einen Beitrag zur THG-Reduzierung im Güterverkehr leisten, allerdings wird die Flottenerneuerung zunächst weiter hauptsächlich mittels Diesel-Fahrzeugen erfolgen. Da eine Flottenerneuerung nur in Deutschland zugelassene Lkw betrifft, kann davon ausgegangen werden, dass die entscheidende Wirkung auf die Fernverkehre (Güterverkehre über eine Distanz von 50 km und mehr) von der Einführung einer CO_2-Differenzierung der Lkw-Maut und eines ab 2023 wirksamen CO_2-Aufschlags auf die Lkw-Maut, die sowohl auf den Autobahnen als auch den Bundesstraßen in Deutschland gilt, abhängt.

Abbildung 30: Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe

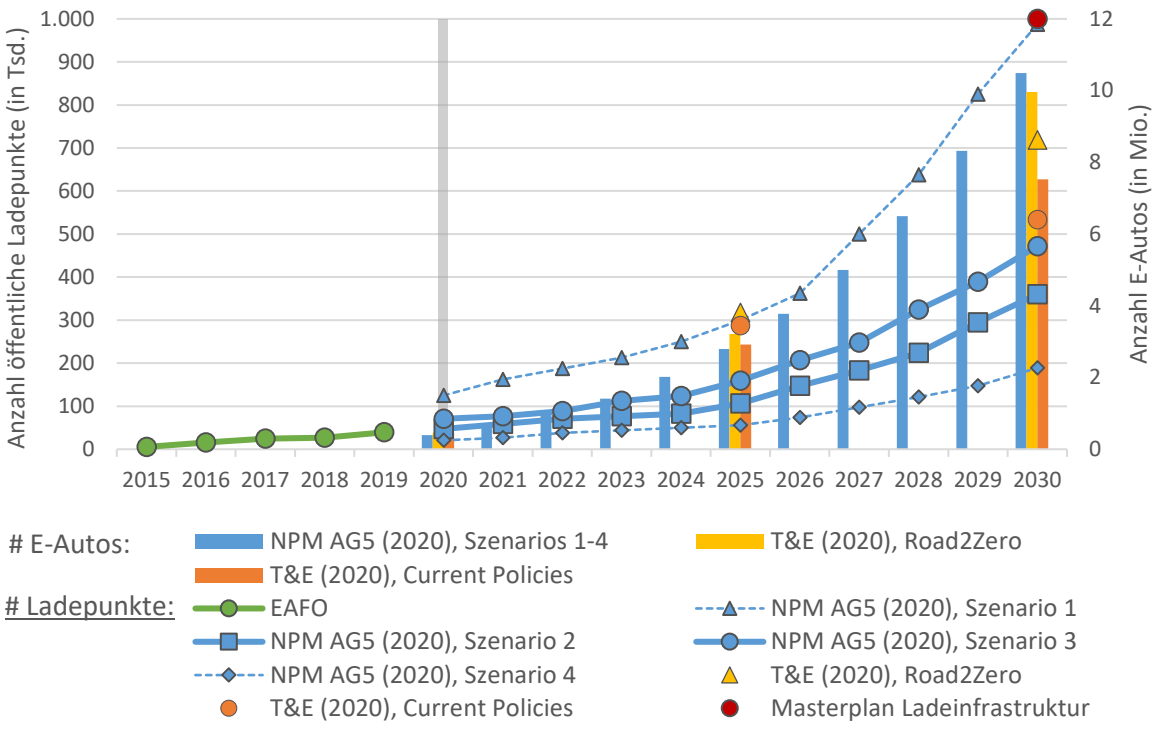


Die Abbildung zeigt die Einsatzbereiche unterschiedlicher Antriebsformen und Kraftstoffe entsprechend den Fahrzeugen, in denen sie verwendet werden. Die Breite der Balken beschreibt die übliche Bandbreite an Fahrstrecke pro Tag; die Höhe der Balken beschreibt den Gewichtsbereich, der für die abgebildeten Fahrzeugtypen im Allgemeinen gültig ist.
* Fahrzeuge aus dem „Off Highway"-Bereich sind beispielsweise Baufahrzeuge, Landmaschinen oder Spezialfahrzeuge für industrielle Anwendungen. Die Statistik des Kraftfahrtbundesamtes (KBA) folgt dabei der EG-Klassifizierung, wonach entsprechende Fahrzeuge den Fahrzeugklassen T (Zugmaschinen für land- oder forstwirtschaftliche Zwecke nach Verordnung 167/2013/EG) und C (Land- oder forstwirtschaftliche Zugmaschinen auf Gleisketten nach Verordnung 167/2013/EG) zugeordnet werden. Der Bestand umfasste 2020 knapp 240.000 Fahrzeuge; davon waren knapp über 300 Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, insbesondere Elektromotoren, ausgestattet (Deutscher Bundestag, 2020).

326. Die auf den Weg gebrachte Förderung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben muss ganz generell vom Aufbau der notwendigen Tank- und Ladeinfrastrukturen begleitet werden. Auf europäischer Ebene wird dies von der Richtlinie AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014 (EU Parlament, 2014) geregelt. Bei der Elektromobilität ist neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur in der Fläche der Ausbau von Schnelllademöglichkeiten vor allem an innerdeutschen und europäischen Hauptverkehrsachsen erforderlich, um das

Elektrofahrzeug auch für längere Strecken tauglich zu machen (NPM AG5, 2020b). Bisher wurden im Rahmen des Förderprogramms „Ladeinfrastruktur“ rund 17.400 öffentliche Normalladepunkte (bis max. 22 kW) und 5.000 Schnellladepunkte gefördert (BMVI, 2020a). Bis 2030 sollen insgesamt 1 Mio. öffentliche Ladepunkte errichtet werden (Bundesregierung, 2019); eine erste flächendeckende Versorgung mit öffentlichen Ladepunkten sollte bis 2025 erreicht werden (NPM AG 5, 2020b). An den Standorten von öffentlichen Ladepunkten muss auch die künftige Skalierbarkeit des Netzanschlusses gewährleistet sein.

Abbildung 31: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Werte der öffentlichen Ladepunkte von EAFO (2020) in grün. Prognosen der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands aus NPM AG5 (2020a) in blau[76], Transport & Environment (2020)[77] in gelb und orange und Bundesregierung (2019)[78] in rot.

[76] Die AG5 der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität“ (NPM) gibt unter der Annahme von 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen in 2030 mit vier unterschiedlichen Szenarien die mögliche Bandbreite für den Bedarf an öffentlichen Ladepunkten in Deutschland an. Im Szenario 1 ergibt sich der höchste Ladeinfrastrukturbedarf im öffentlichen Raum. Annahmen sind, dass 40 % des Ladens im öffentlichen Raum stattfindet und dies zu 90 % an Ladepunkten mit geringer Ladeleistung (AC-Ladepunkte). Ein mittlerer Bedarf an öffentlichen Ladepunkten wird für die Szenarien 2 (Anteil öffentliches Laden 15 % und Anteil AC-Ladepunkte 90 %) und 3 (Anteil öffentliches Laden 40 % und Anteil AC-Ladepunkte 67 %) prognostiziert. Aus Szenario 4 resultiert der geringste Bedarf an öffentlichen Ladepunkten durch einen hohen Anteil an privatem Laden (85 %) und den vermehrten Aufbau von Ladeinfrastruktur mit hoher Ladeleistung (33 % DC-Ladepunkte). Mit Blick auf die Attraktivität und Wirtschaftlichkeit des Ladeinfrastrukturnetzes ist ein Ladeinfrastrukturausbau in der Größenordnung von Szenario 2 oder 3 anzustreben.

[77] Die Studie Transport & Environment (2020) prognostiziert für alle Länder der EU einen Ladeinfrastrukturbedarf für die Jahre 2025 und 2030. Die Ladeinfrastrukturbedarfsprognosen unterscheiden sich durch einen progressiveren Markthochlauf von Elektrofahrzeugen im Szenario „Road2Zero“ gegenüber „Current Policies“. Im Szenario „Current Policies“ wird von einem EU-weiten Bedarf von 1,2 Mio. Ladepunkte bis 2025 und 2,2 Mio. Ladepunkte bis 2030 ausgegangen.

[78] Der „Masterplan Ladeinfrastruktur“ der Bundesregierung beschreibt Ziele und Maßnahmen für den Ausbau von Ladeinfrastruktur bis 2030. Insgesamt sollen bis 2030 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte entstehen.

327. Auch der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Aktuell ist Deutschland mit 84 öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen führend beim Ausbau (gegenüber 41 im gesamten Rest der EU); bis Ende 2020 ist ein weiterer Ausbau auf 100 und bis Ende 2023 auf 400 Tankstellen geplant (H2 MOBILITY, 2020). Ein Großteil dieser Tankstellen liefert Wasserstoff auf einem Druckniveau von 700 bar, allerdings mit begrenztem Volumenstrom (Pkw-Standard). Derzeitige Lkw-Vorserienmodelle werden mit 350 bar betankt, was sich jedoch aufgrund der geringeren Energiedichte und des erforderlichen Bauraums für Tanks lediglich für Nahverkehrsbusse, nicht aber für schwere Lkw im Fernverkehr eignet. Im Schwerlastverkehr wird Wasserstoff auf einem höheren Druckniveau und hohem Volumenstrom oder kryogener Wasserstoff (tiefkalten und dadurch verflüssigtem) notwendig sein, um eine kompetitive Alternative zu flüssigen Kraftstoffen darzustellen. Zur mittel- und langfristigen Hebung der Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr ist daher eine länderübergreifende Wasserstofftankinfrastruktur entlang der europäischen Hauptverkehrsadern unverzichtbar, die effizient verschiedene Tanksysteme für unterschiedliche Nachfrager bzw. Fahrzeuge kombiniert.

328. Verhaltensänderungen sind sowohl im privaten als auch im gewerblichen Bereich des Verkehrs unverzichtbar zur Realisierung der THG-Minderungsziele wie auch zur generellen Reduzierung negativer Umwelteffekte aus dem Verkehr. So kommt bspw. die AG 2 der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität in ihrem Zweiten Kurzbericht zu dem Schluss, dass selbst unter sehr optimistischen Annahmen eine Lücke beim Klimaschutzziel der Bundesregierung für 2030 offenbleibt, wenn allein technologische Maßnahmen zum Einsatz kommen. Dies ist nur einer von wiederkehrenden Hinweisen auf die Bedeutung von Maßnahmen, die auf eine Veränderung des Mobilitätsverhaltens abzielen. Wichtige Maßnahmentypen zur THG-Minderung sind Verkehrsvermeidung und Verkehrsverlagerung – dies trifft sowohl auf den Personen- als auch auf den Güterverkehr zu. Während Verkehrsvermeidung im Personenverkehr hauptsächlich langfristige Maßnahmen wie die Integration von Stadt- und Verkehrsplanung umfasst, kann Verkehrsverlagerung vergleichsweise kurzfristig umgesetzt werden, beispielsweise durch marktorientierte Instrumente wie eine Maut oder den Ausbau von Infrastrukturen für aktive Modi (Fahrrad und zu Fuß). Allerdings ist die Höhe des THG-Minderungseffektes auf Ebene der einzelnen Maßnahme oft gering, so dass es eines Maßnahmenbündels bedarf, um sichtbare Wirkungen zu erzielen. Ein Beispiel hierfür ist die Vorgehensweise der Stadt Wien, die parallel zur Incentivierung der ÖPNV-Nutzung durch eine 365-Euro-Jahreskarte massive Einschränkungen der Pkw-Nutzung in der Innenstadt durchführte (tatsächlich wurde eine weitreichende Parkraumbewirtschaftung schon Jahre vor Einführung des 365-Euro-Ticktes eingeführt). Da Maßnahmen zu Verhaltensänderungen auf den Wandel von Gewohnheiten und Routinen der Menschen, aber auch von eingeübten Prozessen im gewerblichen Kontext abzielen, ist ihre Einführung in der Regel mit Widerständen verbunden, die durch eine partizipative Herangehensweise oft aufgefangen werden können. Die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung genannten Ansätze zur Beteiligung insbesondere von Bürgerinnen und Bürgern (mFund-Projekte und Erarbeitung des Bundesverkehrswegeplanes) sind nach Einschätzung der Expertenkommission bei Weitem nicht hinreichend, um eine breite Akzeptanz für Maßnahmen zu bewirken, die auf Verhaltensänderungen abzielen.

329. Ein großer Teil der Maßnahmen, die Verhaltensänderungen adressieren, werden auf kommunaler Ebene initiiert und umgesetzt, so beispielsweise die Bewirtschaftung von Parkraum oder der Ausbau von Fahrradinfrastrukturen. Es ist aus Sicht der Expertenkommission zu begrüßen, dass das Bundesverkehrsministerium nun auch die Möglichkeit erhalten hat, Infrastrukturprojekte der Länder und Kommunen vor Ort zu fördern. Dabei sollte auch diese Förderung im Rahmen von partizipativen Verfahren gestaltet werden. Um die Erhebung von Straßenbenutzungsgebühren als Maßnahme zur Steuerung des urbanen Verkehrs in Erwägung ziehen zu können, fehlt allerdings weiterhin der dringend notwendige gesetzgeberische Rahmen auf nationaler Ebene, der den Kommunen diese Maßnahme überhaupt erst möglich macht.

330. Straßenbenutzungsgebühren und Steuern werden auch auf nationaler Ebene künftig wichtige Hebel sein, ebenso wie Gebote, die eine THG-Reduzierung bewirken können. Prominentes Beispiel ist das Tempolimit auf Autobahnen, das derzeit aber keine politische Mehrheit findet und im Februar 2020 vom Bundesrat abgelehnt wurde[79]. Die Einführung einer sinnvollen Bepreisung im Straßenverkehr hat die Expertenkommission bereits mehrfach – zuletzt in der Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016 – empfohlen (Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2016, Kapitel 8 „Verkehr“, S. 126, Abschnitt 276). Angesichts der weiter steigenden Verkehrsleistungen wird diese auf das Verhalten abzielende Empfehlung wiederholt, nicht zuletzt angesichts der Erwartung, dass der mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz eingeführte CO_2-Preis vorläufig kaum steuernde Wirkung haben wird, zumal verschiedentlich Kompensationsmaßnahmen, wie die Pendlerpauschale, vorgesehen sind. Maßnahmen, die mit Kostenerhöhungen der aktiven Fahrzeugnutzung verbunden sind, können sich dämpfend auf die Pkw-Verkehrsleistung auswirken, und kombiniert mit Maßnahmen zur Förderung des Schienenpersonenverkehrs kann eine Verlagerung induziert werden, wie das auch verschiedene Szenarien aufzeigen.

331. Eine wichtige Verhaltensänderung im Güterverkehr ist die angestrebte Verlagerung von der Straße auf die Schiene – laut Masterplan Schienenverkehr soll der Anteil des Schienengüterverkehrs von heute ca. 19 % auf 25 % in 2025 anwachsen. Ausschlaggebend für den Umfang von Verlagerungspotenzialen ist die Struktur der Güterarten (Schienen- und Binnenschiff-affine Güter wie Rohstoffe, Baustoffe, Chemie, Kohle, Mineralölprodukte und Produkte der Stahlindustrie einerseits und Güter, die eine hohe Flexibilität verlangen, wie Stückgüter, Fertigwaren und Konsumgüter). Laut Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) (Lobig et al., 2016) sind durch Infrastruktur-Maßnahmen (z. B. ein lückenloses 740 m-Netz für Güterverkehrszüge mit der europäischen Standardlänge von 740 m) zusätzlich 10 % Schienengüterverkehr möglich. Dies vermindert den Lkw-Verkehr jedoch nur um ca. 2 %. Technische Maßnahmen, insbesondere standardisierte automatische Kupplungssysteme könnten eine Zunahme des Schienengüterverkehrs um 46 % ermöglichen. Allerdings wirken diese Maßnahmen eher in einer langfristigen Perspektive. Mittelfristig bis langfristig umsetzbares Verlagerungspotenzial bietet – dies sieht auch der NECP vor, allerdings ohne konkrete Zielwerte zu nennen – der Ausbau des kombinierten Verkehrs (KV), vor allem KV Straße und Schiene. Zunächst sollten vor allem technische und logistische Defizite minimiert werden, die zu Einschränkungen hinsichtlich einer zügigen Abwicklung der logistischen Prozesse führen (z. B. Frequenzen und Geschwindigkeit der Züge, ungenügende Ausstattung der KV-Terminals zur effizienten Verladung von unterschiedlichen Ladeeinheiten und Sendungsgrößen (Lobig et al., 2016)). Darüber hinaus sollten allerdings auch neue Terminals aufgebaut werden, da die meisten bestehenden KV-Terminals bereits bis an die Kapazitätsgrenze ausgelastet sind. Zur Verlagerung von Güterverkehren auf den KV bedarf es einer klaren politischen Strategie, diese Verlagerung im Markt zu realisieren, mit den entsprechenden Wirkungen auf Investitionsentscheidungen. Die flächendeckende Durchsetzung von KV könnte die Transportleistung im Schienengüterverkehr etwa verdoppeln[80] (vgl. Lobig et al., 2016).

332. Stark begrenzt sind die Verlagerungspotenziale auf das Binnenschiff, das vorwiegend Rohstoffe, Baustoffe, Chemie, Kohle, Mineralölprodukte und Produkte der Stahlindustrie transportiert und damit Güter, die in Zukunft an Bedeutung verlieren werden. Zudem leidet die Binnenschifffahrt zunehmend unter klimabedingten Einschränkungen, insbesondere Trockenheit.

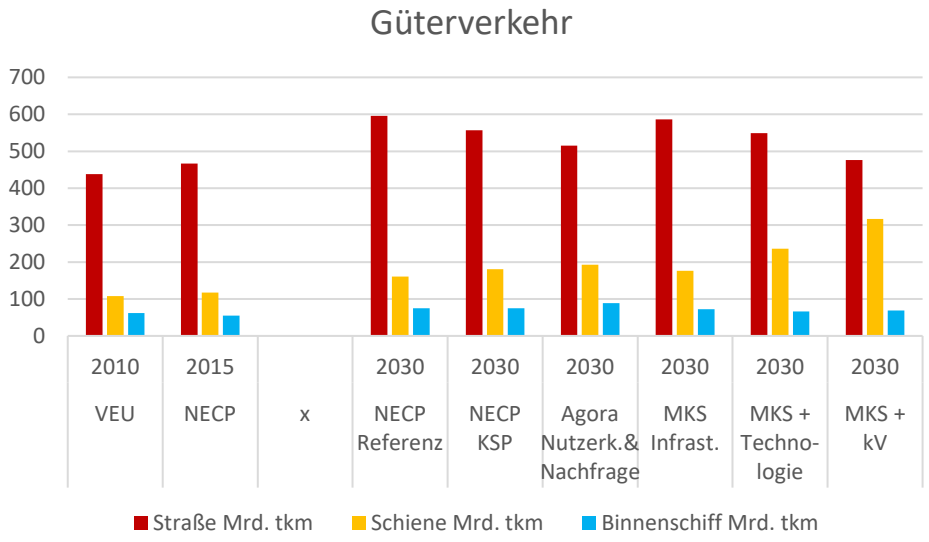
---

[79] Nach Berechnungen des Umweltbundesamtes ließen sich durch Tempo 120 2,6 Mio. t CO_2 jährlich sparen, bei Tempo 130 würden jährlich 1,9 Mio. t CO_2 eingespart (Quelle: https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/tempolimit-auf-autobahnen-mindert-co2-emissionen).

[80] Lobig et al. (2016) kommen in ihrem Szenario zu einer Verdopplung der tkm im Schienengüterverkehr unter der Annahme, dass 50 % der bahnaffinen Güter >400 km auf die Schiene verlagert werden. Dadurch würde der Straßengüterverkehr um etwa 20 % gegenüber der Referenzentwicklung sinken. (Lobig et al., 2016, S. 66)

333. Die in verschiedenen Studien ausgewiesenen Verlagerungspotenziale im Güterverkehr bis zum Jahr 2030 zeigt Abbildung 32. Alle Studien gehen von einer steigenden Güterverkehrsleistung aus, dabei ist die berechnete Bandbreite allerdings hoch: So liegt bspw. im Agora Verkehrswende-Szenario das Güterverkehrsaufkommen mit 780 Mio. tkm in 2030 deutlich unter den Werten der anderen Studien (840-850 Mio. tkm). Ausgehend von 2015 wird in allen Szenarien von einer Steigerung der Schienengüterverkehre für 2030 ausgegangen, im Referenzfall der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) um 32 % (Lobig et al., 2016). Die zusätzlichen Verlagerungspotenziale der Szenarien liegen zwischen +10 % (MKS Infrastruktur-Szenario), +47 % (MKS Infrastruktur + Technologie) und +97 % (MKS KV-Szenario). DLR VEU und Agora Verkehrswende gehen von +19 % bzw. +25 % aus (jeweils bezogen auf die Werte der MKS-Referenz für 2030) aus (Agora Verkehrswende, 2018; Seum et al., 2019). Die bis zu einer Verdopplung der Verlagerung reichenden Verlagerungspotenziale werfen allerdings die Frage nach der Kapazität der Infrastruktur auf. In einer Studie im Rahmen der MKS wurde untersucht, inwieweit die Infrastruktur imstande ist, die Verlagerungspotenziale und damit weitere Schienengüterverkehre aufzunehmen (Winkler et al., 2016). Dabei zeigt sich, dass ein starker Anstieg bis hin zu einer Verdopplung der Schienengüterverkehrsleistung zu deutlichen Überlastungen auf den Güterverkehrskorridoren führt. Ohne die zügige Umsetzung von umfangreichen Ausbaumaßnahmen wird es auch mittelfristig nicht möglich sein, die Verlagerungspotenziale auszunutzen.

Abbildung 32: Darstellung von Verlagerungspotenzialen im Güterverkehr gemäß verschiedener Szenarien



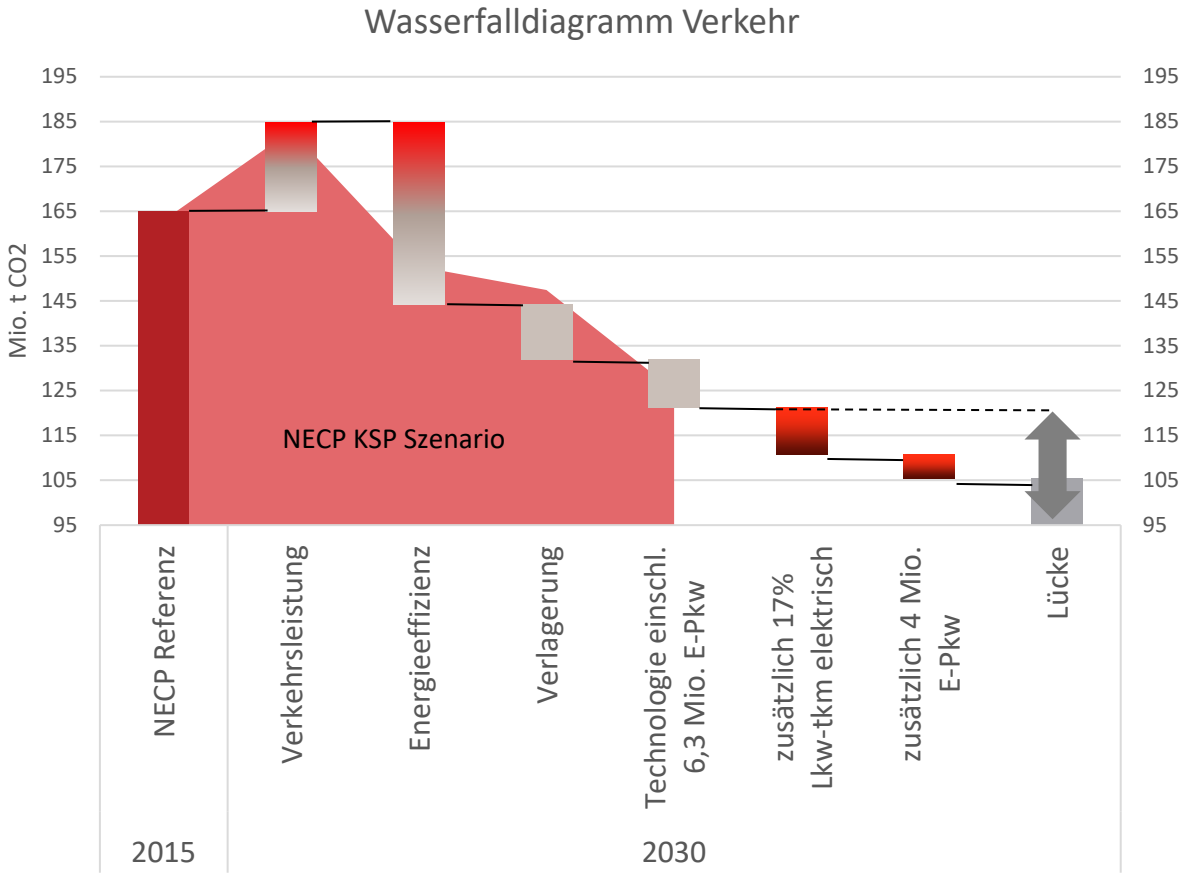
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Lobig et al. (2016), Agora Verkehrswende (2018), Seum et al. (2019)

9.5 Einschätzung möglicher Treibhausgasminderungen im Verkehr

334. Für eine Einschätzung der möglichen Treibhausgasminderungen liegen eine Vielzahl von Studien und Berechnungen vor. Unter Berücksichtigung dieser Studien und der Szenario-Rechnungen zum NECP (BMWi, 2020) lassen sich die möglichen Treibhausgasminderungen bestimmten Bereichen zuordnen. Hiernach kommt der generellen Effizienzsteigerung der konventionellen Antriebstechnologien bis 2030 eine große Bedeutung zu. Darüber hinaus sind es zu etwa gleich großen Anteilen die Bereiche Verlagerung und Verbesserung durch Antriebswechsel, die zur Treibhausgasminderung beitragen. Im Bereich der Güterverkehre ist die Elektrifizierung wichtig für die weitreichende Absenkung der Emissionen. Hierzu bestehen, wie oben dargelegt, verschiedene

Antriebsoptionen für den Lkw oder die Möglichkeit der Verlagerung auf die Schiene. In Tabelle 17 sind die Annahmen dargestellt, die zur Einschätzung der möglichen Verlagerung im Verkehrssektor zugrunde gelegt wurden. Diese stützen sich einerseits auf die Szenarioanalysen zum NECP (Prognos 2020) sowie auf eigene Berechnungen unter Berücksichtigung verschiedener Studien und Szenarien (Lobig et al., 2016; Agora Verkehrswende, 2018; BDI, 2018; Winkler et al., 2016; Seum et al., 2019).Die Elektrifizierung im Verkehr entlastet die THG-Bilanz des Sektors Verkehr vollständig, da – neben verminderten THG-Emissionen – diese dem Sektor Energie zugeordnet werden. Wegen der Mengenbeschränkung im Emissionshandel fallen damit jedoch keine zusätzlichen Emissionen an.

Abbildung 33: Potenzial von CO_2-Einsparungen im Verkehr bis 2030



Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von BMWi (2020), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

335. Die Referenzangaben basieren auf dem NECP für 2015. Alle weiteren Zahlen beziehen sich auf 2030. Der Anstieg der Verkehrsleistung wurde auf Grundlage der Zuwächse, wie sie im NECP angegeben sind, errechnet. „Energieeffizienz“ berücksichtigt technologischen Fortschritt, Effizienz durch Digitalisierung sowie einen Trend zu kleineren Pkw und Motoren. Bei der Verlagerung wurde insbesondere im Personenverkehr eine Attraktivitätssteigerung des öffentlichen Nahverkehrs (ÖPNV) und Schienenpersonenverkehrs (SPV) durch Investitionen, Beschleunigung und Preisvorteilen gegenüber dem Pkw angenommen. Im Bereich der Technologien sind ca. 6,3 Mio. Pkw mit je hälftig PHEV und BEV Antrieb berücksichtigt. Bei den zusätzlichen „17 % Lkw-tkm elektrisch“ wird angenommen, dass entsprechende Transportleistungen durch elektrische Antriebe erfolgen, sei es durch elektrifizierte Lkw oder Verlagerung auf die elektrifizierte Schiene. Im letzten Punkt wurden gegenüber den

6,3 Mio. E-Pkw weitere 4 Mio. E-Pkw im Bestand in 2030 angenommen. Dies entspräche ca. 10 Mio. E-Pkw in 2030. Nach Aufsummierung aller Reduktionen verbleibt weiterhin eine Lücke zu den Klimaschutzzielen.

Tabelle 20: Vergleich der in der Expertenkommission getroffenen Annahmen (EWK) für 2030 mit den Annahmen des Klimaschutzszenarios des NECP (Basis 2015, Referenz 2030 und NECP KSP 2030)

	Einheit	Basis 2015	Referenz 2030	NECP KSP 2030 ggü Ref 2030 / ggü 2015	EWK 2030 ggü Ref 2030 / ggü 2015
Verkehrsleistung					
PV	Mrd. pkm	1117	1176	-1,4% / + 4%	-3% bis -5% / +/-
Pkw	Mrd. pkm	946	989	-3,2% / + 1,2%	-5% bis -10% / -6%
Schiene PV	Mrd. pkm	106	123	+6,5% / +23%	+20% / +40%
GV	Mrd. tkm	638	832	-2,3% / +27%	+/- / +30%
Lkw GV	Mrd. tkm	466	596	-6,5% / +12%	-8% / +10%
Schienen GV	Mrd. tkm	117	161	+12% / +55%	+30% / +80%
Fahrzeuge					
Pkw	Mio. Pkw	44	47	46	-5% bis -10% / +/-
davon E-Pkw	Mio. Pkw	0	4	7,1	10
davon BEV	Mio. Pkw	0	3	5,4	5,4
davon PHEV	Mio. Pkw	0	1	1,7	4,6
SNF	Tsd. Lkw	711	677	677	+ / -
davon OL-Lkw	Tsd. Lkw	0	0	59	Testfelder ohne Technologiefestlegung
davon BEV-Lkw	Tsd. Lkw	0	0	34	
davon FCEV	Tsd. Lkw	0	0	11	
elektrischer Fahranteil SNF	%	0	0	30%	10% (=> +8% SGV)
Energiebedarf fossil	PJ	597	558	554	525
Energiebedarf Strom	PJ	11	30	48	50
Energiebedarf Wasserstoff	PJ	0	2	4	4

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Prognos (2020)

336. Aus diesen zugrunde gelegten Annahmen ergeben sich Potenziale, die über die Szenario-Rechnungen des NECP KSP hinausgehen. Unter diesen, stärker auf Verlagerung setzenden Annahmen wäre eine THG-Minderung in 2030 um -37 % zu erreichen (vgl. Abbildung Z-3 der Zusammenfassung). Hierfür müsste ein höherer Anteil des Personenverkehrs auf die Schiene verlagert und im Bereich des Güterverkehrs ebenfalls im Trend mehr Straßengüterverkehr auf die Schiene verlagert werden. Diese Verlagerungen zielen langfristig auf eine Verdopplung des Schienenpersonenverkehrs und eine Verdreifachung des Schienengüterverkehrs gegenüber 2015. Aufgrund der zu erwartenden Umsetzungsdauer von notwendigen Infrastrukturmaßnahmen und begleitenden Regelwerken ist bis 2030 nur eine Teilmenge der möglichen Verlagerung erreichbar. Die Elektrifizierung bzw. alternative Antriebe beim Lkw würden gegenüber dem NECP weniger weit vorankommen, da hier die Einschätzung vorliegt, dass weder die Technologien noch die wettbewerblichen Rahmenbedingungen bis 2030 in solcher Weise vorliegen, dass 30 % der Straßengüterverkehre auf der Straße elektrifiziert oder mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden. In der Summe liegt der elektrische Energiebedarf gegenüber dem NECP im Personenverkehr höher, wohingegen er wegen der höheren Effizienz der Bahn im Güterverkehr niedriger liegt. Der resultierende Strombedarf für den Verkehrssektor nach dieser Rechnung läge in 2030 bei etwa 50 TWh/a. Die Treibhausgasreduktionen könnten gegenüber dem Klimaschutzszenario des NECP um ca. 21 Mio. t CO_2 abgesenkt werden. Nichtsdestotrotz bliebe eine Lücke zu dem 95 Mio.-Tonnen-Ziel in Höhe von ca. 9 Mio. t.

9.6 Schlussfolgerungen in Bezug auf den NECP und Handlungsempfehlungen

Elektromobilität

337. Im Rahmen des europäischen Green Deal ist eine Verschärfung der Klimaziele (von -55 % bis 2030 auf -65 %) vorgesehen. Ob bzw. wie diese Reduktionsziele auf die Emittenten des Effort-Sharing-Bereichs und insbesondere den Verkehrssektor übersetzt werden, ist bisher nicht bekannt. Im Rahmen des Green New Deal sind verschiedene Maßnahmen im Verkehrssektor benannt, u. a. „die Verlagerung eines wesentlichen Anteils des Straßengüterverkehrs auf Schiene und Binnenwasserstraßen“ (EU Kommission, 2019). Es ist davon auszugehen, dass im Sektor Verkehr bis 2030 in Deutschland kaum weitere, über das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung hinausreichende Maßnahmen realistisch umsetzbar sind. Vielmehr bedarf es noch einiger Anstrengungen, um die Zielmarke von 95-98 t CO_2 durch die im NECP verankerten Maßnahmen zu erreichen. Im Folgenden werden die einzelnen, weiter oben nicht ausdrücklich gewürdigten Aspekte aus den NECP zum Thema Verkehr betrachtet und eine Einschätzung abgegeben. Dazu wurden die im NECP genannten, auf den Verkehr bezogenen Maßnahmen gruppiert und die jeweilige Maßnahmengruppe kommentiert. Die Maßnahmen, die der NECP im Einzelnen vorsieht, lassen sich letztlich als Maßnahmenbündel verstehen, die auf die folgenden Bereiche abzielen: Alternative Antriebe, insbesondere Elektromobilität, und Kraftstoffe; Alternative Antriebe im Güterverkehr; Verkehr beeinflussen; Förderung alternativer Kraftstoffe; Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes; Stärkung und Modernisierung des Güterverkehrs auf der Schiene und der Wasserstraße. Nachfolgend werden die Einschätzungen und Empfehlungen der Expertinnen und Experten bezüglich der NECP-Maßnahmen gruppiert entlang der genannten Bereiche dargestellt.

338. Aus den derzeit festgelegten Zertifikatspreisen im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) erwächst kein ausreichender Impuls zur Bevorzugung von Elektrofahrzeugen gegenüber herkömmlichen Verbrennerfahrzeugen, vor allem im Pkw-Bereich. Im Rahmen der Änderung des BEHG im Oktober 2020 wurde der Kritik einer fehlenden Lenkungswirkung durch zu niedrig angesetzte Zertifikatspreise begegnet. Der Einstiegspreis in 2021 wurde auf 25 Euro/t angehoben. Steck et al. (2019) haben die durchschnittlichen Kostenbelastungen vor dem Hintergrund des Mobilitätsverhaltens unterschiedlicher Bevölkerungsgruppen und der Wirkungen höherer Kraftstoffpreise errechnet. Die Berechnungen zeigen eine durchschnittliche jährliche Zusatzbelastung zwischen 37,50 Euro in 2021 (Zertifikatspreis in 2021 – 25 Euro) und 82,50 Euro in 2025 (Zertifikatspreis in 2025 – 55 Euro). Die gesamten verkehrsspezifischen Ausgaben beliefen sich im Mittel auf 2.080 Euro pro Person in 2017 (Destatis, 2018). Die zusätzliche Belastung durch das BEHG liegt demnach in 2021 bei etwa +1,8 % und in 2025 bei +3,9 %. Zusätzlich wirkt dem steigenden CO_2-Preis eine real sinkende Energiesteuer entgegen[81], die sich vermindernd auf die realen Treibstoffkosten auswirkt. Die Erhöhung der Pendlerpauschale um 5 ct ab dem 21sten Kilometer überkompensiert die CO_2-Abgaben und kehrt das Preissignal für viele Pendler um. Alternativ oder ergänzend zum BEHG wäre die Einführung einer nutzungs- und CO_2-abhängigen Bepreisung der Infrastruktur zielführend; entsprechende Konzepte müssten zügig erarbeitet und europäisch abgestimmt werden.

339. Am 23. März 2020 hat das Bundeskabinett den Entwurf des Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetzes (WEMog) zur Errichtung von Lademöglichkeiten für E-Fahrzeuge in Miet- und Wohnungseigentums-Objekten beschlossen. Diese Novelle ist eine wichtige Voraussetzung, um das Laden zuhause und das Laden am Arbeitsplatz breiteren Bevölkerungsgruppen zugänglich zu machen. Der Entwurf (Bundesrat 168/20) liegt zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Stellungnahme beim Bundesrat zur Beschlussfassung. Zusätzlich sehen die Experten hier eine begleitende Förderung von Pilotprojekten als wünschenswert an.

[81] Die Energiesteuer für Kraftstoffe wurde in 2003 auf absolute Werte festgelegt (65,45 €c/l für Benzin und 47,04 €c/l Diesel). Seitdem fand kein Inflationsausgleich statt. Die Energiesteuer ist durch die Inflation seit 2003 real um etwa 20 % gesunken (Holz-Rau, 2019)

Die Förderung der Beschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im Fuhrpark der Bundesregierung ist zu begrüßen, da sie eine Visibilität erzeugt, auch wenn die Anzahl der Fahrzeuge nicht signifikant ist (ca. 20.000 bei Bundesministerien). Die Förderung sollte zusätzlich Nutzfahrzeuge – Lkw und Busse – umfassen.

340. Die steuerlichen Fördermöglichkeiten zur Elektromobilität sind grundsätzlich zu begrüßen. Um die Potenziale von PHEV zur THG-Reduzierung deutlich stärker zu nutzen, als dies derzeit geschieht, sollte ein elektrischer Mindestfahranteil von 50 % als Voraussetzung für die vollumfängliche Förderung von PHEV festgelegt werden. Die Möglichkeit zur Messung des elektrischen Fahranteils bietet das Onboard-fuel-consumption-monitoring (OBFCM), das ab 2021 für alle neu zugelassenen Fahrzeuge verpflichtend ist.

341. Einen wichtigen Beitrag zum Markthochlauf der Elektromobilität werden Aufbau und Förderung von inländischer Batteriezellenfertigung leisten. Neben der Wertschöpfung schafft dies auch die Möglichkeit, die Batteriezellenherstellung mit Strom aus erneuerbaren Quellen nahezu klimaneutral zu gestalten. In Zukunft sollten Lebenszyklus-Analysen stärker in den wissenschaftlichen Fokus genommen werden. Hierbei ist auch auf andere ökologische Wirkfaktoren, neben dem Klimaschutz, zu achten.

Alternative Antriebe im Güterverkehr

342. Die flächendeckende Verfügbarkeit von synthetischen Kraftstoffen und grünem Wasserstoff für den Verkehr sind kurzfristig nicht absehbar. Daher kann in einer möglichst kurz zu haltenden Übergangsphase auch nicht-grüner Wasserstoff eingesetzt werden. Ähnlich wie bei batterieelektrischen Fahrzeugen, die derzeit nicht mit reinem EE-Strom unterwegs sind, sollte hier pragmatisch vorgegangen werden: Schritt 1 – Einführung der Technologie, Schritt 2 – Verbesserung der Klimabilanz des Kraftstoffs und der Technologie.

343. Für die Lkw im Fernverkehr hält die Expertenkommission die getroffenen Maßnahmen und Ziele von 30 % elektrischer Fahrleistung für sehr ambitioniert. Einerseits ist die Marktreife von elektrischen und anderen alternativen Antrieben für Fahrzeuge im Fernverkehr noch nicht erreicht. Andererseits operieren die Akteure der Güterfernverkehre in einem kompetitiven Marktumfeld und müssen sich kostenseitig an einer Leistungserbringung mittels Diesel-betriebener Lkw messen. Early Mover-Entscheidungen ohne staatliche Unterstützung werden hier nicht stattfinden oder sehr konservativ ausfallen. Der große Wettbewerbsdruck auf Akteure des Marktes kann zu ungewünschten Nebeneffekten sowohl ökologisch als auch ökonomisch führen. Heute werden fast 50 % der Fahrleistung von Lkw auf Autobahnen von gebietsfremden Lkw erbracht. Nationale Regelungen können dazu führen, dass zusätzliche Fernverkehre durch gebietsfremde Lkw übernommen und damit Umweltauflagen umgangen werden. Aus diesem Grund muss frühzeitig darauf hingearbeitet werden, dass sich die Erbringung von CO_2-armer Fahrleistung auch auf die nicht in Deutschland zugelassenen Lkw bezieht. In der Konsequenz müssen Maßnahmen und Infrastrukturentwicklungen im Güterverkehrsbereich europaweit gedacht werden. Dies gilt sowohl für die technische Umsetzung als auch für die Nutzen-Kosten Betrachtungen.

344. Für den Lkw-Güterverkehrsbereich hat die Bundesregierung im November 2020 das „Gesamtkonzept Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ veröffentlicht, das auf den Schwerlastverkehr abzielt und von einer Zielerreichung mittels Technologiemix ausgeht. In den kommenden vier Jahren sollen dazu Technologie-offene Forschung und Tests gefördert werden (H_2, synthetische Kraftstoffe, Nutzung von erneuerbarem Methan, Oberleitungs-Lkw). Die durch entsprechende Anpassungen im EU-Recht nunmehr geschaffene Möglichkeit, die Lkw-Maut künftig CO_2-abhängig zu gestalten, sollte mit Nachdruck vorangetrieben werden. Dies würde die Voraussetzung schaffen, dass beim Umsetzen von Klimaschutzmaßnahmen unerwünschte Nebeneffekte minimiert werden. Eine CO_2-abhängige Nutzungsbepreisung ist höheren Zertifikatpreisen im (nationalen) Brennstoffhandelsgesetz vorzuziehen, da sich grenzüberschreitend operierende Lkw dem nicht entziehen könnten.

Verkehr beeinflussen

345. Digitale Technologien und die Automatisierung im Verkehr bringen sowohl Potenziale der CO_2-Minderung als auch Risiken der Steigerung von Verkehren und CO_2-Emissionen mit sich. Jede Maßnahme zur effizienteren Nutzung des Straßenraums (Verkehrsfluss, Parken) würde – ohne flankierende und lenkende Maßnahmen – zu einer Steigerung der Attraktivität des MIV und damit seiner Nutzung führen. Auch die Automatisierung des Verkehrs resultiert in einer Attraktivitätssteigerung des MIV, sofern automatisierte Fahrzeuge nicht in nachhaltige Mobilitätskonzepte eingebunden sind. Die Expertenkommission empfiehlt, mit Prozessen der Bürgerbeteiligung klare Ziel- und Maßnahmenformulierungen (z. B. „lebenswerte Stadt“) zu erarbeiten, um eine positive Entwicklung zu gestalten. Die Transformation des Verkehrs durch Automatisierung sollte unbedingt auch sozialwissenschaftlich begleitet werden. Gleiches gilt für die Wirkung von Sharing- und Pooling-Angeboten. Beispiele aus den USA zeigen, dass solche Angebote durchaus das Potenzial haben, den ÖPNV zu kannibalisieren.

346. Ein erhebliches Potenzial zur Verkehrsoptimierung und -vermeidung verbindet sich mit dem generellen und flächendeckenden Ausbau digitaler Infrastrukturen. Digitale Technologien sollten entwickelt und genutzt werden, um den öffentlichen Verkehr zu stärken und auch, um ihn resilient zu machen. Darüber hinaus sollten neue Arbeitsformen wie Homeoffice, aber auch neue Formate wie Satelliten-Büros und Shared-Office-Spaces im Hinblick auf ihr Potenzial zur Verkehrsreduzierung untersucht werden. Angesichts der Erfahrungen der Vergangenheit, wonach Homeoffice insgesamt keine verkehrsreduzierenden Effekte erzeugt hat, sollten vor allem zeitliche und räumliche Verkehrsverlagerungen untersucht werden, ebenso wie die Ausgestaltung von Rahmenbedingungen zur besseren Nutzung der grundsätzlich vorhandenen Potenziale.

347. Die spezifischen Maßnahmen im urbanen Raum, wie das Sofortprogramm saubere Luft, sind grundsätzlich zu begrüßen. Die Expertenkommission empfiehlt jedoch bei allen Maßnahmen im urbanen Kontext, weder saubere Luft noch den Klimaschutz als einzige Kriterien für Förderprogramme heranzuziehen. Insbesondere im urbanen Raum sind Lärm, Platzbedarf, Sicherheit und Lebensqualität weitere wichtige Kriterien. Entsprechende Programme sollten von daher immer mit einer verkehrlichen und sozialwissenschaftlichen Begleitforschung flankiert und im Dialog mit den Bürgern umgesetzt werden.

Förderung alternativer Kraftstoffe

348. Sowohl Wasserstoff und Brennstoffzellen als auch synthetische Kraftstoffe benötigen zum Teil noch weitere Entwicklungsfortschritte, um bei ihrer Anwendung im Verkehr sowohl ökonomisch sinnvoll als auch nachhaltig zu sein. Weitere Forschung und die Begleitung durch die Expertinnen und Experten des Nationalen Wasserstoffrates sind zu begrüßen.

349. In Bezug auf importierten Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe ist es ebenfalls wichtig, die Rahmenbedingungen für den Import, ähnlich wie für Biokraftstoffe, zu definieren. Hier sollte auf der Grundlage einer verbindlichen Zertifizierung sichergestellt werden, dass die Kraftstoffe ausschließlich aus erneuerbaren Energien hergestellt und auch andere Nachhaltigkeitskriterien, wie die Wasserversorgung und die Versorgung mit erneuerbaren Energien in den Erzeugerländern, nicht negativ beeinflusst werden.

350. Die Bestrebungen, sowohl Biokraftstoffe als auch Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe verstärkt auf Basis von Abfall- und Reststoffen herzustellen, ist zu begrüßen, da eine Ausweitung von Anbauflächen in Deutschland und Europa für Energiepflanzen, insbesondere aus ökologischen und moralischen Gründen, problematisch wäre. Insgesamt sind die heimischen Rohstoffpotenziale für biomassebasierte Kraftstoffe sehr begrenzt, so dass Importe eine Rolle spielen. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der RED II Verordnung sind zwingend notwendig.

Stärkung der Verkehrsmittel des Umweltverbundes

351. Alternative Antriebe im ÖPNV sind derzeit bei Bussen und im regionalen Schienenverkehr zu finden. Die Projekte zur Einführung von batterie-elektrischen-Bussen (und teilweise hybrid-elektrischen Bussen) sind vielversprechend und tragen insbesondere zur Verbesserung der lokalen Luftqualität bei: Zum 1. Januar 2020 fuhren 385 der 81.364 Fahrzeuge umfassenden Bus-Bestandsflotte (alle in Deutschland zugelassenen Busse) rein elektrisch, 1.008 Fahrzeuge waren Hybrid-Busse – dabei verzeichneten beide Antriebsformen ein deutliches absolutes Wachstum, wenngleich der Anteil an der Gesamtflotte noch niedrig ist (KBA, 2020a). Im Zuge der Umstellung der Busflotten auf alternative Antriebe sollten auch Trolley-Bus-Systeme (Busse mit Oberleitungen oder auch Oberleitungen plus Batterie) weiterhin Berücksichtigung finden. Bei der Förderung im Rahmen des Sofortprogramms Saubere Luft ist die Begrenzung auf die Teilförderung von Zusatzkosten der Busse kritisch zu sehen. Diese Begrenzung verhindert den Umstieg auf attraktive und saubere Fahrzeuge in Kommunen mit angespannter Haushaltslage. Hier sollten Möglichkeiten geschaffen werden, um den sauberen Bus im ÖPNV für alle Städte und Kreise zugänglich zu machen.

352. Darüber hinaus sollten die Ziele der EU Direktive 2019/1161, bei Bussen des ÖPNV bis 2025 einen Anteil von mindestens 45 % und zwischen 2026 bis 2030 einen Anteil von 65 % „sauberer“ Fahrzeuge bei öffentlichen Vergaben zu erreichen (EU Parlament, 2019a), verfolgt werden. Busse im öffentlichen Nahverkehr, Überlandbusse und regionale Züge sind zudem prädestiniert für Anwendungen und Testfelder für Wasserstoff und Brennstoffzellen, auch wenn sich aktuell nicht abschätzen lässt, wie sich in Zukunft Busse mit Brennstoffzelle platzieren und ob sich Busse mit Brennstoffzelle, Oberleitung oder rein batterieelektrische Busse durchsetzen werden.

353. Der Schienenpersonenverkehr (SPV) wird auch in Zukunft die energieeffizienteste und CO_2-ärmste Art des Reisens sein. Die Förderung des SPV ist grundsätzlich zu begrüßen und hat mittelfristig das Potenzial einer Steigerung von rund 30 %. Langfristig und bei entsprechendem Ausbau kann dieses noch vergrößert werden. Die Steigerung der Verkehrsleistung im SPV ist jedoch nur dann als Verlagerung vom MIV zu realisieren, wenn parallel auch der MIV verteuert und in der Nutzung beschränkt wird. Ein deutlich ausgebautes und verdichtetes Schienennetz als Kernelement CO_2-armer Fernverkehre sollte zudem durch neue Mobilitätsangebote an den Knoten, wie Bike- und Car-Sharing sowie Pooling, unterstützt werden. Zusätzliche flankierende Maßnahmen in Städten und Gemeinden können einen Modal-Wechsel fördern.

354. Die Verlagerungspotenziale vom MIV auf den Nahverkehr lassen sich nur durch Kombinationen von Push & Pull Maßnahmen, z. B. Förderung ÖPNV bei gleichzeitiger Parkraumverknappung und -verteuerung, realisieren. Zu berücksichtigen ist auch, dass die mit der Verlagerung verbundenen Ziele nicht ausschließlich die THG-Reduzierung adressieren, sondern auch – aus städtischer Sicht – wesentliche Aspekte wie Nutzung des Straßenraumes, Lärm oder Sicherheit. Gleiches gilt für die Förderung von Fahrradverkehren. Ihr hauptsächlicher Einfluss betrifft Aspekte des urbanen Verkehrs, wogegen der Beitrag zur CO_2-Minderung angesichts geringer Anteile an der gesamten Verkehrsleistung eher schwach ausfällt. Im Kontext der Corona-Pandemie hat sich allerdings gezeigt, dass das Fahrrad ein wichtiges Individualverkehrsmittel in Zeiten erhöhter Ansteckungsgefahr darstellen kann.

Stärkung und Modernisierung des Güterverkehrs auf der Schiene und der Wasserstraße

355. Die Expertenkommission empfiehlt, für den Güterverkehr den Masterplan Schienenverkehr mit Nachdruck umzusetzen und darüber hinaus eine Strategie zu verfolgen, die die europäische Dimension im Hinblick auf die Marktbedingungen der Logistikbranche und der Güterverkehre noch stärker berücksichtigt. Die Verlagerungspotenziale im Schienengüterverkehr (SGV) sind aufgrund von Wettbewerbsbedingungen und

Konkurrenzvorteilen des Straßengüterverkehrs nur schwer durchsetzbar. Kosten- und Zeit-Verbesserungen können eine Verlagerung von traditionell Schienen-affinen Gütern ermöglichen. Weitere Verlagerungsoptionen müssen über den kombinierten Verkehr erfolgen und dabei deutlich stärker den Anforderungen an effiziente und schnelle Logistikprozesse genügen. Ein attraktiver Schienengüterverkehr muss Funktionen wie Transport, Pufferung, Lagerung und Kommissionierung flexibel bedienen können. Die Expertenkommission empfiehlt, hierfür Prototypen in Feldtests zu entwickeln und zu testen.

9.7 Einschätzung der möglichen Verkehrsentwicklung sowie des Zusammenhangs mit kritischen Rahmenbedingungen

356. Mittel- und längerfristige Einflüsse der Corona-Pandemie auf das Verkehrsaufkommen und die Verkehrsleistung lassen sich derzeit nur sehr schwer abschätzen. Wesentliche Effekte, die im Verlauf der Pandemie erkennbar geworden sind, umfassen

- die vermehrte Nutzung von Individualverkehrsmitteln, insbesondere Pkw (DLR, 2020)
- die vermehrte Nutzung von Online-Shopping und damit Zunahme der Lieferverkehre (DLR, 2020)
- die Zunahme von Homeoffice ohne sichtbare Reduzierung des individuellen Verkehrsaufwandes (Molloy et al., 2020)

Wichtige Gründe für diese Veränderungen waren Befürchtungen und Ängste vor einer möglichen Ansteckung im öffentlichen Verkehr und das Meiden von Orten – wie Ladengeschäften –, in denen zwangsläufig Kontakt zu anderen Personen erfolgte.

357. Die Beobachtung, dass Homeoffice keine Reduzierung der Kilometerleistung von erwerbstätigen Personen mit sich bringt, entspricht den Ergebnissen früherer Untersuchungen aus Vor-Corona-Zeiten. Nicht auszuschließen ist allerdings eine Dämpfung der Peak-Zeiten. Hierzu liegen bislang aber keine Erkenntnisse vor. Durch die aktuelle Verschiebung des Modal Split in Richtung Individualverkehr findet überdies eine Überlagerung zwischen Veränderungen im zeitlichen und räumlichen Verkehrsaufwand einerseits und der Verkehrsmittelwahl (Modal Split) andererseits statt.

358. Die im NECP genannten Maßnahmen bleiben grundsätzlich relevant und werden durch die Corona-Pandemie nicht infrage gestellt.

Anhang - Tabellen

Tabelle 21: Rahmenbedingungen der betrachteten Szenarien mit Fokus auf den Verkehrssektor

Szenario	Beschreibung
dena (2018): Leitstudie Integrierte Energiewende	
Referenz	• Progressive Fortschreibung vergangener und aktueller Politik- und Technologieentwicklung • Effizienzgewinne bei allen Fahrzeugen • Konventionelle Antriebe machen langfristig den Großteil der Pkw-Flotte aus • Im Güterverkehr sind Diesel-Lkw die vorherrschende Antriebsart
Elektrifizierungsszenario EL80	• Weitgehende Elektrifizierung aller Sektoren • Stark ansteigender Anteil an E-Fahrzeugen im Pkw sowie im Straßengüterverkehr • Der Endenergiebedarf sinkt, bei steigender Bedeutung des Energieträgers Strom.
Technologiemixszenario TM80	• Breite Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger • E-Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge dominieren Pkw-Markt • CNG- / LNG- H_2-Antriebe gewinnen deutliche Anteile im Straßengüterverkehr
Agora Verkehrswende (2018): Klimaschutz im Verkehr	
Referenzszenario	• Baut auf dem *Mit-Maßnahmen-Szenario* des Projektionsberichts der Bundesregierung auf • aktualisiert Modellparameter und Annahmen
Standards & Effizienz	• Ambitionierte Effizienzstandards bei Pkw, LNF und Lkw • Zusätzliche nationale Maßnahmen wie Ausbau der Ladeinfrastruktur und ein Bonus-Malus-System auf Fahrzeugebene • Angleichung des Diesel-Steuersatzes an Benzin und Erhöhung der Energiesteuer sowie Anpassung der Dienstwagensteuer und der Lkw-Maut • Förderung des Radverkehrs und des ÖVs
Nutzerkosten & Verkehrsnachfrage	• Erreichung der Klimaziele möglichst durch Änderung der Verkehrsnachfrage • Geringe Effizienzentwicklung bei Pkw, LNF und Lkw • Anpassung der Dienstwagensteuer und Lkw-Maut, streckenabhängige Pkw-Maut, Tempolimit auf Autobahnen • Erhöhung der Kapazitäten des Schienengüterverkehrs • Förderung des Radverkehrs und des öffentlichen Verkehrs
Kraftstoffe	• CO_2-Reduktion hauptsächlich durch alternative Kraftstoffe

	• Geringe Effizienzentwicklung bei Pkw, LNF und Lkw • Verkehrsverlagerung durch den Preisanstieg von energieintensiven Verkehrsträgern • Szenario stellt theoretische Betrachtung dar ohne Aussage darüber, ob alternative Kraftstoffe im angegebenen Umfang verfügbar sein werden.
BDI (2018): Klimapfade für Deutschland	
Referenzszenario	• Fortschreibung aktueller und als sicher geltender technischer Maßnahmen (für Deutschland und international) • Preisanstieg für fossile Kraftstoffe
Globaler Klimaschutz	• Klimainstrumente werden international koordiniert und Staaten verpflichten sich zu 2°-Ziel • Steigende CO_2-Preise (Teilnahme des Verkehrs am Zertifikatehandel)
Nationale Alleingänge	• Nur einzelne Staaten verfolgen weiter ambitionierte Klimaziele • Preisanstieg für fossile Kraftstoffe
Prognos (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050	
Referenzszenario	• Die aktuelle Entwicklung wird fortgeschrieben unter Berücksichtigung von implementierten und beschlossenen politischen Maßnahmen bis Ende 2017.
Klimaschutzprogramm 2030	• Rahmenbedingungen wie im Referenzszenario • Zusätzlich werden Maßnahmen aus dem Klimaschutzprogramm 2030 und nach 2018 eingeführte Maßnahmen berücksichtigt. • Maßnahmen u. a. CO_2-Bepreisung im Verkehr, Aufbau von Ladeinfrastruktur und Oberleitungen, Spreizung der Kfz-Steuer und der Lkw-Maut, Förderung des Radverkehrs und des ÖV
DLR Verkehrsentwicklung und Umwelt Szenarien	
Referenzszenario	• Fortschreibung von Trends (Basisjahr 2010) und Umsetzung moderater und gemischter Politikmaßnahmen.
Geregelter Ruck Szenario	• Gezielte Förderung nachhaltiger Technologien durch Preismechanismen und ordnungspolitische Maßnahmen. • Elektrifizierung des Güter-Fernverkehrs durch Oberleitungs-Lkw • Förderung des Umweltverbundes durch Infrastrukturmaßnahmen (Beschleunigung) und Preismechanismen (Treibstoffbesteuerung, Ticketpreise) • Einschränkungen, insbesondere in Städten, des motorisierten Individualverkehrs. • Verschärfung von Flottengrenzwerten CO_2 auf europäischer Ebene

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), Prognos (2020)

Tabelle 22: Pkw-Bestand heute und in den Szenarien zum Klimaschutz für 2030 in Mio. Fahrzeuge

	Pkw Bestand in Mio.					
	2020	2030				
	KBA	Dena 2018	Agora Verkehrswende 2018	BDI 2018	Prognos 2020	DLR VEU 2018
BEV	0,14	5,6 – 13,3	1,8 – 4,3	4	5,4	2,1
PHEV	0,10	11 – 16,4	1,8 – 4,3	2	1,7	4,2
Gesamt	48	45	40-44	46	46	38

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), KBA (2020a), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

Tabelle 23: Endenergiebedarf des Verkehrs im Jahr 2030 nach den Szenarien mit Klimaschutzorientierung

	Endenergiebedarf im Verkehr in TWh/a					
	AG Energiebilanzen	Klimaschutz orientierte Szenarien 2030				
	2019	dena 2018	Agora Verkehrswende 2018	BDI 2018	Prognos 2020	DLR VEU 2018
Kerosin	-	98-105	-	-	-	40
Diesel	-	197-151	-	-	-	261
Benzin	-	81-103	-	-	-	179
Gas	1	3-76	-	-	-	-
Wasserstoff	-	27-18	-	-	4	-
Mineralöle/ Fossil	725	-	-	431-489	471	-
Elektrisch	12	87-72	22-49	30	48	45
Biomasse	31	-	-	-	30	-
Gesamt	769	505-553	424-569	507-551	554	544

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von AGEB (2020), Agora Verkehrswende (2018), BDI (2018), dena (2018), Prognos (2020), Seum et al. (2019)

Tabelle 24: Stärken, Schwächen und spezifische Nutzungsbereiche alternativer Antriebe und Kraftstoffe

Antriebe	Vorteile	Nachteile	Spezifischer Nutzungsbereich
BEV (Battery Electric Vehicle): **Antrieb:** Elektromotor **Energiespeicher:** Batteriespeicher **Tanken/Laden:** Ladestation **Kraftstoff:** Strom	• Effiziente Umsetzung von Strom in Bewegung • Bei langen Parkvorgängen kann das Stromnetz unterstützt werden • Rekuperation möglich • sehr günstige Betriebskosten	• (gefühlte) geringe Reichweite • hohe Investitionskosten • Ladeinfrastruktur noch nicht ausreichend vorhanden • Fahrzeuge verhältnismäßig schwer • Ressourcenproblematik	• motorisierter Individualverkehr • Fahrzeuge mit geringer Tagesfahrleistung im Wirtschaftsverkehr • Lkw und Busse mit Oberleitungen
PHEV (Plug-In Hybrid Electric Vehicle): **Antrieb:** Verbrennungs- + Elektromotor **Energiespeicher:** Tank + Batterie **Tanken/Laden:** Tankstelle + Ladestation **Kraftstoff:** konv. Kraftstoff + Strom	• Auf kurzen Wegen rein elektrisch nutzbar • Rekuperation möglich • Kann bis zu 20 % Treibstoff ggü. vergleichbaren Fahrzeugen einsparen	• Weiterhin hoher Energiebedarf und Abhängigkeit von Benzin/Diesel • Fahrzeuge verhältnismäßig schwer • benötigt zwei Arten von Infrastrukturen • wird häufig kaum elektrisch genutzt • verursacht Emissionen (NOx, CO_2)	• Flexible Pkw Nutzungen • Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck)
FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle): **Antrieb:** Elektromotor **Energiespeicher:** Tank + Batterie **Tanken/Laden:** Tankstelle **Kraftstoff:** Wasserstoff	• Kann mit regenerativ erzeugtem Wasserstoff betrieben werden • Reichweite und Tankzeit vergleichbar mit konventionellen Fahrzeugen • Rekuperation möglich	• Geringere Effizienz als BEV • bisher kaum Fahrzeuge am Markt • Infrastruktur noch nicht ausreichend ausgebaut • Derzeit hohe Kosten	• Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Schienenverkehr ohne Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Flugzeuge (Kurz- und Mittelstrecke)
ICE (Internal Combustion Engine[82]): **Antrieb:** Verbrennungsmotor **Energiespeicher:** Tank **Tanken/Laden:** Tankstelle **Kraftstoff:** konventioneller Kraftstoff	• Erprobte Technologie • Kann mit synthetisch hergestellten Kraftstoffen betrieben werden • Infrastruktur vorhanden (Tankstellen, Werkstätten, etc.)	• Schlechte Effizienz und damit ein hoher Endenergieverbrauch • verursacht Emissionen (NOx, CO_2) • Ressourcenproblematik	• Pkw und Lkw • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Flugzeuge

[82] Einschließlich anderer Hybride, wie Mild-Hybrid, Vollhybrid, Range-Extender etc.

Kraftstoffe	Vorteile	Nachteile	Spezifischer Nutzungsbereich
Strom: **Herstellung:** in konventionellen Kraftwerken oder durch erneuerbare Energien **Speicherung:** in großen Mengen nicht möglich	• Hohe Effizienz durch direkte Nutzung • Direkte Kopplung von Energie- und Verkehrssektor • THG- neutraler Betrieb möglich	• Speichern in großen Mengen und über lange Zeiträume nicht möglich • Netze müssen ggf. ausgebaut werden	• Siehe BEV und PHEV • Schienenverkehr • Straßenverkehr mit Oberleitung
Wasserstoff: **Herstellung:** Reformierung von konv. Energieträgern oder Konversion von Biomasse und Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom **Speicherung:** Druckspeicher, Flüssigspeicher, Metallhydrid, chemische Bindung an Trägermaterial	• Klimaneutral (wenn aus EE-Strom, Biomasse oder mit CCS) • gut speicherbar (auch saisonal) • kann zum Teil mit existierender Infrastruktur genutzt werden (Pipelines, Tankstellen, etc.) • Vorstufe zu synthetischen Kraftstoffen • Rückverstromung möglich	• Bisher hauptsächlich aus fossilen Quellen • Elektrolyseure in industriellem Maßstab noch nicht vorhanden bzw sehr teuer • Geringerer Gesamtwirkungsgrad als Strom • Geringe volumetrische Energiedichte bei Normbedingungen • Nutzungskonkurrenzen	• Fernverkehrs-Lkw und -Busse abseits von Oberleitungen • Binnenschiffe (je nach Verwendungszweck) • Nicht-elektrifizierbarer Schienenverkehr • Flugzeuge (v. a. Kurz- und Mittelstrecke) • Herstellung von synth. Kraftstoffen
Synth. Erdgas (CNG, LNG)**:** **Herstellung:** aus Strom, Wasserstoff und CO_2 **Speicherung:** Druckspeicher oder Flüssigspeicher	• Rückverstromung möglich • Infrastruktur vorhanden (Pipelines, Gasturbinen) • Vergleichsweise geringe Emissionen	• geringe volumetrische Energiedichte (CNG) • Kraftstoff verdampft auch wenn Fahrzeug steht (LNG) • Geringer Wirkungsgrad • Umrüstung der Motoren und des Tanksystems nötig	• Fern- und Schwerlastverkehr • Binnen- und Seeschiffverkehr
Synth. Flüssigkraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Methanol)**:** **Herstellung:** aus Strom, Wasserstoff und CO_2 **Speicherung:** Kraftstofftank	• Hohe volumetrische und gravimetrische Energiedichte, • bisherige Technik kann ohne Umrüstung genutzt werden	• Sehr geringer Gesamtwirkungsgrad • Muss importiert werden	• Luft- und Seeschiffsverkehr • Flugzeuge • Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen

Quelle: Eigene Darstellung

10 Energiepreise und Energiekosten

Das Wichtigste in Kürze

Die Energiekostenbelastung ist besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen als auf Basis sektoraler Energiepreise, daher hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt und nutzt diese zur Einordnung der Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich in Summe bei rund 244 Milliarden Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. Die prozentuale Kostenbelastung ist damit seit 2016 relativ stabil. Die Gesamtausgaben entwickeln sich somit tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) bzw. sinken sogar eher, weshalb die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum ernsthaft in Zweifel stehen kann.

Die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind im Jahr 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 2,2 % auf 74,9 Milliarden Euro gestiegen. Während die staatlich induzierten Elemente, die zu zwei Dritteln auf die EEG-Umlage entfallen, gesunken sind, waren insgesamt höhere Netzentgelte und Erzeugungskosten zu verzeichnen. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt ist die relative Kostenbelastung nahezu unverändert zum Vorjahr und liegt mit knapp 2,2 % auf dem Niveau der Jahre 2016 bis 2018. Im Wärmesektor sind die Letztverbraucherausgaben im Jahr 2019 um rund 6 % auf insgesamt rund 92 Milliarden Euro gestiegen (ohne Strom). Rund drei Milliarden Euro sind den höheren Ausgaben für Effizienzmaßnahmen (energetische Gebäudesanierungen, innovative Heizungen) zuzurechnen, rund zwei Milliarden Euro entfallen auf höhere Ausgaben für Energieträger, die nunmehr rund 50 Milliarden Euro betrugen. Der Anstieg der Ausgaben für Energieträger ist dem höheren Verbrauch und insbesondere den gestiegenen Preisen zuzurechnen. Die relative Kostenbelastung bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich auf rund 2,7 %. Im Straßenverkehrsbereich sind die Gesamtausgaben im Jahr 2019 um ein halbes Prozent auf rund 77 Milliarden Euro leicht gesunken. Die geringeren Energieträgerpreise haben das rund einprozentige Verbrauchswachstum überkompensiert. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beläuft sich die Kostenbelastung auf rund 2,2 %.

Da sich die Situation in der Industrie anders als bei der Summe der Letztverbraucher darstellen kann, wird die Entwicklung der Energiestückkosten gesondert untersucht. Die Energiestückkosten liegen im Jahr 2019 mit 7,6 % in Deutschland weiterhin unter dem Niveau in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. Die Expertenkommission hat das Konzept der Energiestückkosten weiterentwickelt und illustriert die Zerlegung der Energiestückkosten in Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte. Die Analyse für die Periode 2010-2019 offenbart dabei große Unterschiede zwischen Deutschland und Europa bei der Entwicklung der Energiepreise. Bedingt durch deren Anstieg wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen. Besonders auffällig ist der treibende Effekt der Strompreise: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission das Energiepreissystem zu reformieren.

Die Expertenkommission nimmt diese Entwicklung zum Anlass, eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, (auftragsgemäß) ohne die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells. Obwohl genaue Prognosen so nicht möglich sind, können grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden. Die EEG-Umlage könnte bei den bekannten Ausbauraten und Vergütungssätzen bis 2030 sinken. Es sind vor allem die Netzentgelte, deren Anstieg im Blick behalten werden muss. Aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur dürfte ein Anstieg der Netzentgelte zu erwarten sein. Dies gilt sowohl für die Industrie als auch für die privaten Haushalte.

359. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendet die Begriffe „Bezahlbarkeit“ und „Wettbewerbsfähigkeit“ als eine Dimension ihrer Energiepolitik bzw. des energiepolitischen Dreiecks. Die Begriffe werden seit Beginn des Monitoring-Prozesses gebraucht und finden sich auch im Energiekonzept 2010. Die Expertenkommission hat sich bereits in ihrer Stellungnahme zum Monitoring-Bericht 2015 für die Wahl einer anderen Begrifflichkeit, der „Preiswürdigkeit“ ausgesprochen. Denn im Grunde ist Energie nur dann nicht mehr „bezahlbar“, wenn es aufgrund zu hoher Preise keine Nachfrage mehr danach gibt. Dies kann also kein gutes Kriterium sein. Der Begriff „Preiswürdigkeit“ ist demgegenüber mehrdimensional und wird nicht allein am Preis bemessen, sondern auch an der Leistung (Preis-Leistungs-Verhältnis) oder alternativ auch an der Qualität.

360. Da die Energiekostenbelastung besser anhand gesamtwirtschaftlich aggregierter Zahlenwerke zu beurteilen ist als auf Basis sektoraler Energiepreise hat die Expertenkommission die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung mit den Einzelelementen für Strom, Wärme und Verkehr entwickelt. Sie nutzt diese auch, um die im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung dargestellten Energiepreisentwicklungen in den Gesamtkontext einzuordnen.

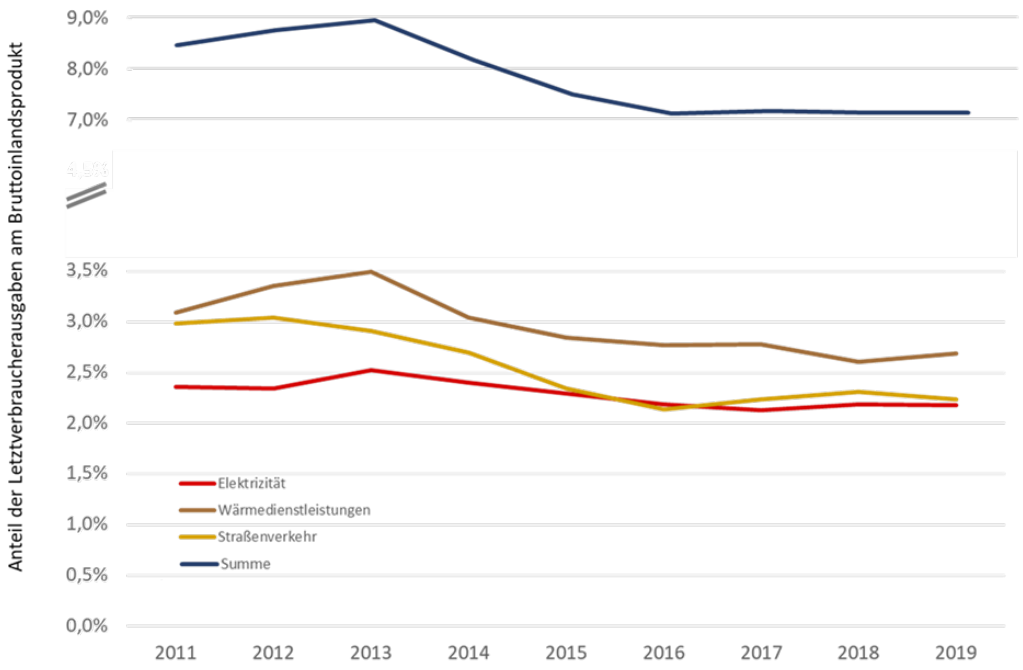
10.1 Anteil der Letztverbraucherausgaben für Energie am Bruttoinlandsprodukt

361. Insgesamt betrachtet lagen die Letztverbraucherausgaben für Elektrizität, Wärmedienstleistungen und im Straßenverkehrsbereich bei rund 244 Milliarden Euro und damit 7,1 % des Bruttoinlandsprodukts. In den vergangenen Jahren lagen die auf das nominale Bruttoinlandsprodukt bezogenen Letztverbraucherausgaben für Energie für die einzelnen Teilbereiche Elektrizität, Wärmedienstleistungen sowie im Straßenverkehr jeweils in der Größenordnung zwischen 2 % und 3,5 % (vgl. Abbildung 34). Dabei lagen die Ausgaben im Wärmebereich stets über den Ausgaben im Elektrizitäts- und Verkehrsbereich.

362. Die anteiligen Ausgaben für Elektrizität am BIP sind im Trend gesunken und belaufen sich seit 2016 auf rund 2,2 % des Bruttoinlandsprodukts. Ausgehend von einem deutlich höheren Niveau um 3 % in den Jahren 2011 und 2012 sind die relativen Ausgaben für Energie im Straßenverkehr bis 2016 deutlich gesunken und lagen zuletzt bei rund 2,2 %. Die auf das BIP bezogenen Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen waren in den vergangenen Jahren im Trend ebenso rückläufig und beliefen sich im Jahr 2019 auf 2,7 %.

363. Insgesamt liegen die Letztverbraucherausgaben für Energie bezogen auf das BIP seit 2016 in einer Größenordnung von 7 % und damit um 1,4 bis 1,9 Prozentpunkte niedriger, als in den Jahren 2011 bis 2013 (Abbildung 34). Da sich die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) entwickeln bzw. sogar eher sinken, kann die Bezahlbarkeit der Energie im Sinne der im achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung verwendeten Begrifflichkeit kaum ernsthaft in Zweifel stehen. Ein Ausblick in die Zukunft ist allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Denn einerseits werden im Zuge der Regelungen des Nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetzes die Energieträger im Wärme- und Kraftstoffbereich ab 2021 verteuert. Dem gegenüber stehen aber beispielsweise Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt auf das EEG-Konto in den Jahren 2021 und 2022. Hier gilt es, die Entwicklung zu beobachten, um nicht intendierte Nebenwirkungen zeitnah zu erkennen und gegensteuern zu können.

Abbildung 34: Entwicklung des Anteils der Letztverbraucherausgaben am nominalen Bruttoinlandsprodukt



Quellen: Eigene Berechnungen, BIP: DESTATIS (2020c)

10.2 Elektrizitätswirtschaftliche Gesamtrechnung

364. Grundlage der Berechnungen der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität 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 (vgl. hierzu Abbildung 36). Von den vom Statistischen Bundesamt ausgewiesenen Gesamtausgaben wurden die im Subventionsbericht der Bundesregierung angeführten Steuervergünstigungen abgezogen. Die Entwicklung im Zeitverlauf und die detaillierte Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben für Elektrizität sind in Tabelle 25 dargestellt. Für 2019 handelt es sich teilweise um vorläufige Werte.

Tabelle 25: Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Elektrizität

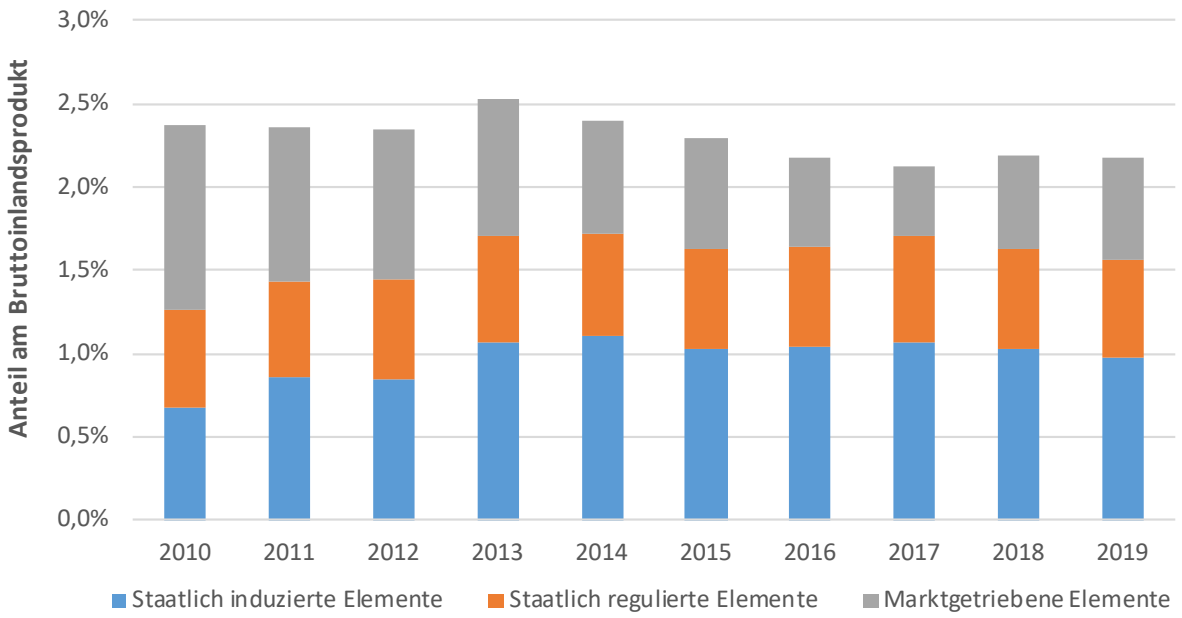
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Stromabsatz	[TWh]	**479**	**467**	**462**	**465**	**447**	**451**	**448**	**445**	**445**	**440**
Gesamtausgaben (1)	[Mrd. Euro]	**60,9**	**63,6**	**64,3**	**71,0**	**70,3**	**69,5**	**68,5**	**69,1**	**73,3**	**74,9**
Staatlich induzierte Elemente		**17,2**	**23,0**	**23,3**	**30,0**	**32,3**	**31,3**	**32,7**	**34,6**	**34,4**	**33,7**
Stromsteuern (2)		6,4	7,2	7,0	7,0	6,6	6,6	6,6	6,9	6,9	6,7
Konzessionsabgaben (3)		2,1	2,2	2,1	2,1	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
EEG-Differenzkosten (4)		8,3	13,4	14,0	19,8	22,3	22,0	22,7	24,4	24,2	22,5
KWKG (5)		0,4	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1,3	1,3	1,1	1,0
Umlagen (§17F EnWG, §18 AbLaV) (6)		-	-	-	0,7	0,8	0,0	0,2	0,0	0,2	1,5
Staatlich regulierte Elemente (7)		**15,2**	**15,4**	**16,5**	**18,1**	**17,9**	**18,0**	**18,8**	**20,8**	**19,9**	**20,2**
Netzentgelte Übertragungsnetz		2,2	2,2	2,6	3,0	3,1	3,5	3,8	5,3	5,7	4,9
Netzentgelte Verteilnetz		13,0	13,2	13,9	15,1	14,7	14,5	14,9	15,5	14,2	15,2
Marktgetriebene Elemente		**28,5**	**25,3**	**24,5**	**22,9**	**20,2**	**20,2**	**16,9**	**13,7**	**19,0**	**21,0**
Marktwert EEG-Strom (8)		3,5	4,4	4,8	4,2	4,1	4,7	4,3	5,9	8,0	7,2
Erzeugung und Vertrieb (9)		25,0	20,8	19,7	18,6	16,0	15,4	12,6	7,8	11,0	13,8

* teilweise vorläufig
Quellen:
(1) Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (DESTATIS, 2020a) abzüglich Steuervergünstigungen aus nachträglichen Entlastungsverfahren gemäß 27. Subventionsbericht (BMF, 2019) sowie vorangegangenen Subventionsberichten
(2) Stromsteuerstatistik 2019 (DESTATIS, 2020b) und frühere Ausgaben
(3) Schätzung und Fortschreibung auf Basis der Vorjahresangaben
(4) EEG-Jahresabrechnungen (Netztransparenz, 2020d)
(5) KWKG-Jahresabrechnungen (Netztransparenz, 2020a)
(6) Jahresabrechnungen §§ 17f EnWG (Netztransparenz, 2020b) und § 18 AbLaV (Netztransparenz, 2020c)
(7) Eigene Berechnung und Annahmen auf Basis von persönlichen Mitteilungen der BNetzA zu Erlösobergrenzen und Nettonetzkosten
(8) BMWi, EEG in Zahlen (BMWI, 2020a)
(9) Residuum

365. Trotz eines rückläufigen Stromabsatzes sind die Gesamtausgaben um 2,2 % auf rund 75 Milliarden Euro gestiegen. Im Bereich der staatlich induzierten Elemente war ein weiterer Rückgang auf insgesamt 33,7 Milliarden Euro zu verzeichnen. Dies ist primär dem Rückgang der EEG-Differenzkosten um 1,7 Milliarden Euro zuzurechnen. Die Netzentgelte als staatlich regulierte Elemente sind insgesamt auf gut 20 Milliarden Euro gestiegen; drei Viertel der Netzkosten entfallen auf die Verteilnetzebene. Bezogen auf die Strommengen entfielen in den vergangenen Jahren knapp 30 % des Stromabsatzes auf Haushaltskunden, jedoch rund 40 % bis 45 % der erfassten Letztverbraucherausgaben (DESTATIS, 2020a) .

366. Der Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am BIP hat sich auf einem Niveau in der Größenordnung von 2,2 % stabilisiert. Das Gewicht der staatlich induzierten Elemente ist bis 2014 stark gestiegen und bewegt sich seither in einer Größenordnung von rund 45 bis 50 % der Gesamtausgaben (2019: 46 %).

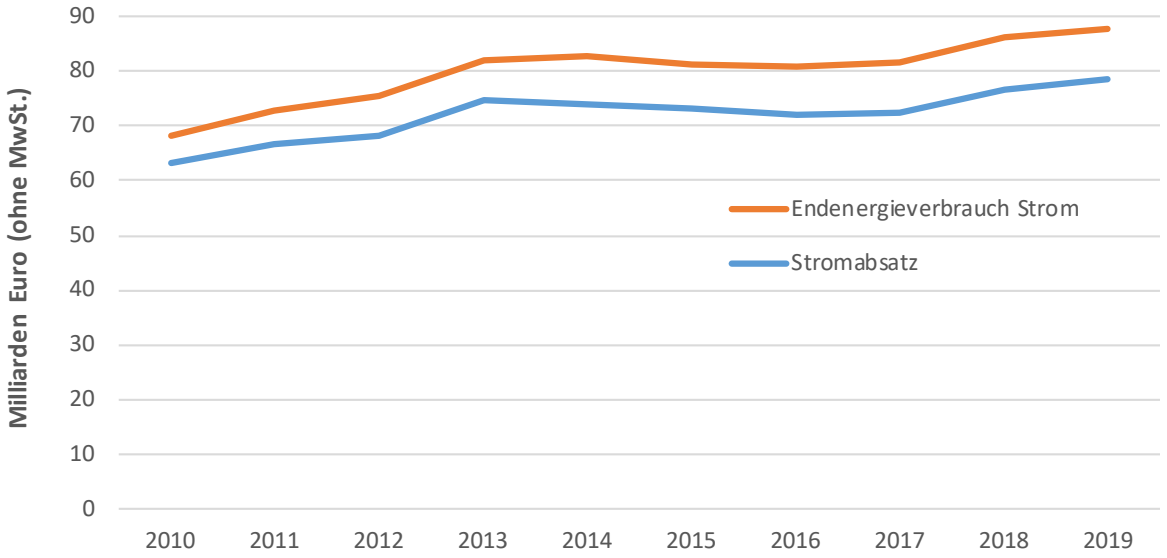
Abbildung 35: Anteile der Ausgabenelemente im Elektrizitätsbereich am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Tabelle 25 und BIP gemäß DESTATIS (2020c)

367. Die Statistik „Stromabsatz und Erlöse“ erfasst 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 Stromverbrauchs unterschätzt. Um dieses Problem näherungsweise zu lösen, hat die Expertenkommission vorgeschlagen, 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“ monetär bewertet. Diesem Gedanken folgend zeigt Abbildung 36 die so ermittelten Letztverbraucherausgaben im Vergleich zu der Erhebung des Statistischen Bundesamtes. Damit sind die in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung ausgewiesenen Ausgaben in einer Größenordnung von 10 % zu niedrig. Damit lägen im Jahr 2019 – ohne Berücksichtigung von Steuervergünstigungen, die in Tabelle 25 in Abzug gebracht wurden – die Gesamtausgaben mit 87,5 Milliarden Euro um 9 Milliarden Euro höher als in der Stromabsatzstatistik ausgewiesen.

Abbildung 36: Letztverbraucherausgaben nach der Erhebung „Stromabsatz und Erlöse“ sowie hochgerechnet auf den Endenergieverbrauch Strom



Werte vor Abzug von Steuervergünstigungen
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Stromabsatz (DESTATIS, 2020a) und Endenergieverbrauch Strom (AGEB, 2020a)

10.3 Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr

368. Die Berechnungen für den Verkehrssektor konzentrieren sich auf die Letztverbraucher im Straßenverkehr. Dies enthält den Personen- ebenso wie den Güterverkehr auf der Straße sowie die öffentlichen Nutzfahrzeuge. Wie in den Vorjahren werden damit Schifffahrt, Flugverkehr sowie Schienenverkehr nicht berücksichtigt. Sofern als Energieträger Strom verwendet wird, wie dies im Schienenverkehr, aber auch in zunehmendem Maße im Pkw-Verkehr der Fall ist, sind die jeweiligen Stromkosten in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung enthalten (vgl. Ziffer 358 ff).

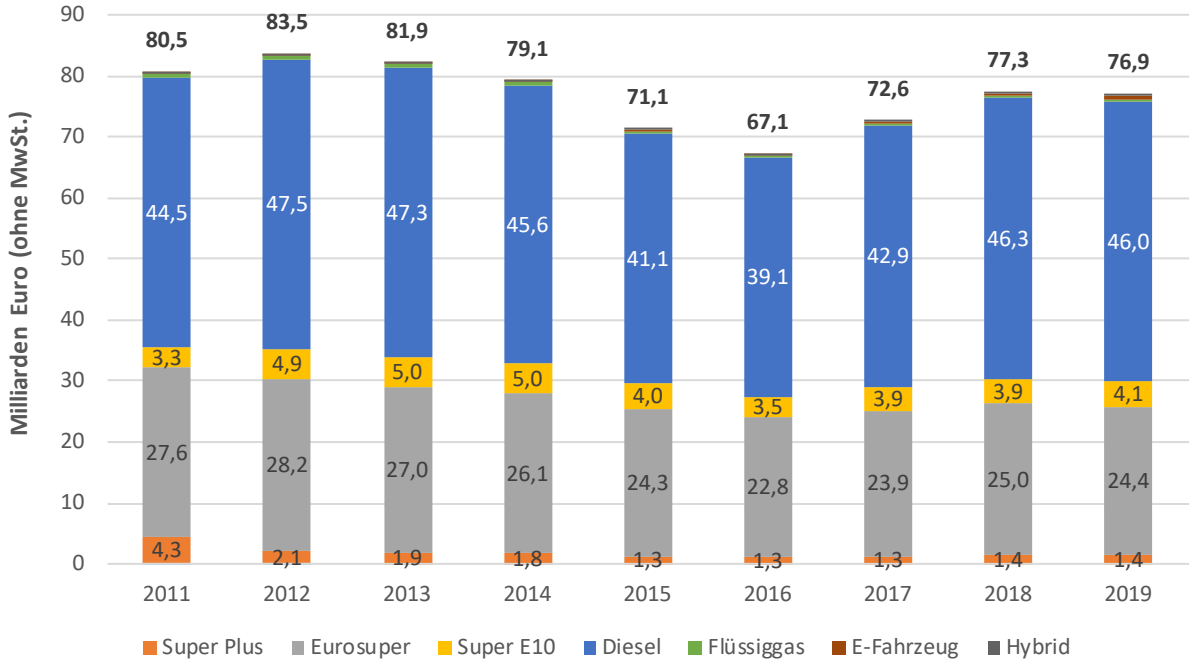
369. Da ein großer Teil des Biokraftstoffabsatzes konventionellen Kraftstoffen beigemischt wird, sind die Kosten für Biokraftstoffe teilweise in den ausgewiesenen Kosten der konventionellen Kraftstoffe enthalten. Biodiesel wird vor allem über die Beimischung genutzt, während Pflanzenöl im Verkehrsbereich üblicherweise als Reinkraftstoff eingesetzt wird (FNR, 2020a) (wobei im Betrachtungszeitraum die Pflanzenölmengen vernachlässigbar gering sind). Bioethanol hat in Deutschland als Reinkraftstoff (E85) nur eine untergeordnete Bedeutung (FNR, 2020b). Vor diesem Hintergrund erfolgt keine separate Ausweisung der Biokraftstoffe, sondern ihre (Mehr)Kosten sind entsprechend ihrer Beimischung in den Kosten für konventionelle Kraftstoffe enthalten. Zusätzlich zu den Stromkosten für Elektro-Pkw, die – wie erläutert – in der elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung enthalten sind, werden die Mehrkosten durch erhöhte Anschaffungskosten bilanziert. Dabei wird für reine Elektrofahrzeuge von 7.000 Euro (ohne MwSt.) Mehrkosten und für Hybridfahrzeuge von durchschnittlichen Mehrkosten von 5.000 Euro (ohne MwSt.) ausgegangen.

370. Der Verlauf und die Zusammensetzung der aggregierten Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ist in Abbildung 37 dargestellt. Ausschlaggebend für die Entwicklung der Gesamtausgaben war in erster Linie die Preisentwicklung der Kraftstoffe. Nachdem die Preise von 2012 bis 2016 gesunken sind, war in den Folgejahren ein Anstieg zu verzeichnen. So lag der Preis für Diesel im Jahr 2019 knapp 18 % über dem Preisniveau von 2016. Insgesamt bewegen sich die Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr 2019 mit rund 77 Milliarden Euro auf

dem Vorjahresniveau. Die relative Belastung liegt mit einem Anteil von 2,2 % am nominalen Bruttoinlandsprodukt knapp 0,1 Prozentpunkte unter dem Wert des Vorjahres.

371. Auch weiterhin fallen die Mehrkosten für Elektro- und Hybridfahrzeuge nicht ins Gewicht. Laut Kraftfahrt-Bundesamt sind im Jahr 2019 rund 63.000 reine Elektrofahrzeuge und rund 45.000 Hybridfahrzeuge neu zugelassen worden. Wenngleich dies einer hohen Wachstumsrate gegenüber dem Vorjahr entspricht (+75 % bei Elektrofahrzeugen, +44 % bei Hybriden), nehmen die aggregierten Mehrkosten von rund 0,7 Mrd. Euro im Jahr 2019 nur einen Anteil von 1 % an den gesamten Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr ein. Dieser Posten in der Berechnung wird zukünftig weiter ansteigen; so liegen die Neuzulassungen von reinen Elektrofahrzeugen bzw. Hybridfahrzeugen in den Quartalen 1 bis 3 des Jahres 2020 bereits 55 % bzw. 30 % über den Vorjahreszahlen.

Abbildung 37: Aggregierte Letztverbraucherausgaben im Straßenverkehr in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von DESTATIS (2020d), BAFA (2020), BMWi (2020b, 2020c), KBA (2020), ADAC (2020)
Die Zeitreihe wurde auf der Grundlage aktueller Daten neu berechnet.

10.4 Energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen

372. Wie in den vergangenen Jahren schlägt die Expertenkommission auch in diesem Jahr eine Erfassung der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen im Rahmen des Monitorings vor. Zur Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme) nutzen Letztverbraucher Mineralöl (leichtes und schweres Heizöl), Erdgas und Flüssiggas, Fernwärme oder Biomasse. Weiterhin wird auch Kohle eingesetzt: im Haushaltsbereich ist dies weitgehend vernachlässigbar, nicht jedoch im Industriesektor, wo Kohle zur Deckung von mehr als einem Fünftel des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Zur Vermeidung von Doppelzählungen wird die zur Wärmebereitstellung genutzte Elektrizität nicht im Wärmebereich bilanziert,

sondern sie ist in den Letztverbraucherausgaben für Elektrizität enthalten[83]. Die Letztverbraucherausgaben umfassen die Ausgaben für die Beschaffung der Energieträger, nicht jedoch die Ausgaben für Anschaffung, Wartung und Betrieb der Heizanlagen. Da diese zur typischen Grundausstattung von Gebäuden gehören, werden sie nicht dem Energiesystem zugeordnet. Bilanziert werden allerdings Ausgaben zur Steigerung der energetischen Effizienz von Gebäuden (vgl. dazu weiter unten).

373. Die Grundlage der Berechnung bilden die Anwendungsbilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2020b) Die Zeitreihen enthalten eine Zuordnung des Endenergieverbrauchs nach verschiedenen Anwendungsbereichen (z. B. Wärmebereitstellung, Beleuchtung, mechanische Energie), Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr) sowie Energieträgern. Zusätzliche Informationen können weiteren Auswertungstabellen der AGEB zur Energiebilanz entnommen werden, insbesondere die Aufteilung der Mineralölnutzung zwischen leichtem und schwerem Heizöl. Weitere Daten zur Zusammensetzung der erneuerbaren Energien im Wärmebereich sind in den Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik enthalten (BMWI 2020c).

374. Zur Ermittlung der Letztverbraucherausgaben werden die jeweiligen Energiemengen mit Energiepreisen multipliziert. Dabei werden sektorale Zuordnungen und Preise weitgehend abgebildet. Dies ist deshalb erforderlich, da je nach Sektor unterschiedlich hohe Endverbraucherpreise vorliegen (so liegen diese in der Industrie niedriger als für Haushaltskunden). Die Preise sind größtenteils den Zeitreihen aus der Preisstatistik der Energiedaten des BMWi entnommen (BMWI 2020b). Da für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen keine Preise vorliegen, wurde jeweils ein gewichteter Wert aus Haushaltspreisen (60 %) und Industriepreisen (40 %) angesetzt. Weitere Preisangaben, insbesondere zur Biomasse, wurden branchenspezifischen Informationsangeboten entnommen (TFZ, 2020), (C.A.R.M.E.N., 2020), (UFOP, 2020). Bei Heizkraftwerken, die Abfälle einsetzen, wurde ein Brennstoffpreis von Null angesetzt. Weiterhin wurde mangels anderweitiger Informationen für die Fernwärmepreise in der Industrie angenommen, dass diese dem Preis von Erdgas entsprechen.

375. Durch Maßnahmen zur Verbesserung der energetischen Effizienz von Gebäuden sinkt der Heizwärmebedarf, was ceteris paribus mit sinkenden Ausgaben für Energieträger einhergeht. Dadurch kann der Eindruck entstehen, dass die Wärmeversorgung für die Letztverbraucher günstiger wird. Den Einsparungen stehen jedoch investive Mehrkosten zur Schaffung eines höheren Effizienzniveaus gegenüber. Die Kosten für Maßnahmen an der Gebäudehülle, der Anlagentechnik sowie der Einsatz fortschrittlicher bzw. mit erneuerbaren Energien betriebenen Heizungssysteme sind deshalb als Kostenbestandteil in die Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen einzurechnen. Wie bereits oben erwähnt, ist eine Bilanzierung der Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Ausstattung mit Heizungstechnik erforderlich. Hierfür dient als Referenzsystem eine Gasbrennwerttherme. Im Hinblick auf die Gebäudehülle besteht die Herausforderung, Investitionen in die Dämmung von Wänden, Dächern, Kellerdecken sowie den Einbau von Fenstern und Außentüren mit hohem Dämmstandard zu bilanzieren. Da die vorliegende Methode auf die Mehrkosten abstellt, die nicht per se dem Gebäude zuzurechnen sind, werden nur die Ausgaben im Gebäudebestand berücksichtigt. Bei Neubauten wäre eine Anrechnung nur dann angebracht, wenn ein höherer Energiestandard als gesetzlich mit der EnEV bzw. dem GEG vorgegeben erzielt wird. Da dies nur einen geringen Teil der Neubauten betrifft und eine KfW-Förderung der Mehrausgaben gewährt wird, bleibt der Neubaubereich für die energiewirtschaftliche Gesamtrechnung für Wärmedienstleistungen unberücksichtigt. Die Betrachtung konzentriert sich folglich auf energetische Sanierungen im Gebäudebestand. Die entsprechenden Daten werden regelmäßig vom DIW im Rahmen der Berichte des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe veröffentlicht. Daten zur energetischen Sanierung liegen bis zum Jahr

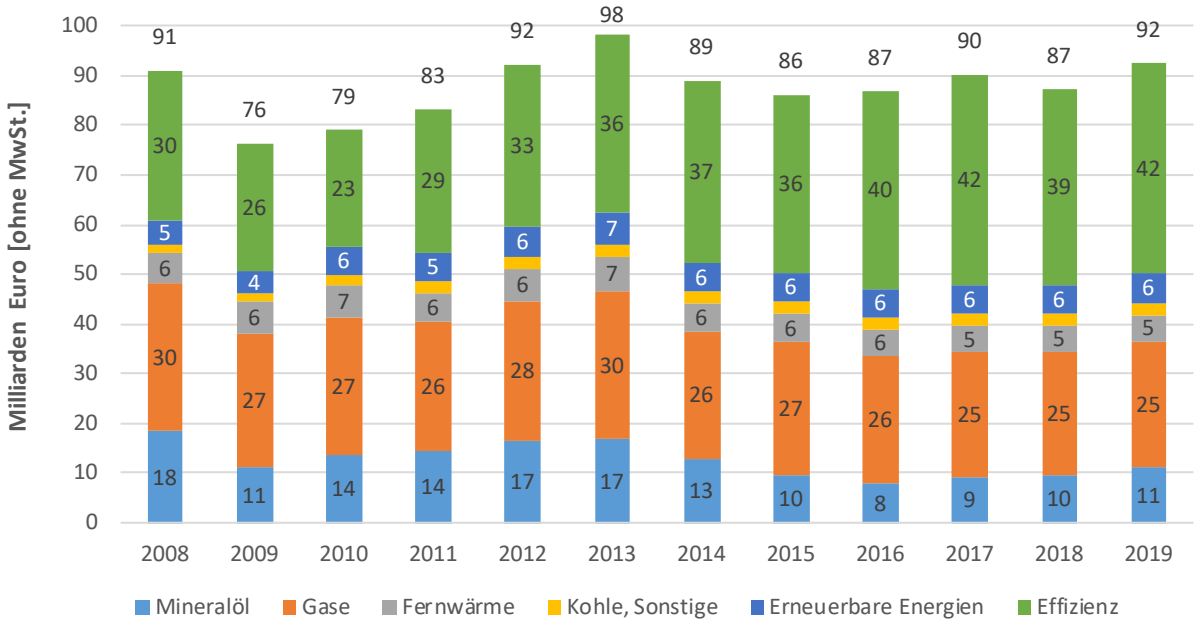
[83] Knapp ein Zehntel des Endenergieverbrauchs zur Wärmebereitstellung entfällt auf Strom, vgl. AGEB, 2020b.

2018 vor. Das wertmäßige Volumen der energetischen Sanierung für das Jahr 2019 wird auf Basis des Anteils der energetischen Sanierung an den Gesamtinvestitionen sowie der Prognose des Bauvolumens für den Wohn- und Nichtwohngebäudebereich des DIW abgeschätzt. In Abzug von den Ausgaben für Sanierungsmaßnahmen gebracht werden müssen neben den angeführten Ausgaben für ein konventionelles Referenzheizsystem auch die Investitionen in Photovoltaik-Dachanlagen sowie die Fördermittel der Gebäudesanierungsprogramme und des Marktanreizprogramms.

376. Mangels einer ausreichend langen Zeitreihe zu den Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen ist es weiterhin nicht möglich, die Kosten mit einem üblichen Zinssatz zu kapitalisieren und somit die Annuitäten in die Berechnung der Letztverbraucherausgaben zu integrieren. Da aufgrund der hohen Investitionen und der langen Nutzungsdauer von Gebäuden regelmäßig lange Abschreibungszeiträume angesetzt werden, müsste eine entsprechend weit zurückreichende Zeitreihe der Investitionen vorliegen. Bis dies der Fall ist, werden weiterhin die Investitionsmehrausgaben für Heizungstechnik und Effizienzmaßnahmen des jeweiligen Jahres mit den entsprechenden Ausgaben für Energieträger summiert und bilden die aggregierten Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen.

377. Der Verlauf der Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen seit 2008 ist in Abbildung 38 dargestellt. Im Jahr 2019 sind die Ausgaben für Energieträger um rund 5 % gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Dies ist ungefähr zur Hälfte einem steigenden Energieverbrauch zuzurechnen, und zur Hälfte den gestiegenen Preisen für Energie. Die Preise für einzelne Energieträger haben sich jedoch nicht alle in dieselbe Richtung entwickelt. Während die Preise für Mineralöl in allen Sektoren gesunken sind, sind im Haushaltsbereich die Preise für Erdgas und Fernwärme um 4 % bzw. 4,5 % gestiegen. Im Industriebereich waren leicht niedrigere Gaspreise zu verzeichnen, während der Kohlepreis um gut 5 % zulegte. Insgesamt belaufen sich die Gesamtausgaben für Energieträger im Wärmebereich auf rund 50 Mrd. Euro (+2 Mrd. Euro gegenüber 2018).

Abbildung 38: Letztverbraucherausgaben für Wärmedienstleistungen in Mrd. Euro (ohne MwSt.)



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von AGEB (2020b), BMWi (2020b, 2020c), BMF (2019), BBSR (2019), Fichtner (2019), TFZ (2020), C.A.R.M.E.N. (2020), UFOP (2020), DIW (2020), DEBRIV (2020), BDH (2020)
Die Zeitreihe wurde auf der Grundlage aktueller Daten neu berechnet.

378. Nach ersten Schätzungen sind auch die Ausgaben für Effizienz gegenüber dem Vorjahr um 3 Mrd. Euro auf rund 42 Mrd. Euro gestiegen, bewegen sich allerdings weiterhin in der Größenordnung der drei Vorjahre. Die Angaben sind jedoch mit Unsicherheiten und einer methodisch bedingten Unschärfe behaftet. Wie bereits oben geschildert, stellen einerseits die Angaben nicht die annuisierten Werte einer langfristigen Investitionszeitreihe dar, sondern die Investitionen im jeweiligen Jahr. Andererseits sind die Angaben zu den Investitionen mit Unsicherheiten behaftet, weshalb auf die Ausführungen in den vorangegangenen Stellungnahmen und auf den Vorschlag für eine alternative – jedoch mit Erhebungsaufwand verbundene – Vorgehensweise aus der Stellungname des Jahres 2019 verwiesen wird. Die dargestellten Investitionen in Effizienzmaßnahmen ergeben sich aus den Daten zur energetischen Modernisierung im Gebäudebestand aus den BBSR-Daten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe, wovon die Investitionsausgaben in PV-Dachanlagen sowie ein konventionelles Referenz-Heizsystem (Gas-Brennwerttherme) abgezogen wurden. Weiterhin in Abzug gebracht werden die Programmkosten des KfW-Programms „Energieeffizient Sanieren“, die Programmkosten des Marktanreizprogramms sowie die Umsatzsteuer.

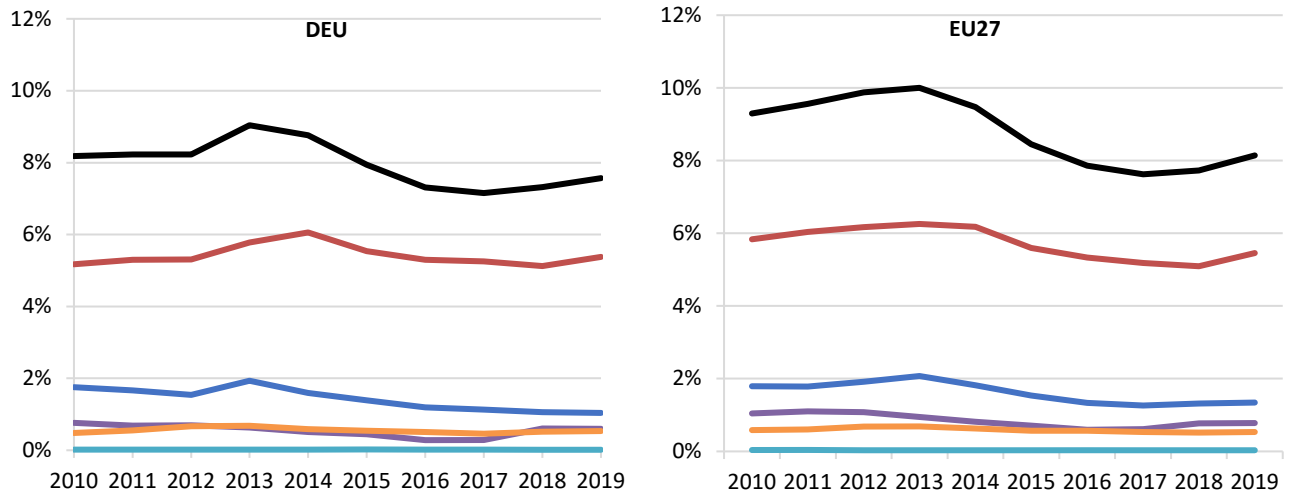
10.5 Weiterentwicklung zur Dekomposition der Energiestückkosten

379. Das Konzept des „Energiestückkosten-Indikators“ zum Monitoring der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen wurde von der Expertenkommission in der Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung empfohlen (EWK, 2014). Dabei handelt es sich um den Anteil der Energiekosten an der sektoralen Bruttowertschöpfung. Gegenüber einer reinen Preisbetrachtung bieten die Energiestückkosten den Vorteil weitere Einflussfaktoren der energiebezogenen Wettbewerbsfähigkeit zu berücksichtigen, insbesondere die Energieintensität. Auf dieser Basis können auch bedeutsame internationale Vergleiche angestellt werden. In nachfolgenden Stellungnahmen wurde der Indikator und dessen Analysemöglichkeiten weiterentwickelt, mit der an die Bundesregierung gerichteten Empfehlung, diese Erweiterungen in ihre Monitoring-Berichte aufzunehmen: Zum einen präsentierte die Expertenkommission den Indikator der „totalen“ Energiestückkosten, der neben den direkten Energiestückkosten (Kosten der Unternehmen für den Verbrauch von Energieprodukten selbst, z. B. von Strom, Erdgas, Mineralölprodukte etc.) auch die indirekten Energiestückkosten berücksichtigt (d. h. Kosten für Energieprodukte, die upstream in den Produktionsketten anfallen und an nachgelagerte Produktionsstufen weitergegeben werden; EWK, 2015). Die Expertenkommission regte zudem an, mittels Fortschreibungstechniken aktuellere Energiestückkosten zu ermitteln, um für die Politik relevantere Daten bereitzustellen (EWK, 2016). Auch schlug die Expertenkommission vor, mittels Dekompositionsverfahren die Treiber von Energiestückkosten zu untersuchen (EWK, 2015). In dieser Stellungnahme nimmt die Expertenkommission diesen Faden auf und wendet eine Methode an, mit der die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden (Kaltenegger, 2020). In der alten Stellungnahme bzw. Empfehlung wurden lediglich die Kosteneffekte (= Menge x Preise in einem Aggregat) den Wertschöpfungseffekten gegenübergestellt und es kam zu keiner Trennung der Mengen- von den Preiseffekten. Der Vorteil der Trennung liegt auf der Hand. Eine Trennung der Effekte liefert mehr Information und so werden z. B. gegenläufige Effekte, die im Kostenaggregat im Verborgenen liegen, aufgedeckt (z. B. fällt ggf. ein zunehmender Energieverbrauch bei gleichzeitig fallenden Energiepreisen, wenn lediglich das Kostenaggregat betrachtet wird, nicht auf). Die nachfolgende Methodik kann natürlich auch auf fortgeschriebene, prognostizierte oder totale Energiestückkosten angewendet werden.

380. Für die Berechnungen wurden folgende Datenquellen herangezogen und (vereinfachende) Annahmen getroffen: Als Energiemengen werden die von Eurostat (2020a) in den Energiebilanzen ausgewiesenen

energetischen Endverbrauchsmengen der Industrie[84] verwendet. Um eine kongruente Darstellung mit der Elektrizitätswirtschaftlichen Gesamtrechnung (vgl. Kapitel 10.2) zu erreichen, wird auf die Periode 2010-2019 abgestellt. Bei den lediglich bis zum Berichtsjahr 2018 verfügbaren Energiemengen werden die Daten vereinfacht mit der Veränderungsrate bei der Wertschöpfung für das Jahr 2019 fortgeschrieben[85]. Die Werte für die Wertschöpfung ergeben sich aus den von Eurostat (2020b) ausgewiesenen Werten in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Preisangaben ergeben sich aus den Erhebungen bei Nicht-Haushaltskunden für Elektrizität und Erdgas sowie den Angaben aus den „Harmonisierten Verbraucherpreisindizes" in Eurostat (2020c) und ergänzenden Statistiken (z. B. BP, 2018; IEA, 2020). Die Daten liegen grundsätzlich für jedes europäische Land (EU27) einzeln vor, werden aber nachfolgend (aus Gründen der Robustheit) für die EU27 aggregiert. Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedstaaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020" rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen).[86] Lediglich die Energieträger Elektrizität, Erdgas, (sonstige bituminöse) Kohle, Diesel, Heizöl und Wärme werden berücksichtigt. Natürlich sollten bei einer genaueren Analyse möglichst vollständige Informationen, u. a. hinsichtlich der Energiemegen aus den bei Eurostat existierenden internationalen Energiebilanzen herangezogen werden. Die hier vorgelegte Anwendung dient zur Illustration der Analysetechnik und welche Ergebnisse daraus generiert werden können.

Abbildung 39: Energiestückkosten in Deutschland und Europa im Vergleich



Hinweis: Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritanien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020" rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

[84] Summe der energetischen Endverbrauchsmengen in Wirtschaftszweigen B „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden" und C „Verarbeitendes Gewerbe" (WZ 2008). Für eine umfangreichere Betrachtung der Energieverbrauchsmengen sollten insbesondere die Energiemengen im Umwandlungsbereich sowie die nichtenergetisch verbrauchten Mengen berücksichtigt werden.

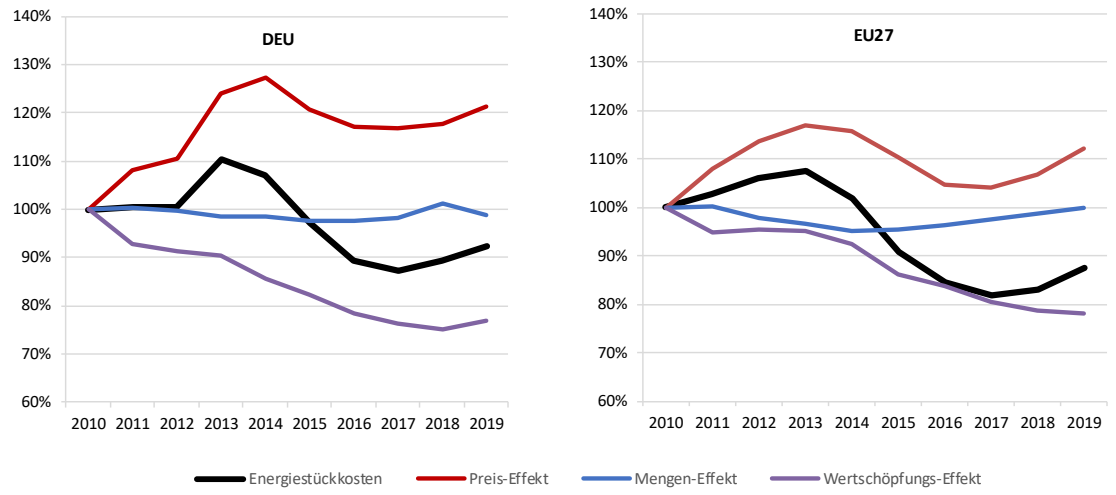
[85] Dies ist lediglich ein sehr grobes Verfahren. Natürlich sollte eine umfangreichere Betrachtung der Energiestückkosten auch auf genauere Möglichkeiten der Fortschreibung, z. B. ökonometrische Verfahren, zurückgreifen.

[86] Die Abgrenzung der „EU27" in diesem Energiestückkosten-Kapitel weicht ab von der Abgrenzung in den Kapiteln zu Energiestückkosten vorheriger Stellungnahmen (Kapitel 8 in EWK, 2015; Kapitel 11 in EWK, 2014). Die Abgrenzung in diesem Bericht schließt Kroatien mit ein, aber nicht das Vereinigte Königreich. Die Abgrenzung zur „EU27" in vorherigen Berichten schloss das Vereinigte Königreich mit ein, aber nicht Kroatien.

381. Die Abbildung 39 zeigt die Situation bei den Energiestückkosten in Deutschland und in der EU27. In Summe und über die ganze Periode 2010-2019 liegen die Energiestückkosten in Deutschland (7,6 % im Jahr 2019) unter dem Durchschnitt in Europa (8,1 %). Den größten Anteil an den gesamten Energiestückkosten im Jahr 2019 haben die Elektrizitätsstückkosten mit 5,4 % in Deutschland bzw. 5,5 % in der EU27. An zweiter Stelle folgt das Erdgas mit 1,0 % in Deutschland und 1,3 % in der EU27. Den dritten Rang nehmen die Mineralölprodukte ein (allerdings wurden hier nur Diesel und Heizöl berücksichtigt, vgl. oben) mit 0,6 % in Deutschland und 0,8 % in der EU27.

382. Die Expertenkommission entwickelt das Konzept der Energiestückkosten weiter und illustriert, wie die Energiestückkosten in ihre Mengen-, Preis- und Wertschöpfungseffekte zerlegt werden können. Die Abbildung 40 zeigt für die Periode 2010-2019 den prozentualen Rückgang der Energiestückkosten über alle Energieträger für Deutschland (von 8,2 % im Jahr 2010 auf 7,6 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 7,6 %) und Europa (von 9,3 % im Jahr 2010 auf 8,1 % im Jahr 2019, dies entspricht einem Rückgang um 12,4 %).

Abbildung 40: Multiplikative Dekomposition der Energiestückkosten in der deutschen und europäischen Industrie (2010-2019)



Hinweise: Die obigen Grafiken zeigen eine Abschätzung der Entwicklung des Energiestückkosten-Indikators in der deutschen und europäischen Industrie für den Zeitraum 2010-2019, indexiert auf das Basisjahr 2010 für einen besseren internationalen Vergleich (für DEU: 8,2 % in 2010=100 %; für EU27: 9,3 % in 2010=100 %). Die Dekomposition zerlegt den Indikator in seine Komponenten bzw. „Treiber“ (Energie-Preise und Energie-Mengen im Zähler sowie Wertschöpfung im Nenner; ebenfalls indexiert auf das Basisjahr 2010). Die Dekomposition ist „multiplikativ“, da die Werte der „Treiber“ als Produkt exakt den Wert des indexierten Energiestückkosten-Indikators ergeben. Der Effekt eines einzelnen „Treibers“ (z. B. Preis-Effekt) zeigt an, wie sich die Energiestückkosten verändert hätten, würden die anderen Kompenenten (z. B. Mengen und Wertschöpfung) konstant gehalten werden.
Die EU27 bezieht sich hier auf die Mitgliedsstaten der Europäischen Union ohne Großbritannien (die Daten werden in der Eurostat-Datenbank unter Code „EU27_2020“ rückwirkend auch für die Vorjahre ausgewiesen). Die Abgrenzung schließt Kroatien mit ein.
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

383. Den größten absenkenden Effekt auf die Energiestückkosten über die Zeit hatte die Ausweitung der Produktion, gemessen an der Wertschöpfung. Durch den Anstieg der Wertschöpfung wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um ca. 23 % und in Europa um 22 % gesunken (d. h. auch, die deutsche Industrie wuchs etwas kräftiger als der europäische Durchschnitt). Die für die Produktion aufgebrachte

Energiemenge blieb über den Zeitraum sowohl in Deutschland als auch in der EU27 relativ konstant (da gleichzeitig die Produktion ausgeweitet wurde, ergibt sich daher also ein Anstieg bei der Energieeffizienz). Der größte Unterschied zwischen Deutschland und Europa liegt in der Entwicklung bei den Energiepreisen. Durch den Anstieg bei den Energiepreisen wären ceteris paribus die Energiestückkosten in Deutschland um 21 %, in Europa lediglich um 12 % gestiegen. Aufgrund der besonderen Dynamik an dieser Stelle werden im Folgenden die Energiepreisentwicklungen näher betrachtet.

384. Der Gesamteffekt bei den Energiepreisen (+21 % in Deutschland und +12 % in der EU27, vgl. auch nochmal Abbildung 40) wird in seine Treiber zerlegt (in diesem Fall die verschiedenen Energieträger) und in Tabelle 26 dargestellt. Während vom Erdgas ein leicht dämpfender Effekt ausging, blieben die Preisentwicklungen bei den Mineralölprodukten, bei der Kohle und bei der Wärme relativ konstant (betrachtet wird lediglich die Veränderung 2019 gegenüber 2010, nicht die Entwicklungen zwischen den Jahren). Auffällig ist der treibende Effekt bei den Strompreisen, der in Deutschland deutlich höher ausfällt als in Europa: ceteris paribus hätten die Strompreise die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht, in Europa lediglich um 9 %. Dies unterstreicht den Vorschlag der Expertenkommission das Energiepreissystem zu reformieren.

Tabelle 26: Multiplikative Dekomposition des Preiseffektes nach Energieträger (2019 gegenüber 2010)

	Total	Elektrizität	Erdgas	Mineralölprodukte	Kohle	Wärme
	Ohne Einheit (dimensionslos)					
DEU	1,21	1,24	0,96	1,01	1,00	1,01
EU27	1,12	1,09	0,99	1,02	1,00	1,01

Hinweis zur Interpretation: Der Wert „1,24“ für DEU bei der Elektrizität bedeutet, dass c. p. der Anstieg bei den Elektrizitätspreisen die Energiestückkosten in Deutschland um 24 % erhöht hätten (2019 gegenüber 2010).
Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von BP (2018), Eurostat (2020a, 2020b, 2020c), IEA (2020)

385. Wie in den vergangenen Stellungnahmen beschrieben, sind Energiepreise allein kein hinreichender Indikator für die (energiebezogene) Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen. Andere Faktoren wie Energieeffizienz spielen ebenfalls eine Rolle: hier schneidet Deutschland besser ab. Der Effekt durch die Zunahme an Energieeffizienz (hier als Produkt des Mengeneffekts und des Wertschöpfungseffekts) ist in Deutschland stärker ausgeprägt als in der EU27 (c. p. wäre durch Energieeffizienz in Deutschland ein Rückgang der Energiestückkosten um 24 % erreicht worden, in der EU lediglich um 22 %). Auch Kontextfaktoren wie Infrastruktur, Arbeitsmarkt, Regulierung etc. können für die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen ausschlaggebend sein. Die hier vorgelegte Methode beantwortet nicht die Frage der Wettbewerbsfähigkeit, gibt aber ein gegenüber der ursprünglich präsentierten Dekomposition verbessertes und flexibleres Analyseinstrument an die Hand, mit der das Monitoring der Energiewende erfolgen kann und dessen Ergebnisse wiederum für weitere Analysen (z. B. zur Wettbewerbsfähigkeit) herangezogen werden können.

386. Die Expertenkommission bewertet daher den im achten Monitoring-Bericht gewählten starken Fokus auf Energiepreise und -kosten in der deutschen Industrie kritisch und weist erneut auf die Vorteile eines Energiestückkostenindikators hin. Hinsichtlich der generellen Anwendbarkeit des Indikators heißt es, dass „verschiedene Ansätze zur konkreten Berechnung wissenschaftlich diskutiert“ werden und „insgesamt […] die Aussagekraft von Energiestückkosten zur Kostenbelastung der Unternehmen und zur Wettbewerbsfähigkeit umstritten“ ist (vgl. Kapitel 10.4 in BMWi, 2020). Leider werden keine konkreten Kritikpunkte vorgebracht. In der Konsequenz werden im Monitoring-Bericht viele Preis- und Kostenbetrachtungen vorgenommen und darauf basierende Aussagen getroffen, etwa: „Der größte Kostenblock der Industrie sind die Stromkosten. Zwar sind die Strompreise für die Industrie […] in den Jahren 2018 und 2019 jeweils gestiegen. Gleichzeitig ist jedoch der Stromverbrauch gesunken. Im Ergebnis führte dies zu Ausgaben, die in beiden Jahren geringfügig unter dem Wert von 2017 lagen“ (vgl. Kapitel 10.3 in BMWi, 2020). Mit Blick auf das vom Energiekonzept 2010 formulierte

Ziel „bezahlbarer“ Energieversorgung reicht ein absolutes Maß nicht aus. Besser ist das von der Expertenkommission dargestellte Konzept der Energie- bzw. Stromstückkosten, das die Energie- bzw. Stromkosten mit der sektoralen Wertschöpfung ins Verhältnis setzt. Dies würde der Bundesregierung auch den internationalen Vergleich erleichtern, der im achten Monitoring-Bericht ebenfalls kaum berücksichtigt wird.

387. Entsprechend der Ausgangsdaten stieg der Strompreis der Industrie (ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben) in der Periode 2010-2019 in Deutschland von 11,3 ct/kWh auf 15,8 ct/kWh, ein Anstieg um 40 % (gegenüber einem Anstieg um lediglich 16 % in der EU27). Absolut liegen die Strompreise 2019 in der EU27 (Durchschnitt von 11,9 ct/kWh) lediglich in Italien und Zypern höher als in Deutschland. In Deutschland sind dafür wie beschrieben vor allem die staatlich induzierten Elemente ausschlaggebend (vgl. Kapitel 10.2). Zwar existieren für bestimmte stromintensive Unternehmen Ausnahmen bei der EEG-Umlage, im Schnitt der Unternehmen ist die EEG-Umlage jedoch der größte Posten bei den staatlichen Umlagen. Dabei ist zu beachten, dass durch die erneuerbare Stromproduktion zwar auf die Strombeschaffungskosten ein preisdämpfender Effekt ausgeht, aber in den letzten Jahren dennoch die Summe aus Strombeschaffungskosten und Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gestiegen ist (vgl. Agora Energiewende, 2020). Hinzutreten Netznutzungsentgelte, KWK-Umlage, die Offshore-Haftungs-Umlage und weitere Abgaben. Auch aus dieser Perspektive ist der Vorschlag der Expertenkommission, eine umfassende Energiepreisreform durchzuführen, dringlich (vgl. Kapitel 13). Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung zum Anlass, im Nachfolgenden eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen (vgl. Kapitel 10.2).

388. Die oben dargestellten Berechnungen können in mehreren Hinsichten erweitert werden. Zum einen können neben den Energiekosten auch die CO_2-Emissionen und die CO_2-Kosten berechnet werden. Die CO_2-Emissionen ergeben sich aus der Multiplikation der oben genannten Energieverbrauchsmengen (fossiler Energieträger) mit ihren entsprechenden CO_2-Emissionsfaktoren. Hinsichtlich eines Monitorings von CO_2-Preissignalen hatte die Expertenkommission bereits einen ersten Vorschlag unterbreitet (EWK, 2018). Neben den direkten Energieverbrauchsmengen bzw. territorialen CO_2-Ausstößen sind in einer globalisierten Welt auch die indirekten „Rucksäcke“ relevant. Wie weiter unten ausführlicher zu beschreiben sein wird, verfolgt das Lieferkettengesetz die Absicht, dass Unternehmen u. a. umweltschädigende Verfahren in der Lieferkette zurückverfolgen sollen. Durch die Blockchain-Technologie (vgl. Kapitel 12) ist nun beides gleichzeitig möglich, das Ablegen von umweltrelevanten Informationen wie Energieverbräuche oder CO_2-Ausstöße und das Nachverfolgen über alle vorgelagerten Produktionsstufen, und das produktspezifisch. Beispiele für eine solche Rucksack-Berechnung, allerdings auf sektoraler Ebene, liefern Schenker et al. (2018) sowie Garnadt et al. (2020). Die Autoren ermitteln territoriale sektorale CO_2-Emissionen in der Europäischen Union sowie den Anteil der CO_2-Emissionen in der europäischen Produktion, der aus vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen importiert wird (vgl. Tabelle 27). Dabei können europäische Sektoren mit relativ geringen territorialen Emissionen wie der Fahrzeugbau relativ hohe CO_2-Emissionen in vorgelagerten (ausländischen) Produktionsstufen aufweisen.

Tabelle 27: Territoriale CO_2-Emissionen in der EU und Anteil der CO_2-Emissionen in vorgelagerten nicht-europäischen Produktionsstufen

Industrielle Sektoren (WZ 2003[87])	Emissionsintensität der inländischen Produktion (Territoriale CO_2-Emissionen) [g/USD]	Anteil der CO_2-Emissionen aus nicht-europäischer Produktion am europäischen CO_2-Footprint [%]
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	63	20-25
Textil- und Bekleidungsgewerbe, Ledergewerbe	61	30-35
Holzgewerbe	53	25-30
Papier-, Verlags- und Druckgewerbe	82	20-25
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Spalt- und Brutstoffen	534	45-50
Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	169	25-30
Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	940	5-10
Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen	273	25-30
Maschinenbau	24	35-40
Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen; Elektrotechnik, Feinmechanik und Optik	18	45-50
Fahrzeugbau	15	35-40
Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen; Recycling	40	30-35

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Schenker et al. (2018)

[87] Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003.

10.6 Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung

389. Die Expertenkommission nimmt diese kritische Entwicklung bei den Strompreisen bzw. Stromstückkosten zum Anlass eine Fortschreibung der Stromwirtschaftlichen Gesamtrechnung bis 2030 vorzunehmen, ohne jedoch auf die Nutzung eines umfassenden energiewirtschaftlichen Simulationsmodells zurückgreifen zu können. Obwohl genaue Prognosen nicht möglich sind, können auf diese Weise zumindest grundsätzliche Entwicklungen verdeutlicht und beeinflussbare Kostenkomponenten identifiziert werden.

390. Diese groben Fortschreibungen basieren nicht auf Modellrechnungen und nutzen teilweise sehr starre Annahmen, die die Belastbarkeit und die Prognosegenauigkeit einschränken. Speziell werden Trends nicht berücksichtigt, deren weitere Entwicklung zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht absehbar ist. Auch die wissenschaftlichen Studien, auf denen diese Fortschreibung beruht, können solche Trends nur zum Teil antizipieren. Zusätzlich ist die Fortschreibung der staatlich regulierten Preiskomponenten abhängig von möglichen regulatorischen Änderungen, welche aus heutiger Sicht ebenfalls nicht vorhersehbar sind. So wird in dieser Fortschreibung keine mögliche Energiepreisreform berücksichtigt, und auch Rückvergütungen aus dem nationalen Emissionshandelssystem und deren Auswirkungen auf die Strompreisbestandteile werden nicht betrachtet.

391. Grundlage der Fortschreibung der Stromkosten bildet die Aufteilung der aggregierten Kosten in die einzelnen Elemente. Dies sind zum einen der Stromabsatz und zum anderen die einzelnen Strompreiselemente. Bei den Strompreiselementen wird unterschieden zwischen staatlich induzierten, staatlich regulierten und marktgetriebenen Elementen. Da diese Strompreiselemente zwischen Haushalten und der Industrie unterschiedlich gestaltet sind, wird die Fortschreibung separat für den Haushaltssektor (vgl. Tabelle 28) und den Industriesektor (vgl. Tabelle 29) durchgeführt. Die Gesamtausgaben ergeben sich dann aus der Multiplikation des Stromabsatzes mit dem Gesamtstrompreis, jeweils für beide Sektoren.

392. Die historischen Werte des Stromabsatzes stammen aus den Auswertungstabellen der AGEB (2020a). Der Stromabsatz 2020 basiert auf Hochrechnungen des vom BDEW (2020a) angegebenen Verbrauchs im ersten Halbjahr 2020. Dieser Verbrauch wurde hochgerechnet in dem (i) der gleiche anteilige Stromverbrauch des ersten Halbjahres am Gesamtstromverbrauch wie schon 2019 angenommen wurde[88], und (ii) dieser Verbrauch zu 25 % Haushalten und 43 % der Industrie zugeschrieben wurde[89]. Auch diese Haushalts- und Industrieanteile stammen aus den historischen AGEB (2020a) Daten.

393. Tabelle 28 und Tabelle 29 zeigen den deutlichen Einbruch im Stromabsatz im Jahr 2020 durch die Corona-Pandemie und die Lockdown-Beschränkungen. Gemäß dieser Hochrechnung liegt der Stromverbrauch der Haushalte 6 % unter dem Vorjahreswert, der Verbrauch der Industrie 7 % unter dem Vorjahreswert. Berücksichtigt sind allerdings nicht die weiteren Lockdown-Maßnahmen im Rahmen der Corona-Pandemie im November 2020. Zum jetzigen Zeitpunkt ist zudem noch nicht absehbar, wie sich die Corona-Pandemie auf den Stromabsatz 2021 auswirken wird.

[88] Die Daten des BDEW (2020a) zeigen lediglich den Stromverbrauch für das erste Halbjahr 2020. Um Gesamtjahreswerte zu bestimmen, wurden die Anteile des ersten bzw. des zweiten Halbjahres 2019 am Gesamtstromverbrauch 2019 ermittelt und für das erste bzw. zweite Halbjahr 2020 unterstellt.

[89] Eine Berechnung für andere Verbrauchergruppen (insbesondere Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) wurde nicht durchgeführt.

394. Die Prognosewerte für den Stromabsatz 2025 und 2030 entstammen den Analysen von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020). Diese Studie beschreibt einen Weg mit dem Deutschland bis 2050 klimaneutral sein wird, sowohl unter Berücksichtigung von Investitionszyklen als auch der technischen und wirtschaftlichen Umsetzbarkeit.[90]

395. Die historischen Elemente des Strompreises, sowohl für Haushalte als auch Industrie, entsprechen der Aufstellung von BDEW (2020b). Dies umfasst auch schon die Werte für 2020. Um die Mehrwertsteuersenkung von 19 % auf 16 % im Zeitraum Juli bis Dezember 2020 zu berücksichtigen, wird über das gesamte Jahr 2020 ein durchschnittlicher Satz von 17,5 % angenommen. Da die BDEW (2020b) Aufschlüsselung des Strompreises nicht explizit den Börsenstrompreis aufweist, wurde stattdessen auf die Werte von Öko-Institut (2020) zurückgegriffen. Die historischen Netzentgelte bis 2019 der Industrieabnehmer stammen von BNetzA (2020), da auch diese nicht explizit von BDEW (2020b) ausgewiesen werden. Entsprechend beschreibt das Residuum die Differenz zwischen dem Börsenstrompreis nach Öko-Institut (2020) und den Kosten für Beschaffung und Vertrieb nach BDEW (2020b) für Haushaltsabnehmer. Für Industrieabnehmer bildet das Residuum die Differenz aus den Kosten für Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb nach BDEW (2020b) abzüglich des Börsenstrompreises (Öko-Institut, 2020) und des Netzentgelts (BNetzA, 2020). Das Residuum kann daher für beide Abnehmertypen als Kosten für Vertrieb interpretiert werden.

396. Im Hinblick auf Tabelle 29 ist anzumerken, dass diese die Belastung für Betriebe ausweist, die keine Vergünstigungen erfahren, d. h. die volle EEG-Umlage bezahlen und auch nicht unter die Entlastungsregelungen für stromintensive Unternehmen (§ 9a Stromsteuergesetz) fallen. Nach BDEW (2020b) wurde diese volle Umlage von 96 % aller Industriebetrieben bezahlt.[91]

397. Zur Prognose der staatlich induzierten Elemente im Strompreis wird sowohl für die Stromsteuer als auch die Konzessionsabgaben ein konstanter Betrag unterstellt, da beide Elemente gesetzlich verankert sind. Für Haushalte bleibt die Stromsteuer konstant bei 2,05 ct/kWh, die Konzessionsabgabe bei 1,66 ct/kWh. Für Industriekunden beträgt die Stromsteuer 1,54 ct/kWh und die Konzessionsabgabe 0,11 ct/kWh im gesamten Betrachtungszeitraum. Dies impliziert, dass mögliche Reformen des Energie-Steuersystems welche die Stromsteuer betreffen, in der Forschreibung nicht abgebildet werden.

398. Die Fortschreibung der EEG-Differenzkosten wurde den Prognosen von Öko-Institut (2020) entnommen. Nach diesem entwickelten EEG-Rechner ist ein Rückgang der EEG-Umlage von noch 6,76 ct/kWh in 2020, auf 5,11 ct/kWh in 2025 zu 2,52 ct/kWh in 2030 zu erwarten. Hier kommen auch die verschiedenen EEG-Novellen zum Tragen, mit denen „die Kostendynamik bei der EEG-Umlage“ kurzfristig gebremst und mittel- bis langfristig sprübar gesenkt wird (vgl. Kapitel 10.1 in BMWi, 2020). Dem Rückgang unterstellt ist ein Anstieg des Börsen strompreises von 4,63 ct/kWh in 2019 zu 5,16 ct/kWh in 2025 und 6,26 ct/kWh in 2030 (vgl. unten). Die angenommenen Ausbauraten der Erneuerbaren Energien orientieren sich an dem EEG 2014. So wird für Wind Onshore bis 2021 ein Ausbau von 1,5 GW/a, für 2022 ein Ausbau von 2,0 GW und dann ab 2023 ein konstanter Trend bis 2030 von 2,5 GW/a unterstellt. Für Wind Offshore wird zur Erfüllung des Ausbauziels nach EEG 2014 eine Ausbaurate von 0,9 GW/a angenommen. Für Solarenergie wird zunächst ein steigender Zubau von 2,7 GW/a

[90] Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020) stimmt im Aggregat in etwa mit den Überlegungen der Expertenkommission in Kapitel 2.2 überein, insbesondere hinsichtlich der Annahme, dass der Stromabsatz 2030 höher ausfällt als 2019. In den einzelnen Sektoren und Handlungsfeldern weicht die Studie jedoch teilweise zu den Annahmen in Kapitel 2 ab. Dies ist für die hier durchgeführte aggregierte Betrachtung und für die abgeleiteten Aussagen jedoch nicht ausschlaggebend.

[91] Diese Betriebe erwirtschaften auch den Großteil der Bruttowertschöpfung; allerdings entspricht dies nur 34 %, der von der Industrie konsumierten TWh.

in 2019 bis 5,4 GW/a 2021 angenommen, welcher anschließend bis 2026 auf 2,5 GW/a nach EEG 2014 abflacht und dann konstant bleibt. Die Vergütungssätze sind an das EEG 2017 angepasst.

399. Die weiteren staatlichen Umlagen umfassen die Umlage zur Deckung der Kosten aus der Förderung von Kraftwerken mit Anwendung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG-Umlage), die Offshore-Netzumlage nach §17 EnWG zur Deckung von Kosten aus Entschädigungen bei Störung oder Verzögerung in der Anbindung von Off shore-Anlagen sowie Kosten aus der Errichtung und dem Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die Umlage für Abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV, sowie die Umlage für entgangene Erlöse aus individuellen Netzentgelten nach §19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Für diese weiteren staatlichen Umlagen ist die Fortschreibung unklar. So begünstigt etwa die zunehmende Sektorenkopplung einen Anstieg der KWKG-Umlage, welcher allerdings mit sinkenden Investitionskosten ausgeglichen werden könnte. Auch die Förderkosten älterer Anlagen fließen aktuell noch in die KWKG-Umlage ein. Des Weiteren ist auch die Entwicklung der Offshore-Netzumlage nicht absehbar. Während diese wegen des Zuwachses an Offshore-Kapazitäten steigen könnte, schmilzt gleichzeitig die Verpflichtung gegenüber Anlagen ab, die nur mit Verzögerungen an das Netz angeschlossen werden konnten. Aufgrund dieser Unsicherheit werden vereinfacht konstante Umlagegebühren von 2020 bis 2030 unterstellt. Die Expertenkommission möchte aber darauf hinweisen, dass dies nur eine starke Vereinfachung und die tatsächliche Entwicklung zum jetzigen Zeitpunkt noch vollkommen unklar ist.

400. Die Mehrwertsteuer wird nur für Haushaltskunden ausgewiesen. Angenommen ist ein gleichbleibender Satz von 19 % des Gesamtstrompreises.

401. Als staatlich reguliertes Element des Strompreises gilt das Netzentgelt inklusive Messung und Messstellenbetrieb. Die Fortschreibung basiert auf den Prognosen nach Consentec/Fraunhofer ISI (2018), welche einen deutlichen Anstieg der Übertragungsnetzentgelte aufgrund des Ausbaus der Netzinfrastruktur annehmen. Die Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte gemäß NEMoG (Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur) wirkt diesem Trend entgegen, sodass insgesamt von einem konstanten Niveau der Netzentgelte für Haushaltskunden bis 2030 ausgegangen wird. Da die Wirkung der Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte für Industriekunden geringer ist, werden Entgeltanstiege von 15 % bis 70 % bis 2030 prognostiziert. Die Auswirkungen der zunehmenden Eigenversorgung auf die zukünftigen Netzentgelte werden hingegen als gering eingeschätzt. Da Consentec/Fraunhofer ISI (2018) keinen bundesweiten Wert für die Entwicklung der Netzentgelte angeben, stammen die angegebenen Werte in der Tabelle 29 aus einer anteiligen Gewichtung der niedrigsten Schätzung (Netz Düsseldorf) und der höchsten Schätzung (E.dis AG) für 2030. Die Gewichtung wurde so gewählt, dass die Angaben von Consentec/Fraunhofer ISI (2018) für 2017 für diese beiden Netzbetreiber dem bundesweiten Durchschnitt nach BDEW (2020b) entsprechen. Das gleiche Vorgehen wurde in Tabelle 28 für die Mittelspannungsebene angewendet.

402. Die in Tabelle 28 und Tabelle 29 dargestellten Werte für den Marktwert EEG Strom, beziehungsweise den Börsenstrompreis, entstammen Öko-Institut (2020). Diese Werte dienen auch als Grundlage für die Fortschreibung der EEG-Umlage mittels des EEG-Rechners (vgl. oben), sodass dort eine interne Konsistenz besteht. Nach diesen Prognosen wird der Börsenstrompreis bis 2030 weiter ansteigen, konkret auf Werte von 5,16ct/kWh in 2025 und 6,26ct/kWh in 2030. Ähnliche Werte finden sich in der Prognose von ENavi (2018) unter Annahme eines Energy-Only-Marktes ohne Inanspruchnahme der Sicherheitsreserve. Demnach liegt der Börsenstrompreis leicht über 5ct/kWh in 2025 und bei etwa 5,2-5,8 ct/kWh in 2030. Diese Werte sind robust gegenüber verschiedenen Szenarien-Annahmen. Insbesondere der Ausstieg aus der Kernkraft, die Abschaltung von Kohlekraftwerken und ein begrenzter Zubau von Erneuerbaren Energien tragen zu steigenden Stromimporten, und dadurch dann auch Börsenstrompreisen bei.

403. Wie oben dargestellt umfasst das Residuum Abweichungen zwischen den vom BDEW (2020b) ausgewiesen Werten, dem Börsenstrompreis nach Öko-Institut (2020) und, für Industrieabnehmer, dem Netzentgelt nach BNetzA (2020). Demnach umfasst das Residuum insbesondere die Vertriebskosten, die den Abnehmern berechnet werden. Eine Fortschreibung dieser Kosten ist ebenfalls kaum möglich, da sie von den jeweiligen Stromanbietern bestimmt werden und etwa von dem Wettbewerb auf dem Anbietermarkt abhängen. Vereinfacht wird daher der 2020-Wert für die Jahre 2025 und 2030 fortgeschrieben. Es muss daher an dieser Stelle betont werden, dass es sich um keine Prognose der zukünftigen Vertriebskosten handelt. Die Fortschreibung dient ausschließlich der vereinfachten Darstellung, um dieses Kostenelement in den prognostizierten Gesamtausgaben für Strom zu berücksichtigen.

404. Aus dieser Fortschreibung ergibt sich ein leichter Rückgang der Gesamtausgaben für Strom für Haushaltskunden von 38 Mrd. Euro im Jahr 2019 auf 37 Mrd. Euro im Jahr 2025, welche dann bis 2030 konstant bleiben. Dies wird zum einen von Effizienzgewinnen im Stromverbrauch von 2019 zu 2025, und zum anderen von sinkenden Strompreisen von 2019 zu 2030 getrieben. Die sinkenden Strompreise werden durch den starken Rückgang der EEG-Umlage verursacht, was den steigenden Stromabsatz im Jahr 2030 durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen überkompensiert. Für Industriekunden ist ein noch stärkerer Rückgang der Strompreise möglich. So sinken die Gesamtausgaben für Strom von 40 Mrd. Euro im Jahr 2019 auf 36 Mrd. Euro im Jahr 2025 und 33 Mrd. Euro im Jahr 2030. Auch dies wird durch den Rückgang der EEG-Umlage und Effizienzgewinne, welche die Stromnachfrage insgesamt sinken lassen, verursacht.

405. Für die weitere Interpretation sollten diese Gesamtausgaben in Relation zu dem Bruttoinlandsprodukt betrachtet werden. BMWi/BMF (2020) berichten für 2019 ein BIP von 3.449 Mrd. Euro und prognostizieren für 2025 ein BIP von 3.957 Mrd. Euro. Demnach bleiben die Gesamtausgaben für Strom anteilig am BIP konstant bei etwa 1 % für Haushalte. Für die Industrie sind die Gesamtausgaben für Strom leicht rückläufig und sinken von 1 % zu 0,9 % des BIPs im Jahr 2025.

Tabelle 28: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Haushaltskunden Elektrizität

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Stromabsatz [1]	**[TWh]**	**129**	**128**	**128**	**127**	**125**	**117**	**123**	**129**
Gesamtausgaben [2]	**[Mrd. Euro]**	**37,02**	**36,86**	**37,48**	**37,43**	**38,08**	**36,64**	**37,10**	**36,96**
Gesamtstrompreis [3]	**[ct/kWh]**	**28,70**	**28,80**	**29,28**	**29,47**	**30,46**	**31,31**	**30,16**	**28,65**
Staatlich induzierte Elemente [4]		**14,91**	**15,53**	**16,06**	**15,98**	**15,98**	**16,13**	**14,64**	**11,81**
Stromsteuern [5]		2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Konzessionsabgaben [6]		1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
EEG-Differenzkosten [7]		6,17	6,35	6,88	6,79	6,41	6,76	5,11	2,52
Umlagen (KWKG, §17F EnWG, §18 AbLaV, §19 StromNEV) [8]		0,45	0,86	0,80	0,76	1,01	1,01	1,01	1,01
Mehrwertsteuer [9]		4,58	4,60	4,67	4,71	4,86	4,66	4,82	4,57
Staatlich regulierte Elemente [10]		**6,74**	**7,01**	**7,51**	**7,29**	**7,39**	**7,75**	**7,86**	**8,08**
Netzentgelt inkl. Messung, Messstellenbetrieb [11]		6,74	7,01	7,51	7,29	7,39	7,75	7,86	8,08
Marktgetriebene Elemente (Beschaffung und Vertrieb) [12]		**7,05**	**6,26**	**5,71**	**6,20**	**7,09**	**7,43**	**7,66**	**8,76**
Marktwert EEG-Strom [13]		3,57	3,13	2,68	3,22	4,63	4,93	5,16	6,26
Residuum (Vertrieb) [14]		3,48	3,13	3,03	2,98	2,46	2,50	2,50	2,50

[1] Bis 2019 auf Basis von AGEB (2020a), 2019 vorläufige Werte, 2020 Hochrechnung auf Basis von BDEW (2020a), 2025 und 2030 auf Basis von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020)
[2] Produkt aus [1] und [3]
[3] Summe aus [4], [10] und [12]
[4] Summe aus [5], [6], [7], [8] und [9]
[5], [6], [8] bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes
[7] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Öko-Institut (2020)
[9] 19 % von der Summe [5], [6], [7], [8], [10] und [12]; für 2020 17,5 % aufgrund der temporären Mehrwertsteuersenkung
[10] Entspricht [11]
[11] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Consentec/Frauenhofer ISI (2018)
[12] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Summe aus [13] und [14]
[13] Öko-Institut (2020)
[14] Bis 2020 Differenz aus [9] und [10], 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes

Tabelle 29: Fortschreibung der Strompreiselemente und Letztverbraucherausgaben für Industriekunden Elektrizität (Jahresverbrauch 160.000 bis 20Mio. kWh, Mittelspannungsseitige Versorgung)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Stromabsatz [1]	**[TWh]**	**225**	**227**	**228**	**226**	**218**	**202**	**216**	**214**
Gesamtausgaben [2]	**[Mrd. Euro]**	**34,27**	**35,30**	**38,97**	**40,59**	**40,18**	**35,86**	**35,78**	**32,70**
Gesamtstrompreis [3]	**[ct/kWh]**	**15,23**	**15,55**	**17,09**	**17,96**	**18,43**	**17,75**	**16,56**	**15,28**
Staatlich induzierte Elemente [4]		**8,04**	**8,55**	**9,07**	**8,99**	**8,95**	**9,30**	**7,65**	**5,06**
Stromsteuern [5]		1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Konzessionsabgaben [6]		0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
EEG-Differenzkosten [7]		6,17	6,35	6,88	6,79	6,41	6,76	5,11	2,52
Umlagen (KWKG, §17F EnWG, §18 AbLaV, §19 StromNEV) [8]		0,23	0,55	0,54	0,55	0,90	0,90	0,90	0,90
Staatlich regulierte Elemente [9]		**2,12**	**2,06**	**2,26**	**2,36**	**2,33**	**2,39**	**2,59**	**2,80**
Netzentgelt (inkl. Messstellenbetrieb) [10]		2,12	2,06	2,26	2,36	2,33	2,39	2,59	2,80
Marktgetriebene Elemente (Beschaffung, Vertrieb) [11]		**5,07**	**4,94**	**5,76**	**6,61**	**7,15**	**6,08**	**6,31**	**7,41**
Marktwert EEG-Strom [12]		3,57	3,13	2,68	3,22	4,63	4,93	5,16	6,26
Residuum (Vertrieb) [13]		1,50	1,81	3,08	3,39	2,52	1,15	1,15	1,15

[1] Bis 2019 auf Basis von AGEB (2020a); 2019 vorläufige Werte; 2020 Hochrechnung auf Basis von BDEW (2020a); 2025 und 2030 auf Basis von Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020)
[2] Produkt aus [1] und [3]
[3] Summe aus [4], [9] und [11]
[4] Summe aus [5], [6], [7] und [8]
[5], [6], [8] bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes
[7] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b), 2025 und 2030 auf Basis von Öko-Institut (2020)
[9] Entspricht [10]
[10] Bis 2020 auf Basis von BNetzA (2020), 2020, 2025 und 2030 auf Basis von Consentec/Fraunhofer ISI (2018)
[11] Bis 2020 auf Basis von BDEW (2020b) abzüglich [10], 2025 und 2030 auf Basis der Summe aus [12] und [13]
[12] Öko-Institut (2020)
[13] Bis 2020 Differenz aus [11] und [12], 2025 und 2030 auf Basis der Fortschreibung des 2020-Wertes

11 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

Das Wichtigste in Kürze

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger werden eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 spielen. Neben der EU, Deutschland und einigen deutschen Bundesländern haben im Jahr 2020 auch Finnland, Frankreich, Italien, die Niederlande, Norwegen, Portugal, Spanien und weitere Länder im internationalen Kontext Wasserstoffstrategien vorgelegt. Diese Strategien unterstreichen das ökonomische und ökologische Potential des Energieträgers und sollen dessen breite Nutzung vorbereiten.

Wasserstoff und synthetische Energieträger werden in einem integrierten Energiesystem in einer Vielzahl von Anwendungsbereichen zum Einsatz gebracht werden. Im Stromsektor kann Wasserstoff genutzt werden, um Versorgungslücken in einem vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden System auszugleichen (vgl. Kapitel 7). Im Verkehrssektor bieten sich Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe, aufgrund ihrer hohen Energiedichte vor allem für Anwendungen an, die schlecht direkt elektrifizierbar sind, aber gleichzeitig eine hohe Antriebsleistung über eine längere Fahrtstrecke voraussetzen (z. B. Schwerlast-Lkw, Schiffe, Züge, Flugzeuge) (vgl. Kapitel 9). Darüber hinaus kann Wasserstoff im Gebäudebestand und in Innenstädten eine ergänzende Rolle bei der Gebäudewärme übernehmen (vgl. Kapitel 8). Neben den genannten und in der Stellungnahme behandelten energiebezogenen Anwendungsfeldern wird die Bedeutung von grünem Wasserstoff z. B. in der Stahlfertigung oder als Grundstoff in der chemischen Industrie stark zunehmen.

Um die breite Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zur Defossilisierung zu ermöglichen, müssen häufig komplexe Wertschöpfungsketten (Erzeugung, Logistik, vielfältige Anwendungen) aufgebaut oder transformiert werden, an denen eine Vielzahl von Akteuren beteiligt sind. Die Attraktivität von Geschäftsmodellen entlang dieser Wertschöpfungsketten ist für einzelne Akteure nur dann gegeben, wenn gleichzeitig andere entlang der Wertschöpfungskette aktiv werden. Dieses Koordinationsproblem kann am besten durch marktorientierte Anreize adressiert werden, wird aber in einer Übergangszeit der Unterstützung durch den Staat bedürfen. Eine CO_2-orientierte Energiepreisreform, wie sie die Expertenkommission vorschlägt, gewinnt vor diesem Hintergrund umso mehr an Dringlichkeit. Gerade mit Blick auf Wasserstoff und synthetische Energieträger sind zusätzlich komplementäre Maßnahmen notwendig, die die Wirkung der preislichen Anreize verstärken. Dazu gehört der Aufbau einer Infrastruktur sowohl zur Verteilung des Wasserstoffs, als auch zur bedarfsgerechten Betankung von Fahrzeugen, was die Nutzung von Wasserstofftechnologien erst ermöglicht bzw. attraktiver macht.

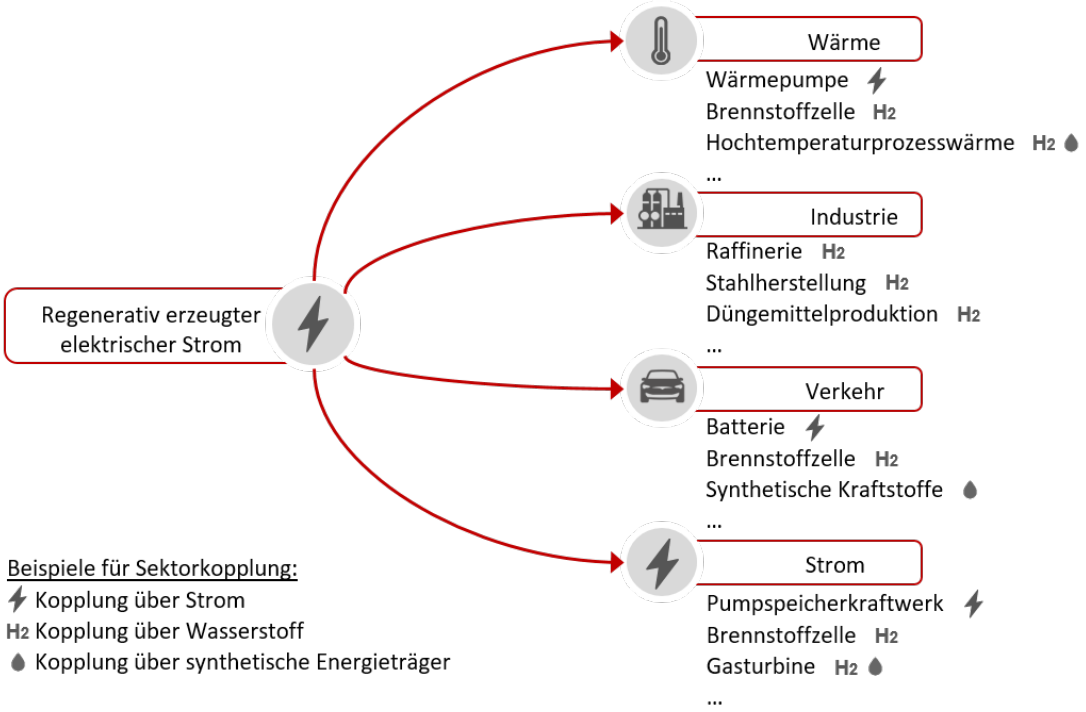
Die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland ist ein Schlüssel zur Stärkung der Technologiekompetenz entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis hin zu den Anwendungen und somit essenziell für die Positionierung als Leitmarkt. Insbesondere im Bereich der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer Wasserstoffwirtschaft besitzen deutsche Unternehmen komparative Vorteile, die vor dem Hintergrund der internationalen Konkurrenz zeitnah in Produkte und Anwendungen umgesetzt werden sollten.

Deutschland wird langfristig den größten Teil seines Bedarfs an grünem Wasserstoff importieren. Dafür müssen frühzeitig stabile Partnerschaften auf Augenhöhe angestrebt werden, die neben technisch-ökonomischen Faktoren auch umweltbezogene und soziale Aspekte berücksichtigen. Die Einhaltung ganzheitlicher Nachhaltigkeitskriterien, die konsequente Umsetzung und aufmerksame Begleitung der RED II Verordnung sind zwingend notwendig. Die nationale Wasserstoffstrategie greift viele dieser Handlungsfelder erfreulicherweise bereits auf und bietet eine gute Grundlage für die nächsten Umsetzungsschritte.

406. Regenerativer Wasserstoff, darauf basierende Industrierohstoffe und synthetische Energieträger (synFuels) spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Sie sind vielfältig einsetzbar. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie und im Wärmesektor (vgl. Abbildung 41). Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr (NPM, 2019). Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie, etwa der Stahlindustrie oder der chemischen Industrie, ist Wasserstoff nach aktuellem Wissensstand die einzig sinnvolle Alternative. Dies gilt auch für die saisonale Stromspeicherung, für die Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage kommen. Die Europäische Union, zahlreiche europäische Staaten und auch einzelne Bundesländer entwickeln zurzeit Wasserstoffstrategien und Roadmaps. Ein gutes Zusammenspiel bei der Umsetzung dieser politischen Initiativen – sei es mit Blick auf energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen, Förderprogramme oder Koordinationsmechanismen – ist zentral dafür, industriepolitische Chancen für die europäische Wirtschaft zu heben und daher unbedingt anzustreben (Sachverständigenrat, 2020; Grimm, 2020).

407. Wasserstofftechnologien können perspektivisch ein wichtiges Standbein der deutschen Binnen- und Exportindustrie werden. In vielen relevanten Wirtschaftsbereichen wie dem Maschinen- und Anlagenbau, der Automobil- und Automobilzulieferindustrie sowie der Chemischen Industrie sind deutsche Unternehmen weltweit führend und haben das Potenzial, Produkte und Dienstleistungen für eine globale Wasserstoffwirtschaft zu liefern und somit Wertschöpfung für Deutschland zu heben. Dabei ist die Positionierung Deutschlands als Leitmarkt für Wasserstofftechnologien essenziell und ermöglicht es deutschen Unternehmen, ihr vorhandenes Potential auf wasserstoffbasierte Technologien zu übertragen und bei der Gestaltung von Standards und Normen maßgeblich mitzuwirken.

Abbildung 41: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung verschiedener Sektoren mittels Nutzung erneuerbarer Energien



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von H2.B (2020)

Box 2: Infobox zur Farbenlehre beim Wasserstoff (aus Nationaler Wasserstoffstrategie)

Grauer Wasserstoff: Basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich ist die Dampfreformierung von Erdgas. Die Erzeugung ist mit CO_2-Emissionen verbunden.

Blauer Wasserstoff: Die Erzeugung wird mit einem CO_2-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO_2-neutral betrachtet werden.

Türkiser Wasserstoff: Herstellung erfolgt über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse). Anstelle von CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO_2-Neutralität des Verfahrens sind die Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie aus erneuerbaren oder CO_2-neutralen Energiequellen für die Pyrolyse sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

Grüner Wasserstoff: Wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO_2-frei.

Quelle: BMWi (2020)

11.1 Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten

408. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa. Dies ist auch aus industriepolitischen Gründen unbedingt anzustreben (vgl. Kapitel 2). Mit dem Ausbau und der Planung muss jetzt frühzeitig begonnen werden, um Verzögerungen durch Genehmigungs- und mögliche Gerichtsverfahren abzufedern und auch die ambitionierten Klimaschutzziele des Green Deal zu erreichen.

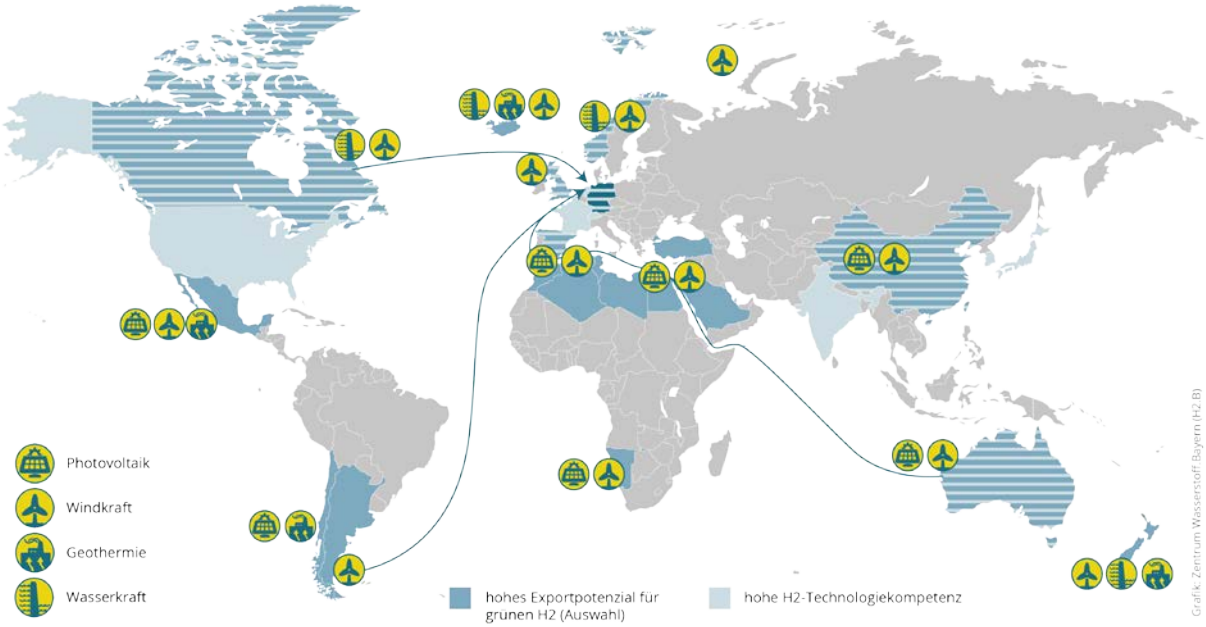
409. In Deutschland wird mittel- und langfristig nur ein Teil der Nachfrage aus dem Inland bedient werden können. Große Mengen werden daher aus europäischen und außereuropäischen Staaten importiert werden. Ein Teil der deutschen Importe wird aus europäischen Staaten kommen, in denen günstige Bedingungen für erneuerbare Energien herrschen. Importe können auch aus Ländern außerhalb Europas stammen, mit denen schon heute Energiepartnerschaften bestehen. Es gibt aber auch zahlreiche Regionen weltweit, in denen Wasserstoff zu günstigen Bedingungen produziert werden kann und mit denen neue Energiepartnerschaften sinnvoll sind (vgl. Fraunhofer, 2017; Runge et al., 2020). Teilweise existieren gerade in diesem Zusammenhang interessante Ko-Benefits. Energieabhängigkeiten können so mittel- bis langfristig diversifiziert werden. Zu beachten ist allerdings, dass die Partnerschaften stets von beiderseitigem Nutzen sein sollten und die inländische Versorgung des Exportlands mit erneuerbaren Energien nicht behindern dürfen. Vor diesem Hintergrund begrüßt die Expertenkommission, dass die nationale Wasserstoffstrategie neben 7 Mrd. Euro für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien auch 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften in Aussicht stellt.

410. Elektrolyseanlagen und weitere Anlagen zur Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Syntheseanlagen etc. sollten an Standorten und in Regionen mit günstigen Bedingungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms errichtet werden. In Deutschland verhindern aktuell hohe, staatlich induzierte Preisbestandteile und deutschlandweit einheitliche Strompreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen (Runge et al., 2019). Hier sind Anpassungen in Form einer Energiepreisreform dringend geboten (vgl. unten). Übergangsweise kann eine Befreiung der Anlagen von der EEG-Umlage geeignet sein, die unmittelbaren Betriebskosten zu senken. Eine umfassende Energiepreisreform wäre jedoch besser geeignet, die Kosten der Elektrolyse zu senken und auch die Wirtschaftlichkeit aller Nebenanlagen zu erhöhen, ohne dass Abgrenzungsprobleme gelöst werden

müssen oder Schieflagen aufgrund der Umlage der EEG-Zahlungen auf die Endverbraucher sowie klein- und mittelständische Unternehmen (Nationaler Wasserstoffrat, 2020a). Power Purchase Agreements (PPAs) könnten ebenfalls zu einer besseren Nutzung von Vorzugsstandorten beitragen und darüber hinaus die Nutzung von erneuerbarem Strom für die Elektrolyse sicherstellen.

411. Der Verbrauch von Wasserstoff und wasserstoffbasierten Produkten wird in einem klimaneutralen Deutschland erheblich ansteigen. Prognosen sehen den Wasserstoffbedarf in Deutschland 2050 zwischen 225 und 800 TWh_{H2} (6.750.000 - 24.000.000 t_{H2}) pro Jahr (Hebling et al., 2019; Robinius et al., 2019; IN4climate.NRW, 2019; Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut, 2020), was bei einer elektrolytischen Erzeugung in etwa einem Strombedarf von 375 – 1.333 TWh_{el} gleichkommt. Zum Vergleich: Die Nettostromerzeugung Deutschlands lag 2019 bei 518 TWh_{el}. Darüber hinaus sind die Bedingungen für erneuerbare Energien wie Windkraft oder Photovoltaik in vielen Ländern deutlich besser als in Deutschland und die Wasserstoffgestehungskosten damit erheblich niedriger. Es ist daher davon auszugehen, dass ein Großteil des Wasserstoffs und wasserstoffbasierter Produkte importiert werden wird.

Abbildung 42: Potentielle Partner und Transportrouten einer globalen Wasserstoffwirtschaft (nicht erschöpfend)



Copyright Zentrum Wasserstoff.Bayern

412. Aufgrund seiner geringen Dichte bei Normbedingungen muss Wasserstoff für eine effiziente Logistik entweder komprimiert, durch Abkühlung verflüssigt oder chemisch gebunden werden. Alle genannten Verfahren sind mit Verlusten verbunden. Sowohl die Kompression als auch die Verflüssigung sind sehr energieintensiv. Bei der chemischen Bindung entstehen neben Wärme häufig Nebenprodukte wie Wasser, die einen Teil des Wasserstoffs binden und diesen somit für die weitere Verwendung unbrauchbar machen. Als Transportmittel eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit oder einem Gas gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport über ein Rohrleitungsnetz attraktiv. Ähnlich wie beim Vergleich zwischen batterieelektrischen und wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen schließen sich auch die verschiedenen Logistikkonzepte nicht gegenseitig aus, sondern ergänzen sich zu optimierten Systemen. Für sehr lange interkontinentale Transportwege ist die

chemische Bindung besonders kosteneffizient. Dabei korrelieren die Wasserstoffimportkosten auf Grund der günstigen Logistik mittels Tanker nur sehr schwach mit der Transportdistanz (Runge et al., 2020). Das Konzept der Gasrohrleitung ist bei einer Vielzahl von Einspeise- und Entnahmepunkten sowie langen Entfernungen in Verbindung mit großen Volumenströmen besonders attraktiv (Niermann et al., 2019). Für kürzere Strecken und kleinere Mengen bietet sich dagegen der straßengebundene Transport an (Reuß et al., 2017).

413. Der internationale Handel mit erneuerbaren Energieäquivalenten auf der Basis von Wasserstoff dürfte erhebliche Auswirkungen auf die globalen Lieferketten haben. Produktionsprozesse, die sehr stark von den Kosten des Wasserstoffs getrieben sind, könnten zukünftig in die geographische Nähe von Wasserstoffquellen verlagert werden. Das Importprodukt für Deutschland wäre in einem solchen Szenario nicht mehr grüner Wasserstoff, sondern wären vielmehr grüne Zwischen- und Endprodukte wie Methanol, Ammoniak oder Stahl. Eine solche Entwicklung dürfte große Auswirkungen auf den Industriestandort Deutschland haben. Es ist daher essenziell frühzeitig ein geeignetes Konzept zu erarbeiten, um den betroffenen Unternehmen Investitions- und Planungssicherheit zu geben, diese Wertschöpfung in Deutschland zu erhalten.

414. Mit Blick auf die Auswahl der internationalen Partner sind nicht lediglich technisch-ökonomische (Kosten-) Faktoren relevant. Als weitere Selektionskriterien kommen Faktoren in Frage wie das gegenwärtige Niveau des Einsatzes von Wasserstofftechnologien, die Mitgliedschaft in einem gemeinsamen Politik- oder Wirtschaftsraum, bestehende Handelspartnerschaften auf angrenzenden Gebieten, existierende Kooperationen auf Firmenebene sowie gemeinsame Infrastrukturen (Westphal et al., 2020). Im Sinne einer umfassenderen Perspektive der Nachhaltigkeit sollten daneben aber auch umweltbezogene und soziale Aspekte eine Rolle spielen. Dies ist stimmig mit der Nationalen Wasserstoffstrategie, die darauf abzielt, die Versorgung mit Wasserstoff und dessen Folgeprodukten sowie die Zusammenarbeit mit potenziellen Produktionsländern nachhaltig zu gestalten. Dies betrifft Aspekte wie die Treibhausgasbilanz der Wasserstofferzeugung, Wertschöpfung, geopolitische Stabilität und Kapazitäten in Entwicklungsländern (sowie Möglichkeiten, diese zu fördern), Fragen der Akzeptanz in der Bevölkerung etc. (vgl. Kapitel 13).

415. Die Entwicklung einer umfassenden Logistik für Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Energieträgern ist eine zentrale Voraussetzung für deren großskaligen Einsatz (vgl. Kapitel 6.3). Hierzu zählt die Ertüchtigung und Anpassung von Hafenanlagen (für Importe), eine Infrastruktur zum Transport in die Verbrauchszentren sowie eine Verteillogistik (Nationaler Wasserstoffrat, 2020b). Wo immer möglich, sollten bestehende Infrastrukturen genutzt werden, um die Kosten des Umstiegs gering zu halten. Dies kann möglicherweise technologische Innovationen erforderlich machen. Die Verteilung von Wasserstoff und der darauf basierenden synthetischen Energieträger kann aufgrund verschiedenster Logistik-Optionen in großen Teilen wettbewerblich organisiert werden. An verschiedenen Stellen sind jedoch Technologie- und Standardisierungsentscheidungen notwendig, um notwendige privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen. Dies betrifft beispielsweise die Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff (Grimm, 2020).

416. Ohne den Realeinsatz von Technologien können perspektivisch keine wettbewerbsfähigen Produkte auf den Märkten etabliert werden. Daher ist ein Hochlauf der Aktivitäten im Inland entlang der gesamten Wertschöpfungskette unbedingt anzustreben. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen sind hier ganz entscheidend: Je ambitionierter die CO_2-Bepreisung und je niedriger die staatlich induzierten Preisbestandteile, desto geringer der Umfang der notwendigen Fördermaßnahmen. Energiepolitische Rahmenbedingungen sind aber nicht nur wichtig, um die Kosten der notwendigen Förderung möglichst gering zu halten. Eine Etablierung der richtigen Anreize über Preissignale führt auch zur notwendigen Koordination der Akteure. Denn: für die Wirtschaftlichkeit einzelner Geschäftsmodelle ist die Entwicklung der gesamten Wertschöpfungskette essenziell.

417. In naher Zukunft werden grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger noch nicht in ausreichender Menge kostengünstig verfügbar sein. Um einen schnellen Hochlauf zu ermöglichen, ist in einer Übergangsphase der Einsatz von emissionsneutralem Wasserstoff zu erwägen, der nicht mittels Elektrolyse oder aus Biomasse hergestellt wurde (CCS, CCU). Wichtig ist in diesem Zusammenhang ein klares Bekenntnis, schnellstmöglich die Nutzung grünen Wasserstoffs anzustreben, um für die Sektoren Verkehr und Industrie ausreichend regenerative Energieträger bereitstellen zu können. Außerdem ist darauf zu achten, dass dabei nur Infrastrukturen aufgebaut werden, die am Ende auch für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in vollem Umfang genutzt werden können.

418. Für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff sind entsprechende Kostendegressionspotentiale zu heben. Auch wenn gegenwärtig derartige Anlagen in der Regel nur für Nischenanwendungen in Frage kommen, so ist in den nächsten zehn Jahren mit großindustriellen Anwendungsmöglichkeiten zu rechnen. Beispielsweise wurde für hybride Systeme (renewable power-to-gas) eine Degression der Kosten in der Größenordnung von 3,23 Euro/kg auf 2,50 Euro/kg in der kommenden Dekade ermittelt (Glenk und Reichelstein, 2019). Zum Vergleich: Die Kosten für die graue Wasserstoffgewinnung aus Erdgas liegen aktuell bei 1 bis 2 Euro/kg (bei diesem Prozess kommt es jedoch zum Ausstoß von CO_2-Emissionen). Die Kosten beim blauen Wasserstoff, bei dem die Anlagen des grauen Wasserstoffs genutzt, aber die im Produktionsprozess entstehende CO_2-Emissionen unterirdisch einlagert werden, werden aktuell auf knapp über 2 Euro/kg geschätzt; die Datenlage hier ist jedoch dürftig aufgrund der geringen Anzahl an Projekten weltweit. Übersetzt in CO_2-Vermeidungskosten ergeben sich für grünen Wasserstoff Kosten von rund 170 bis 430 Euro/t CO_2 (2030) bzw. 110 bis 360 Euro/t CO_2 (2050), für grauen Wasserstoff von 120 bis 360 Euro/t CO_2 (2030) bzw. 100 bis 300 Euro/t CO_2 (2050) (Wuppertal Institut, 2019, 2020). Diesen Kosten ist etwa ein für 2030 geschätzter CO_2-EU ETS-Zertifikatepreis von 50 Euro/t CO_2 gegenüberzustellen (angenommen in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“, Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut, 2020). Die Zertifikatspreise in der langen Frist sind mit größerer Unsicherheit behaftet, dürften aber deutlich höher liegen. Zudem ist zu beachten, dass mit zukünftig zu erwartender steigender Leistung der Elektrolyseure auch der Anteil der Investitionskosten an den Gestehungskosten sinkt, sodass die Stromkosten immer bedeutender werden. Daher soll auch an dieser Stelle auf den Vorschlag der Expertenkommission verwiesen werden, die Strompreise als Stellgröße für eine Reform des Energiepreissystems heranzuziehen und somit die Sektorkopplung zu befördern (vgl. Kapitel 3).

419. Neben diesen wichtigen Kostendegressionseffekten auf der Angebotsseite sollten jedoch nicht die Endkonsumenten aus dem Blick verloren werden. In Studien werden Endkonsumenten häufig als Barrieren für die Adaption von Wasserstofftechnologien wahrgenommen bzw. als Parameter, die es zu modellieren, und nicht als Ressource, die es zu erschließen gilt. Stattdessen sollten auch Präferenzen und Einstellungen von Endkonsumenten erforscht werden. Die betrifft nicht nur das Design von Technologien selbst (Martin et al., 2020), sondern auch die Eigenschaften von deren Wasserstoffprodukten (z. B. Sicherheitsaspekte, CO_2-Rucksäcke, Herkunft etc.).

11.2 Transformation im Verkehrssektor

420. Im Bereich der Mobilität sind grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe heute noch nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu Wasserstoff auf der Basis fossiler Energieträger und konventionellen Kraftstoffen. Dies kann mittelfristig aber durch die Zertifizierung der verursachten CO_2-Emissionen in Kombination mit einer angemessenen Bepreisung von CO_2-Emissionen erreicht werden. Neben den in ihrem weiteren Potenzial eng begrenzten Biokraftstoffen bieten strombasierte Kraftstoffe bereits mittelfristig eine Möglichkeit, um zur Defossilisierung des Verkehrssektors beizutragen. Während diese Kraftstoffe kompatibel zu vorhandenen Antrieben sind, erfordert die Nutzung von Wasserstoff neue Antriebsformen. Angesichts der Tatsache, dass sowohl national

als auch international größere Kapazitäten für die Herstellung von Wasserstoff/Brennstoffzellenfahrzeugen erst aufgebaut werden, ist derzeit offen, wie sich die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen in den kommenden Jahren entwickelt. Bis 2030 werden bis zu 100.000 Nutzfahrzeuge (von ca. 680.000 Fahrzeugen) für Deutschland erwartet, bei den Pkw dagegen maximal 350.000 Fahrzeuge (von ca. 46 Mio. Fahrzeugen) (vgl. NPM, 2020). Die mittelfristig notwendigen Infrastrukturen müssen bereits jetzt mitbedacht werden (vgl. Kapitel 6).

421. Wenngleich der Anteil von Fahrzeugen mit einem H_2/Brennstoffzellen-Antrieb vorläufig – vor allem im Personenverkehr – einen eher geringen Anteil ausmachen wird, sollten bereits jetzt Fragen der Akzeptanz durch die Endkunden/Endnutzer Berücksichtigung finden, da neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit die Akzeptanz neuer Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe eine wesentliche Rolle für die Einführung und Nutzung dieser Technologie spielen wird. Das gilt auch für gewerbliche Verkehre, wo allerdings ökonomische Kriterien absolut im Vordergrund stehen werden. Im (individuellen) Personenverkehr hat sich in der Vergangenheit mehrfach gezeigt (Einführung E10, LNG-/CNG-Antriebe, Elektrofahrzeuge), dass der Preis allein keine ausreichende Incentivierung bietet, sofern mit dem Wechsel auf andere Kraftstoffe oder Antriebe Unsicherheiten bzgl. deren Einsatzfähigkeit verbunden sind oder eine Veränderung von Routinen und Nutzungsgewohnheiten notwendig ist. Akzeptanzfördernde Maßnahmen umfassen ein breites Spektrum, das sich zwischen Kommunikation, Infrastrukturausbau und Regulierung bewegt. Für den Infrastrukturausbau sind anbieterseitig die Investitions- und Betriebskosten für die Kraftstoffbereitstellung und nutzerseitig das Handling bei der Betankung relevant. Der Forschungsbedarf in diesem Bereich ist erheblich.

422. Im Rahmen des Green Deal ist eine entsprechende Anpassung der Renewable Energy Directive (RED II) im Verkehrssektor anzustreben. Nach der aktuellen Fassung verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (einschließlich Mehrfachanrechnungen). Werden im Zuge des Green Deal ambitioniertere Klimaziele formuliert, so ist aller Voraussicht nach ein deutlich höherer regenerativer Kraftstoffanteil notwendig. Es sollte vor diesem Hintergrund eine einheitliche Anhebung der Untergrenze erfolgen, z. B. auf 20 % oder höher (ohne Mehrfachanrechnung). Aus Aspekten der direkten und indirekten Landnutzungsänderung sollte jedoch auf höhere Quoten von Kraftstoffen aus Anbaubiomasse weitestgehend verzichtet werden. Den anzupassenden Mindestanteil an regenerativen Kraftstoffen gilt es dementsprechend durch den Einsatz von Kraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen, Altölen und Strom zu erreichen. Darüber hinaus gibt es in der aktuellen Fassung der RED II die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung des Energiegehalts bestimmter regenerativer Kraftstoffe. So kann beispielsweise der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird. Im Vergleich hierzu kann der Energiegehalt von Wasserstoff und anderen synthetischen Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs nur mit dem Einfachen angerechnet werden. Darüber hinaus ist die Anerkennung von den aus dem außereuropäischen Ausland importierten synthetischen Kraftstoffen immer noch offen. Diese ungleichen Anrechnungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien können u. a. zu falschen Anreizen führen. Hierbei sollte eine differenziertere Berücksichtigung erfolgen, die eine effizientere Wahl der nachhaltigen Antriebsform je nach Verkehrsbereich (z. B. Individualverkehr, Güterverkehr oder Luft- und internationale Schifffahrt) anreizt. Eine Pönale bei Nichterreichen des Zielwertes könnte sich bspw. an den bereits existierenden Pönalen orientieren, die explizit für Zielverfehlungen im Bereich der Biokraftstoffe (470 Euro/CO_2-Äq., § 37c des Bundesimmissionsschutzgesetz) und implizit für die CO_2-Flottengrenzwerte bei Pkw (EU-Verordnung 2019/631) gelten (Nationaler Wasserstoffrat, 2020c).

11.3 Instrumente und Zertifizierung

423. Um heimische Wertschöpfung im Rahmen der entstehenden Wasserstoffwirtschaft zu etablieren, sollte die Bundesregierung mit marktlichen Instrumenten den Rahmen schaffen, in dem Unternehmen ihre nicht nur kurzfristigen, sondern langfristigen Chancen finden und ergreifen können. Verwiesen wird hier auf die von der Expertenkommission vorgeschlagene CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende bei gleichzeitig anzustrebender Strompreisreform (vgl. Kapitel 3), die insbesondere für grünen Wasserstoff relative Wettbewerbsvorteile schafft und somit der gewünschten Sektorkopplung dient. Dabei ist gerade an die Absenkung der EEG-Umlage zu denken. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass Elektrolyseure besonders davon profitieren würden, käme es zu einem vollständigen Wegfall der Umlage für erneuerbare Energien. Über deren Befreiung wird in der aktuellen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) diskutiert, auch wenn fraglich bleibt, ob eine Befreiung beihilferechtlich möglich ist. Weitergehende Impulse würden aber für die Energiewende ausgehen, wenn die EEG-Umlage generell (und nicht nur für einzelne Akteure) entfiele bei gleichzeitigem Anstieg sektorübergreifender CO_2-Preise.

424. Zwar schafft eine allgemeine CO_2-Bepreisung, im Gegensatz zu einer Vielzahl von nicht aufeinander abgestimmten kleinteiligen Regelungen, den geeigneten langfristigen Handlungsrahmen für Unternehmen in der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, dennoch sind ergänzende Instrumente und Maßnahmen gerade in der kurzen und mittleren Frist sinnvoll. Beispielsweise tragen in der Anfangsphase des Markthochlaufes innovative Unternehmen, die sich schnell positionieren, besonders hohe Risiken bzw. sind besonderen Unsicherheiten ausgesetzt, die durch ergänzende Instrumente abgefedert werden können: Forschungsförderung kann Wissensexternalitäten adressieren, die ansonsten dazu führen würden, dass Innovatoren zu wenig in die Wissensproduktion investieren. Auch der vorausschauende Aufbau von Fachkräften stellt ein wichtiges Element dar. Zertifizierungssysteme tragen dazu bei, klimarelevante Eigenschaften von wirtschaftlichen Aktivitäten transparent zu machen und können privates Kapital mobilisieren, das darauf vertraut, dass Deutschland entschlossen den Weg in die Klimaneutralität geht. Auf bestimmte Bereiche sowie zeitlich beschränkt können Quotenregelungen dabei helfen, synthetische Energieträger in Kraftstoffe oder Gaslieferungen zu integrieren, um größere Planungssicherheit bei Unternehmen hinsichtlich der Nachfrage nach H_2-Produkten zu schaffen (analog zu den Biokraftstoffquoten). Alternativ könnten Carbon Contracts for Difference die Risiken eines möglicherweise zu hohen CO_2-Preises von den Investoren auf die öffentliche Hand umlegen (eine analoge Preisgarantie wurde mit den EEG-Vergütungssätzen gegeben) (vgl. auch Sachverständigenrat, 2020).

425. Hinsichtlich eines Standards bei der Zertifizierung soll an dieser Stelle auf das europäische CertifHy-Projekt (“Designing the 1st EU-wide Green and Low Carbon Certification System”) verwiesen werden, welches auf Initiative der Europäischen Kommission in einem Konsortium u. a. mit deutscher Beteiligung (TÜV Süd, Ludwig Bölkow Systemtechnik) entwickelt wird und die Erfahrungen von mehr als 900 Mitgliedern auf ihrer Stakeholder-Plattform mit einbezieht. Das Pilotprojekt zielt darauf ab, europäische Hersteller und Konsumenten über die Herkunft von Wasserstoff und über dessen Umwelteigenschaften zu informieren, um einen transparenten europäischen Markt für grünen Wasserstoff zu schaffen bzw. regulatorischen Erfordernissen nachzukommen. Hinsichtlich der Umwelteigenschaften geht es um die Treibhausgas-Intensität, welche auf einen Benchmark – die Treibhausgas-Intensität der grauen Wasserstoffproduktion aus Erdgas – bezogen wird. Dabei werden zwei Labels unterschieden: CertifHy Green Hydrogen für grünen Wasserstoff und CertifHy Low Carbon Hydrogen für Wasserstoff, der mindestens 60 % weniger Emissionen verursacht als der Benchmark. Bislang wurden mehr als 76.000 Herkunftsnachweise herausgegeben. Im Rahmen der anstehenden Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) besteht zu solchen Herkunftsnachweisen

(elektronischen Dokumenten) eine gesetzliche Pflicht bei Elektrizität, Wärme und Kälte sowie Gasen einschließlich Wasserstoff, um gegenüber einem Endkunden auszuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde.

426. Auch der TÜV Süd möchte mit der Zertifizierung „Green Hydrogen" für mobile und stationäre Anwendungen den Nachweis erbringen, dass regenerativ hergestellter Wasserstoff mit deutlich geringeren Treibhausgas-Emissionen behaftet ist als herkömmlich erzeugter Wasserstoff oder fossile Kraftstoffe. Die Zertifizierung ergänzt weitere Zertifikate des TÜV Süd, etwa die Zertifizierung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erzeugung EE) sowie die Zertifizierung des Handels mit erneuerbaren Energien (Handel EE). Je nach Verfahren (Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien, Dampf-Reforming von Biogas, Pyro-Reforming von Glyzerin aus Biodieselproduktion) und Erzeugungszeitpunkt werden verschiedene Versionen des Prüfzeichens unterschieden. Abhängig vom Erzeugungszeitpunkt bewegt sich die Treibhausgas-Minderung zwischen 50 % und 75 %. Sowohl das Verfahren als auch der Minderungsprozentsatz werden auf dem Prüfzeichen angegeben.

427. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklungen zur Zertifizierung von Wasserstoff und empfiehlt der Bundesregierung und Zertifizierern zudem einen umfassenderen Blick auf die Nachhaltigkeit von Wasserstoff bzw. Wasserstoffprodukten. Soll der Energieträger eine tragende Rolle im Energiesystem der Zukunft einnehmen, so muss die Nachhaltigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs auf breiter Basis abgesichert werden. Wie in Kapitel 13 beschrieben, gibt es neben der Treibhausgas-Bilanz weitere bedeutsame Dimensionen (z. B. Kosteneffizienz, Ressourceninanspruchnahme wie Wasser oder Land, internationale Verantwortung, Akzeptanz usw.), die bei der Beurteilung von wirtschaftlichen Aktivitäten der Wasserstoffwirtschaft auf dem Weg in die Klimaneutralität zu beachten sind (vgl. auch GJETC, 2020).

11.4 Governance-Rahmen der Wasserstoffwirtschaft

428. Der Wasserstoff-Governance-Rahmen ist noch relativ jung und fragmentiert. Auf globaler Ebene gibt es eine Vielzahl von Institutionen, die Expertise in diesem Bereich haben: die Internationale Energieagentur (IEA), die Internationale Atomenergie-Organisation (IAEA) sowie die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) erstellen themenspezifische Berichte (z. B. aus erneuerbaren Energieträgern bzw. Kernenergie gewonnener Wasserstoff), der (globale) Wasserstoffrat fokussiert sich vorrangig auf die Diffusion und Kommerzialisierung von Industrielösungen und die Internationale Organisation für Normung (ISO/TC 197) setzt die technischen Standards (Westphal et al., 2020).

429. Um die Koordination zwischen den Marktakteuren entlang der Wertschöpfungskette zu stärken und die Märkte zugänglich zu machen, haben in den letzten Jahren Regierungen weltweit Wasserstoffstrategien formuliert, mit einem Schwerpunkt in den asiatischen Ländern (z. B. Japan im Jahr 2017, Australien und Korea im Jahr 2019). Die Europäische Union veröffentlichte ihre europäische Wasserstoffstrategie Mitte 2020. Mehrere EU-Mitgliedsstaaten, darunter auch Deutschland, Frankreich und die Niederlande, veröffentlichten ebenfalls um diese Zeit ihrerseits nationale Wasserstoffstrategien. Zudem erarbeiteten verschiedene Bundesländer in Deutschland eigene Strategiepapiere, wie Bayern oder Nordrhein-Westfalen, teilweise auch bundesländerübergreifend (vgl. Norddeutsche Wasserstoffstrategie oder das Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft) bzw. sogar Ländergrenzen-übergreifend (vgl. die Roadmap NRW mit starkem Bezug zur Zusammenarbeit mit niederländischen Partnern).

430. Innerhalb der Bundesländer/Regionen gibt es bereits (geplante) weitreichende Konzepte der Vernetzung und Koordination der Aktivitäten. Beispielsweise wurde in Bayern das Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B) sowie das Wasserstoffbündnis Bayern gegründet. Das Zentrum bringt Wirtschaft, Wissenschaft und Politik zusammen,

um die „Wasserstoffwirtschaft“ und insbesondere Wasserstoff in der Mobilität in Bayern schnellstmöglich voranzubringen. Der bisherige Prozess zur Erstellung der Norddeutschen Wasserstoffstrategie wurde durch eine länderübergreifende ministerielle Arbeitsgruppe organisiert, die künftig als „Norddeutsche Koordinierungsgruppe Wasserstoff“ u. a. für die Umsetzungsprozesse beauftragt wird. In Nordrhein-Westfalen wurde die Plattform IN4climate.NRW ins Leben gerufen, die u. a. mit Hilfe von Wasserstoff innovative Strategien für eine klimaneutrale Industrie erarbeitet. Diese und ähnliche Initiativen kooperieren dabei mit Einrichtungen auf Bundesebene, Einrichtungen anderer Bundesländer und ausgewählten Akteuren im internationalen Umfeld, etwa über Repräsentanzen.

431. Die Weiterentwicklung der (bundesländer- und europäische Mitgliedsstaaten-übergreifenden) Governance-Struktur und Wasserstoff-Strategien ist eine der Aufgaben, die der Nationale Wasserstoffrat umfassend begleiten sollte. So wird sichergestellt, dass die dezentralen Aktivitäten, Strategien und Roadmaps kohärent ausgestaltet werden. Die Nationale Wasserstoffstrategie sieht als Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrates vor, dass der Rat den Staatssekretärsausschuss durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie berät, welche eine Klammer für die subnationalen Aktivitäten bildet. Bei den Sitzungen des Nationalen Wasserstoffrates können auf Wunsch der Bundesländer auch Repräsentanten der Bundesländer als Gäste an den Sitzungen teilnehmen.

432. Der Rat sollte sich insbesondere mit der Gesamtstrategieentwicklung für Deutschland, mit der Einpassung in den europäischen bzw. internationalen Rahmen und mit übergeordneten Fragestellungen der Hochskalierung des Marktes von aktuell noch relativ isolierten Reallaboren zur flächendeckenden nationalen Wasserstoffwirtschaft befassen. Es erscheint auch hier grundsätzlich sinnvoll, Strategieelemente, Instrumente und Maßnahmen im Sinne des in Kapitel 13 angesprochenen umfassenden Kriterienrasters für einen nachhaltigen Weg in die Klimaneutralität für die kurze und lange Frist zu evaluieren und auszurichten. Dabei wird auch deutlich werden, welche konkreten Aktivitäten besser auf europäischer Ebene verortet sind und welche besser auf subnationaler Ebene wie den Bundesländern. Aktivitäten, die besser auf europäischer Ebene (sofern dort politisch durchsetzbar) oder zumindest auf nationaler Ebene zu verorten sind, sind der Regulierungsrahmen für marktbasierte Instrumente der CO_2-Bepreisung einschließlich Border Carbon Adjustments, der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze, die Weiterentwicklung von europaweit (oder weltweit) gültigen Standards der Zertifizierung oder wichtige Projekte im gemeinsamen europäischen Interesse (vgl. Important Project of Common European Interest (IPCEI) on Hydrogen; hierüber können auch Betriebskosten anteilig gefördert werden. Die nationalstaatlichen Förderprogramme sollten sich gut verschränken). Andere Aktivitäten sind hingegen besser „vor Ort“ zu erledigen, z. B. Netzwerkarbeit, Identifizierung von Chancen für die Region im Rahmen kommunaler Initiativen, Dialog mit lokalen Stakeholdern bei Akzeptanzfragen etc.

12 Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

Das Wichtigste in Kürze

Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische (z. B. Energie) und informatorische Flüsse (Daten) zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen. Traditionelle Systeme und Methoden können diese Komplexität und Dezentralität nicht mehr adäquat adressieren. Die Blockchain liefert eine Lösung für diese gesteigerten Anforderungen, da sie die genannten Flüsse in Echtzeit abbilden kann. Weitere Chancen der Technologie liegen in der Erschließung von Effizienzpotenzialen und in der Steigerung der Transparenz. Erste Energiewende-relevante Projekte von innovativen Unternehmen auf internationaler Ebene sowie in Deutschland zeigen interessante Anwendungsfelder.

Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist vor allem relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können, insbesondere durch Smart Contracts. Da die Blockchain auch in der Lage ist, die Transparenz und Rückverfolgbarkeit umweltbezogener Effekte zu erhöhen, steigt der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen.

Als ein erstes interessantes Anwendungsgebiet identifiziert die Expertenkommission das Personal Carbon Trading. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Ein zweites Anwendungsgebiet ist das im europäischen Green Deal diskutierte CO_2-Grenzausgleichssystem. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Die Nachverfolgung von CO_2-Emissionen in Lieferketten ist eine wichtige Stellgröße der globalen Energiewende. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen. Als weiteres Anwendungsfeld sind die CO_2-Marktmechanismen entsprechend der Klimaschutzvereinbarung von Paris (Artikel 6, Absatz 2) zu nennen.

Damit sich die Blockchain zu einer tragfähigen Option für die Klimaregulierung entwickeln kann, sind geeignete Rahmenbedingungen erforderlich. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht, die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig, wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Weniger relevant – zumindest perspektivisch – erscheinen die Einwände, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für die oben beschriebenen Projekte zu erwarteten Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Die Klimawirkungen der Blockchain für die Klimaregulierung durch die dafür notwendige erhöhte Rechenleistung sollte im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen.

433. Der achte Monitoring-Bericht der Bundesregierung betont die Wichtigkeit der Digitalisierung der Energiewende: „Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d. h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende“ (vgl. Kapitel 13.3 in BMWi, 2021). Daher widmet sich die Expertenkommission in diesem Kapitel einer relativ neuen Technologie, der Blockchain (vgl. auch Box 3), und deren Chancen in der Klima-Regulierung im Rahmen einer zunehmend digitalen Marktwirtschaft. Bereits in der Vergangenheit hat die Expertenkommission darauf hingewiesen, dass im Energiesystem der Zukunft physische (z. B. Energie) und informatorische Flüsse (Daten) zunehmend an Komplexität und Dezentralität gewinnen (EWK, 2018). Traditionelle Systeme und Methoden können diese Komplexität und Dezentralität nicht mehr adäquat adressieren. Die Blockchain liefert eine Lösung für diese gesteigerten Anforderungen, da sie die genannten Flüsse in Echtzeit abbilden kann. Weitere Chancen der Technologie liegen in der Erschließung von Effizienzpotenzialen und in der Steigerung der Transparenz. Dies wurde spätestens dann deutlich, als wenige Jahre nach dem Start des ersten Anwendungsfalls einer Blockchain, dem Bitcoin im Jahr 2009, die ersten energiewenderelevanten Projekte ins Leben gerufen wurden: 2014 starteten zwei Solarenergie-Unternehmen: The SolarCoin Foundation mit Sitz in Greenwich, Connecticut, ermöglichte es Individuen und Firmen für nachweislich erneuerbare Stromerzeugung sogenannte „SolarCoins“ zu verdienen. TheSunExchange aus Cape Town, Südafrika, fokussierte sich auf Investoren, die in unter Nachhaltigkeits- und ökonomischen Gesichtspunkten ausgewählte Solaranlagen in aller Welt investieren und Krypto-Einnahmen erzielen wollen. 2015 begann LO3ENERGY im Brooklyn Microgrid, New York, einen dezentralen Energiemarktplatz und bietet ihre Blockchain-Lösungen nun allgemein Energieversorgern an, um lokale, dezentrale Energiemarktplätze zu schaffen (für eine systematische Übersicht von Projekten im Energiemarkt vgl. Andoni et al., 2019).

12.1 Ausgewählte Energiewende-Projekte in Deutschland

434. Die erste Implementierung eines lokalen Blockchain-basierten Energiemarkts in Deutschland entstand 2017 im LAMP (Landau Microgrid Project)-Pilot- und Forschungsprojekt des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) in Zusammenarbeit mit dem Energieversorger Energie Südwest AG und dem Softwareentwickler Selfbits GmbH. Insgesamt 20 Haushalte handeln auf einer Handelsplattform lokal erzeugten, grünen Strom. Die Haushalte erhalten via App Zugang zu ihren Stromerzeugungs- und -verbrauchsdaten, die über Smart Meter erfasst werden. Die Haushalte können über die App auch ihre Preisvorstellungen für den lokal erzeugten grünen Strom angeben; diese können über oder unter dem normalen Stromtarif liegen. Liegen die Preise unter dem normalen Stromtarif, sparen die Haushalte also Stromkosten ein und erhalten von der Energie Südwest AG eine entsprechende Gutschrift. In dem Forschungsvorhaben wird u. a. untersucht, wie die dezentrale grüne Stromversorgung der Zukunft in die Praxis gebracht werden kann.

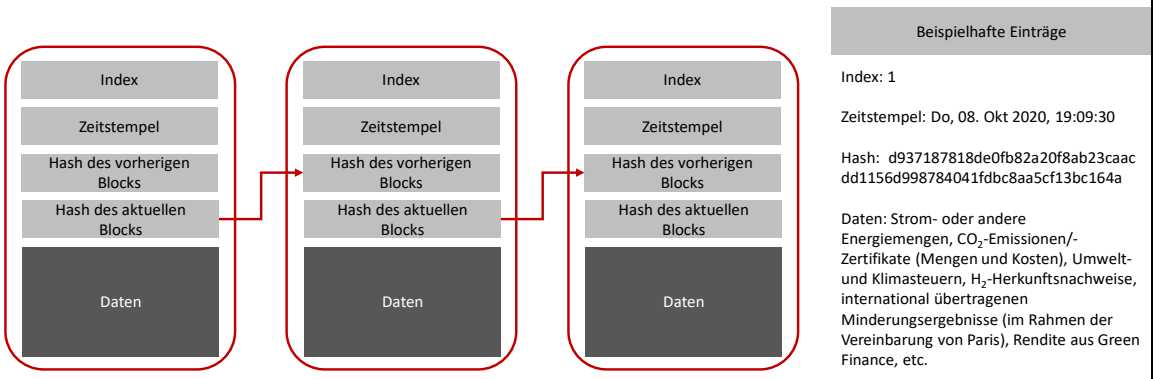
435. Im Jahr 2017 etablierten Innogy eMobility Solutions und die Share&Charge Foundation ein Pilotprojekt, bei dem Elektroautofahrerinnen und Elektroautofahrer im gesamten deutschen Ladesäulennetz der Innogy (mehr als 1.000 Ladestationen) mit Kryptowährung bezahlen können. Die Testreihe in der Praxis war auf drei Monate angelegt und startete im Oktober 2019. Auch in diesem Projekt konnten die teilnehmenden Personen eine App herunterladen, die es erlaubte, die Transaktionen im Netzwerk einzusehen. Die Plattform stellte automatisiert Rechnungen aus. Kernziel der Testphase war es, ein möglichst komfortables und einfaches Blockchain-

Bezahlsystem zu erproben bzw. weiterzuentwickeln. Darüber hinaus soll es perspektivisch möglich gemacht werden mit Hilfe der Blockchain-Technologie und einem offenen Standard, dem sogenannten OCPI Protokoll, an jeder Ladesäule unabhängig vom jeweiligen Betreiber zu laden.

Box 3: Infobox zur Blockchain

Unter einer Blockchain ist ein dezentrales Kassenbuch (distributed ledger technology) zu verstehen, in dem Informationen je nach Anwendungsfall entweder für alle einsehbar (transparent) oder bei sensiblen Informationen auch vor unerwünschtem Einblick geschützt, sicher vor Manipulationen sowie dezentral (insbesondere ohne die Notwendigkeit von Einbezug Dritter) fortgeschrieben werden können. Der schematische Aufbau einer Blockchain ist in Abbildung 43 dargestellt. Ein Block ist im Prinzip eine lange Tabelle mit Einträgen. Die Summe aller (miteinander verlinkten) Tabellen ergibt eine Kette, die Blockchain. Jeder Block besitzt einen Hashwert, eine Art Fingerabdruck, der eine große Sicherheit in Bezug auf die Unabänderlichkeit der auf der Blockchain abgelegten Daten ermöglicht. Neben Block-Standardinformationen (z. B. Index des Blocks, Zeitstempel, Hashwerte) werden auch projektspezifische Daten geführt (z. B. Transaktionen, Eigentumsrechte oder Produkteigenschaften). Im Energiewendekontext ist u. a. an Strom- oder andere Energiemengen, CO_2-Emissionen/-Zertifikate (Mengen und Kosten), Luftschadstoffe, Umwelt- und Klimasteuern oder H_2-Herkunftsnachweise zu denken.

Abbildung 43: Struktur der Blockchain und potentiell darauf abgelegte klimarelevante Daten



Quelle: Eigene Darstellung

Die Blockchain-Architektur kann unterschiedlich ausgestaltet werden. Unterschiedliche Architekturen bringen unterschiedliche Vor- und Nachteile mit sich und müssen projektspezifisch evaluiert werden. Eine Blockchain kann „permissioned“ oder „permissionless“ ausgestaltet werden: dies bezieht sich auf die Freiheit, die Akteuren eines Netzwerks eingeräumt wird, einer Blockchain beizutreten und ist im ersten Fall nur für autorisierte Akteure möglich, im zweiten Fall für jeden. Eine Blockchain kann zudem öffentlich oder privat sein: dies bezieht sich auf die Freiheit, wer die Daten sehen kann, die Öffentlichkeit oder nur ausgewählte Akteure.

Besondere technische Eigenschaften sind u. a. die bereits angesprochene Dezentralität, die Unabänderlichkeit der Dateneinträge, Transparenz (sofern die Blockchain-Architektur dies erlaubt, sind alle Daten einsehbar), Resilienz (je nach Blockchain-Architektur liegen Kopien der Blockchain auf einer Vielzahl weltweit verteilter Server) und Möglichkeiten der Automatisierung. Diese technischen Eigenschaften sind für verschiedenste Anwendungen und Industrien (einschließlich Finanzen, pharmazeutische Industrie, Nahrungsmittel-Industrie) relevant. Auch wenn derzeit gerade das Finanzsystem von der neuen Technologie tangiert wird, ist zu erwarten, dass die Blockchain auch einen Beitrag zur Energiewende leisten kann, die noch einen Zeithorizont von 30 Jahren besitzt. Neben den technischen Eigenschaften sprechen dafür auch ökonomische Vorteile, insbesondere können durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden.

436. Neben diesen relativ lokalen Projekten gibt es auch Anwendungsbeispiele in globalen Lieferketten. Im Rahmen eines Pilotprojekts zur Transparenz von CO_2-Emissionen in der Kobaltlieferkette arbeitet Mercedes-Benz mit dem britischen Start-up Circulor zusammen. Das Projekt nutzt die Blockchain, um den Ausstoß von Treibhausgasemissionen entlang der komplexen Lieferketten von Batteriezellenherstellern nachzuverfolgen. Zusätzlich wird dokumentiert, ob die von Mercedes-Benz geforderten Nachhaltigkeitsstandards in der gesamten Lieferkette eingehalten werden. In diesem Jahr entschied sich auch Volvo in Cirulor zu investieren, um Kobalt, Glimmer (oder Mica) sowie CO_2-Emissionen über die Lieferketten nachzuververfolgen. Es ist unmittelbar einleuchtend, dass die Technologie ähnlichen Nutzen auch in der Wasserstoff-Lieferkette entfalten kann, wenn es darum geht, Nachhaltigkeitsstandards, insbesondere Herkunftsnachweise und Treibhausgasbilanzen, entlang der Lieferkette nachzuvollziehen und auf Einhaltung zu dringen (vgl. unten sowie Kapitel 11).

437. Diese drei Beispiele aus Deutschland zeigen innovative und frühe energiewendebezogene Anwendungen der Blockchain. Nichtsdestotrotz ist das Thema in der Industrie derzeit noch nicht in der Breite angekommen. In den meisten Fällen wird aktuell auf nicht-Blockchain-basierte Systeme zurückgegriffen, wenn es z. B. um die Themen Klimaneutralstellung von Unternehmen und Nachhaltigkeitsreporting geht. Dass sich dies ändern kann, sollen folgende Abschnitte beleuchten. Das Kapitel fokussiert dabei auf die Chancen der Blockchain aus Sicht der Klima-Regulierung, nicht auf die Chancen von einzelnen Unternehmen. Insbesondere soll gezeigt werden, dass (dezentrale) Regulierungsansätze auf Basis der Blockchain ökonomisch sinnvoll sein können. Danach werden zukünftige potenzielle Anwendungsfelder der Blockchain in der deutschen und internationalen Energiewende diskutiert. Anschließend wird beschrieben, welche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssten, damit die Technologie für die Energiewende eine tragende Rolle übernehmen kann. Dabei wird auch diskutiert, was die Technologie nicht vermag, z. B. das Ablegen von „korrekten“ Informationen auf der Blockchain – dies muss anders sichergestellt werden, z. B. durch Zertifizierungssysteme.

12.2 Ökonomische Vorteile des Einsatzes der Blockchain

438. Neben positiven technischen Merkmalen bietet die Blockchain besondere ökonomische Vorteile, die sich die Energie- und Klimapolitik zu Nutze machen sollte. Aus ökonomischer Perspektive ist vor allem relevant, dass durch die Blockchain Transaktionskosten in dezentralen Systemen reduziert werden können. Im weitesten Sinne ist jede Interaktion zwischen zwei Akteuren in einem System mit einer Transaktion verbunden. Das können Kontaktaufnahmen sein, die Abstimmungen zu einem Vertragsabschluss, der Versand und Empfang von Waren, der Austausch von Informationen (z. B. Monitoring von CO_2-Emissionen) oder die Transaktion von Geldbeträgen (z. B. Kosten der Unternehmen für die unter eine Regulierung fallenden CO_2-Emissionen) usw. Dabei entstehen direkte Kosten (z. B. Kosten der Rechtsberatung für Vertragsabschluss) oder auch indirekte Kosten (z. B. Zeit für die Suche von Informationen, die in Kosten übersetzt werden kann). Zentrale Systeme besitzen gegenüber dezentralen Systemen grundsätzlich den Vorteil geringerer Transaktionskosten. Das ist auch ein wesentlicher Grund dafür, warum in der Klimaregulierung „upstream“ oder „midstream“ angesetzt wird, d. h. weit am Anfang in der Produktionskette. Ein Beispiel ist das Europäische Emissionshandelssystem, in dem die Unternehmen (in bestimmten Wirtschaftszweigen und ab einer bestimmten Größe) – und nicht die Endkonsumentinnen und -konsumenten – reguliert werden. Es ist aus Transaktionskostensicht günstiger, eine überschaubare Anzahl von Unternehmen zu regulieren, als mehrere hundert Millionen Akteure.

439. Insbesondere durch Smart Contracts ist die Blockchain in der Lage, die Transaktionskosten großer (dezentraler) Netzwerke zu reduzieren. Smart Contracts sind Programmcodes bzw. „intelligente Verträge“ auf Software-Basis, in denen Regeln hinterlegt und automatisch überwacht werden. Im Falle von bestimmten Ereignissen werden vorher definierte Aktionen ausgeführt, wie im automatisierten Rechnungserstellungsprozess des Pilotprojekts der Innogy eMobility Solutions und der Share&Charge Foundation. Ein anderes Beispiel ist der

Kauf/Verkauf von Emissionszertifikaten oder der Kauf/Verkauf von Strommengen an der Börse/im Microgrid bei Erreichen eines bestimmten Preises. Smart Contracts können ansonsten manuelle Tätigkeiten automatisieren und somit Kosten reduzieren. Dazu gehören auch die Kosten der Verifikation: Je größer Netzwerke werden, desto wertvoller werden Verifikationsmechanismen, da die Personen in der Regel in keiner Vertrauensbeziehung stehen bzw. Vorerfahrungen haben, und ein Intermediär hier normalerweise die Sicherheit der Transaktionen bzw. die Vertragserfüllung absichern müsste. Diese Rolle können Smart Contracts übernehmen (Catalini und Gans, 2020).

440. Im Falle einer größeren Transparenz und Rückverfolgbarkeit der umweltbezogenen Effekte steigt auch der Druck, soziale Normen einzuhalten. Darüber hinaus ist es denkbar, dass sich durch die dezentrale Einbindung auch das Engagement auf Seiten der Endverbraucherinnen und -verbraucher erhöht, zum Klimaschutz aktiv beizutragen. Wie beschrieben wird im Emissionshandel in der Regel relativ weit „upstream“ reguliert, so dass bei den Akteuren „downstream“ eventuell das Bewusstsein für den Einfluss eigenen Verhaltens fehlt. Durch zusätzliche real-time Informationsgaben – die ebenfalls mit der Blockchain-Technologie realisierbar sind – ist es zudem möglich, den betreffenden Akteuren einen „nudge“ (zu Deutsch etwa „Stups“) zu geben, z. B. durch eine Erinnerung in Zeiten eines Stromüberschusses ihre Elektroautos zu laden.

12.3 Anwendungsfälle für die Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0

441. Bislang wird die Blockchain in der Regel von privaten Personen bzw. innovativen Unternehmen genutzt. Allerdings kann auch der Staat sich dieser Technologie bedienen, um beispielsweise eine verbesserte Energie- und Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0 (hier im Sinne einer mit digitalen Technologien unterstützten Marktwirtschaft) umzusetzen. Ein interessantes Anwendungsgebiet kann – neben dem traditionellen „upstream“ oder „midstream“ Emissionshandel – das Personal Carbon Trading sein. Dies ist ein Sammelbegriff für Emissionshandelssysteme, die nicht bei Firmen, sondern bei Individuen bzw. privaten Haushalten ansetzen, d. h. „downstream“ in der Lieferkette. Da die Technologie die Transaktionskosten senkt, wird eine derartige Ausgestaltung von Emissionshandelssystemen denkbar. Dies bietet die Möglichkeit, nicht nur territoriale Emissionen, sondern den gesamten CO_2-Gehalt im Endprodukt (CO_2-Rucksäcke) zu bepreisen. Ein Personal Carbon Trading System würde ggf. existierende Systeme teilweise oder vollständig ersetzen. Die Allokation von Emissionszertifikaten könnte pro-Kopf erfolgen. Daraus resultierende Verteilungseffekte wären im Vorfeld zu evaluieren.

442. Der europäische Green Deal diskutiert ein CO_2-Grenzausgleichssystem (Border Carbon Adjustments, BCA). Grundlage dafür wären (korrekte) Informationen zu CO_2-Emissionen und CO_2-Rucksäcken von Produkten (für beispielhafte CO_2-Berechnungen vgl. Kapitel 10.5, hinsichtlich des Problems „korrekter“, d. h. wahrheitsgemäßer, Informationen vgl. unten). Auf dieser Basis würden dann in ausgewählten Sektoren Steuern auf importierte Waren erhoben werden (der Grenzausgleich). Die Europäische Kommission würde ein solches System mit der Absicht implementieren, in den Sektoren das Risiko der Verlagerung von CO_2-Emissionen (Carbon Leakage) zu reduzieren. Dieses Verlagerungsrisiko könnte steigen, wenn die EU ihre Klimaambitionen relativ gegenüber anderen Ländern erhöht. Ausländische Unternehmen, die nicht unter die stringentere EU Klimaschutz-Regulierung fallen, hätten einen relativen Kostenvorteil im Falle von Importen in die EU, der mit dem Grenzausgleich nivelliert würde. Entsprechend dem Fahrplan zum Green Deal soll ein Vorschlag für ein Grenzausgleichsystem für ausgewählte Sektoren bereits 2021 vorgelegt werden, ggf. ist mit einer Implementierung in 2023 zu rechnen. Eine Machbarkeitsstudie für eine Blockchain-basierte Implementierung von BCA existiert nicht und somit auch keine Aussagen über mögliche Zeithorizonte für die Implementierung einer solchen Lösung. Allerdings erarbeitete eine Studie im Auftrag des Panel for the Future of Science and Technology und des Wissenschaftlichen Dienstes des Europäischen Parlaments 20 Politikoptionen zur Nutzung von Blockchain im internationalen Handel. Eine Option

besteht in dem Vorschlag, dass die Europäische Kommission Blockchainlösungen in Erwägung ziehen solle, wenn es um die praktischen Aspekte des EU-Grenzausgleichsystems geht (Copigneaux et al., 2020).

443. Ein noch detaillierteres System wären Carbon Footprint Taxes (bzw. Carbon Added Taxes). Ein solcher Ansatz könnte analog zur Mehrwertsteuer mit Vorsteuerabzugsmethode ausgestaltet werden. In diesem Fall wären jedoch die auf jeder Produktionsstufe (aller Zwischenprodukte bis zum Endprodukt) emittierten CO_2-Emissionen die Bemessungsgrundlage der Steuer. Um die Kosten der Kalkulation der CO_2-Fußabdrücke, die theoretisch für jedes Produkt zu ermitteln sind, zu reduzieren, könnte eine Wahlmöglichkeit eingeräumt werden. Den Firmen wäre freigestellt, ob sie für ihr Produkt produktspezifische CO_2-Emissionen und darauf aufsetzende Steuern kalkulieren (System 1) oder den von einer unabhängigen Institution ermittelten Standardsteuersatz für die Produktklasse bezahlen (System 2) (McAusland und Najjar, 2015).

444. In Zusammenhang mit der Nachverfolgung von Produkten in Lieferketten soll auch das im Juni 2020 veröffentlichte Eckpunktepapier für ein Lieferkettengesetz des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung bzw. des Bundesministeriums für Arbeit und Soziales erwähnt werden. Dies wird den anstehenden Gesetzgebungsprozess in Deutschland prägen. Für die Expertenkommission stehen die Energiewendeaspekte des Gesetzes im Vordergrund, nicht die vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich von Arbeitsbedingungen. Für das Klima ist relevant, dass das Gesetz Unternehmen verpflichten soll, die im Ausland beschafften Vorleistungsgüter bzw. Endprodukte auf jeder Stufe (oder zumindest hinsichtlich der letzten Produktionsstufen[92]) bezüglich umweltschädigender Produktionsverfahren zurückzuverfolgen. Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie besonders interessant wären die Produktionsweise und Herkunft des Wasserstoffs bzw. dessen CO_2-Rucksack. Die Bedeutsamkeit von Treibhausgasemissionen in Lieferketten ist groß. Allein die 2.500 größten globalen Unternehmen verantworten 20 % der globalen Emissionen (Gopalakrishnan et al., 2020).

445. Der neue Governance-Ansatz der Klimaschutzvereinbarung von Paris basiert mit den „national festgelegten Beiträgen“ auf einem Bottom-up-Ansatz und setzt damit auf größere Dezentralität als das Vorgänger-Abkommen von Kyoto. Darüber hinaus können sich die Vertragsparteien auf freiwilliger Grundlage an kooperativen Ansätzen, welche die Verwendung „international übertragener Minderungsergebnisse“ zum Erreichen der national festgelegten Beiträge beinhalten, beteiligen. Dabei sollen diese ein „verlässliches Abrechnungsverfahren“ anwenden, das u. a. die Vermeidung von Doppelzählungen gewährleistet (Artikel 6, Absatz 2; UNFCCC, 2015). Die international übertragenen Minderungsergebnisse könnten in einem Blockchain-basierten System als digitale Assets gehandelt werden. Aufgrund der dann möglichen Transparenz könnte der Kritik der Undurchsichtigkeit bei der Implementierung und Validierung der Treibhausgasreduktionsbemühungen, wie beim Kyoto-Protokoll aufgekommen, teilweise vorgebeugt werden (Franke et al., 2020). In ähnlicher Weise kann die Transparenz auch in anderen Bereichen, z. B. bei Green Finance (vgl. insbesondere Artikel 9 des Abkommens; vgl. auch unten), erhöht werden.

446. Ein weitverbreiteter Einwand gegen die Technologie ist, dass die Blockchain selbst technisch gar nicht in der Lage sei, die für oben beschriebenen Projekte zu erwartenden Transaktionsvolumina oder die Komplexität von Lieferketten zu verarbeiten. Frühe Blockchain-Lösungen konnten tatsächlich lediglich 50 oder weniger Transaktionen pro Sekunde abwickeln. Je nach Architektur bzw. Konsensverfahren ist jedoch heute schon absehbar, dass Blockchain-Technologien mehrere tausend Transaktionen pro Sekunde erreichen (Gorenflo et al., 2019). Ähnlich wie beim Internet, das in den ersten Jahren Informationen nur mit geringer Bandbreite übertrug, ist auch

[92] Dies gäbe den aus Klimasicht negativen Anreiz, die letzten Stufen in mehrere Zwischenstufen aufzuteilen oder anders zu verlängern.

bei der Blockchain eine Verbesserung in der Geschwindigkeit zu erwarten. Hinsichtlich der verarbeitbaren Komplexität sei darauf hingewiesen, dass es bereits heute Unternehmen schaffen, komplexe Lieferketten auf der Blockchain abzulegen, z. B. führt Walmart über 1 Mio. Produkte auf der firmeneigenen Blockchain. Der Hafen von Shanghai, der weltweit größte Hafenplatz für Container, nutzt ebenfalls die Blockchain zur Warenabfertigung. Mit H2020-Fördermitteln der EU-Kommission soll eine Blockchain für die Kreislaufführung innerhalb der Kunststoffindustrie aufgebaut werden.

447. Bedeutsamer ist, dass je nach Anwendungsfall/Politikinstrument die Blockchain-Eigenschaften passgenau aufgesetzt und in entsprechenden Pilotprojekten evaluiert werden, sowie dass entsprechende Rahmenbedingungen (vgl. nächster Abschnitt), in denen die Technologie operieren wird, geschaffen werden. Hinsichtlich geeigneter Blockchain-Eigenschaften wurden beispielsweise für den oben beschriebenen Anwendungsfall eines Blockchain-basierten CO_2-Marktes im Rahmen des Artikels 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris verschiedene Architekturen geprüft, insbesondere ein öffentliches Netzwerk ohne Zutrittsbeschränkung vs ein privates Netzwerk mit Zutrittsbeschränkung (zu diesen grundsätzlich unterschiedlichen Architekturen vgl. auch Box 3). Eine Gegenüberstellung liefert nachstehende Tabelle 30.

Tabelle 30: Vor- und Nachteile verschiedener Blockchain-Eigenschaften für CO_2-Markt-Mechanismen (Artikel 6 Absatz 2 des Übereinkommens von Paris)

	Öffentlich und ohne Zutrittsbeschränkung (z. B. auf Basis der Ethereum-Blockchain)	Privat und zutrittsbeschränkt (z. B. auf Basis der Hyperledger Fabric-Blockchain)
Vorteile	• Transparenz für interne und externe Akteure • Unterstützung von externen Akteuren, z. B. Entwicklung weiterer Applikationen • Möglichkeit der Datenprivatsphäre wo nötig • Möglichkeit zu Synergien aus weiteren energiewendebezogenen Projekten • Große Community zur Validierung und Stabilisierung der Blockchain • Unabhängige kreative Akteure • Reduktion der Server-Kosten (auf Seiten des Staates) • Möglichkeit der Integration in die existierende UNFCCC-Serverinfrastruktur	• Volle Kontrolle darüber, wer Zugang zu dem Netzwerk hat und wer die Transaktionen validiert • Gegebenenfalls ist die Entwicklung von Smart Contracts flexibler möglich • Keine Transaktionsgebühren • Entwickelt von der unabhängigen Linux Foundation • Geringe Gefahr von Forks[93] • Möglichkeit für Kanäle für private Transaktionen
Nachteile	• Hohe Transaktionskosten • Keine Kontrolle darüber, wer Transaktionen validiert • Daraus resultierende Unsicherheiten bei Datensicherheit und Integrität • Abhängig von der Existenz einer existierenden öffentlichen Blockchain wie Ethereum	• Eingeschränkter Zugang und eingeschränkte Transparenz für externe Akteure • Keine Unterstützung von bzw. Synergien mit anderen Akteuren, Projekten etc. • Erhöhte Vulnerabilität hinsichtlich Probleme bei Validierungsknotenpunkten

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Franke et al. (2020)

12.4 Geeignete Rahmenbedingungen für die Blockchain und ihre Anwendungsfälle

448. Hinsichtlich der Software bedarf es der Neu- und Weiterentwicklung von Smart Contracts. Diese sind, zusammen mit der Blockchain-Architektur für oben angesprochene Projekte für die Energiewende, zu konzipieren. Zudem sind geeignete Schnittstellen zu existierenden Systemen zu schaffen. Zu denken ist etwa an

[93] Forks teilen Blockchains in zwei oder mehr Varianten, die entweder parallel weiterlaufen oder sich komplett eigenständig voneinander entwickeln.

unternehmensspezifische Abrechnungssysteme, Reporting-Systeme der Deutschen Emissionshandelsgesellschaft und intelligente Messsysteme. Die Expertenkommission begrüßt in diesem Zusammenhang das Messstellenbetriebsgesetz, „dessen Regelungen die Einführung und den Betrieb eines intelligenten Messsystems als Kern einer modernen Infrastruktur betreffen“. Aus Sicht der Expertenkommission ist es ein wichtiger Schritt, dass damit Daten „künftig auch spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität und Wärme), ausgetauscht werden“ können (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2020).

449. Für den B2B-Datenaustausch gibt es derzeit keine einheitlichen Protokolle bzw. Systeme. Die International Data Spaces (IDS) Association[94] ist eine Initiative, die an diesem Problem ansetzt. Das sogenannte Referenzarchitekturmodell erlaubt es Organisationen, Datensätze in einer sicheren und kontrollierten Weise auszutauschen. Eine Untersuchung zeigte, dass einige Eigenschaften der Blockchain konsistent mit den Eigenschaften der Referenzarchitektur sind, etwa die Dezentralität einschließlich der Abwesenheit einer einzelnen vertrauenswürdigen Instanz bei der alle Daten gespeichert werden. Andere Eigenschaften der Blockchain sind komplementär, wie die Dauerhaftigkeit der auf der Blockchain abgelegten Daten. Thyssenkrupp und IBM starteten ein gemeinsames Projekt, das sich sowohl einer IDS-Softwareplattform als auch der Blockchain bedient. Die Projektteilnehmer tauschen untereinander Big Data aus, wobei die Blockchain Herkunft und Unabänderlichkeit der Daten und damit Eigentumsrechte und Qualität absichert (International Data Spaces Association, 2019).

450. Damit Klimaregulierung richtig funktionieren kann, müssen „korrekte“ (wahrheitsgemäße) Energiewende-Daten auf der Blockchain abgelegt werden. Die Blockchain schafft die Voraussetzungen für die Unabänderlichkeit, Transparenz (bei gleichzeitigem Schutz vor unerwünschter Offenlegung), Nachverfolgbarkeit, automatische Weiterverarbeitbarkeit und ggf. Dezentralität von Daten, vermag aber nicht, die Korrektheit der Daten zu garantieren. Dazu sind weitere Mechanismen für die geeignete Bestimmung von klimarelevanten Eigenschaften von Produkten nötig, wie deren CO_2-Bilanz und Herkunftsnachweise (hinsichtlich des Wasserstoffs, vgl. Kapitel 11). Für das Nachhaltigkeitsreporting von Unternehmen existieren bereits heute eine Vielzahl von Audits, Assessments und Ratings (darunter ecovadis, Global Enabling Sustainability Initiative, NQC, oekom research AG; vgl. auch VDMA, 2020), um Umwelt-Informationen glaubhaft bereitzustellen (ggf. können auch mathematische Modelle helfen über globale Lieferketten hinweg Verantwortlichkeiten für Emissionen richtig zu allokieren, vgl. Gopalakrishnan et al., 2020). Die Qualitätssicherung von auf der Blockchain abzulegenden Daten ist eine Grundvoraussetzung für eine gute Klimaregulierung in der Marktwirtschaft 2.0.

451. Damit die Technologie in der Breite adaptiert wird und zur Energiewende substantiell beitragen kann, ist auch die Entwicklung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens erforderlich. Ein Beispiel liefert der europäische Strombinnenmarkt. Einerseits erkennt die Europäische Kommission die Wichtigkeit der Rolle von „Prosumern“ bzw. dezentraler Erzeugung im Strommarkt der Zukunft an. Andererseits definiert das EU-Recht die Akteure und ihre Rechten und Pflichten entlang traditioneller zentralisierter Strukturen, bei der Endkonsumenten immer noch relativ passiv agieren. Eine Veränderung des regulatorischen Rahmens müsste neue Definitionen schaffen, z. B. wäre der Begriff „Verbraucher“ anzupassen an die neue Realität, dass Marktteilnehmer sowohl als Produzenten als auch Konsumenten auftreten können und das mit unterschiedlichen Produktions- und Konsummustern bzw. -Kapazitäten. Auch wären Fragen der Verantwortlichkeiten zu klären, z. B. welche Marktteilnehmer

[94] Ziel der Initiative ist es, für Unternehmen verschiedener Branchen und Größen Daten-Souveränität zu ermöglichen, d. h. die Entscheidungshoheit über die Nutzung der eigenen Daten.

am Ende für die Erzeugung und den Systembetrieb verantwortlich sind. Auch der klassische Verbraucherschutzgedanke wäre anzupassen, wenn die Marktteilnehmer zunehmende Selbstbestimmtheit erlangen (Diestelmeier, 2019).

452. Die Klimawirkungen der Blockchain-Technologie selbst standen immer wieder in der Kritik. Allein das Bitcoin-Netzwerk, mit seinen energieintensiven Mining[95]-Prozessen, verbraucht eine Strommenge von derzeit knapp 80 TWh pro Jahr. Dies entspricht dem Stromverbrauch von Chile und dem CO_2-Ausstoß von Neuseeland (Digiconomist, 2020). Manche Forscher warnen, dass Blockchain bzw. Bitcoin ausschlaggebend sein könnten, dass das 2°C-Klimaziel gerissen wird. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass der CO_2-Ausstoß von Blockchain-Anwendungen von vielen Faktoren abhängt. Insbesondere hängt dies von dem gewählten Konsensusmechanismus innerhalb des Netzwerkes und dessen Größe ab. Darüber hinaus hängt der CO_2-Ausstoß natürlich auch von dem eingesetzten Energiemix und der Energieeffizienz der eingesetzten Rechner im Netzwerk ab. Sedlmeier et al. (2020) kommen zu dem Schluss, dass grundsätzlich Nicht-Blockchain-basierte Systeme weniger energieintensiv sind als Blockchain-basierte Systeme, aber dass Nicht-Proof-of-Work-Blockchains[96] deutlich weniger energieintensiv sind als Proof-of-Work-Blockchains (wie beim Bitcoin der Fall). Summa summarum bedeutet dies, dass der Energieverbrauch der Blockchain sehr stark variiert mit den Designelementen des Netzwerkes. Die Klimawirkungen der Blockchain für die Klimaregulierung sollte daher im Auge behalten werden, dürften aber einer Anwendung nicht grundsätzlich im Wege stehen. Ggf. wäre das Design der Blockchain als Stellgröße anzupassen.

453. Die Expertenkommission fasst damit die Rolle der Digitalisierung für die Energiewende weiter als die Bundesregierung, die die digitale Transformation vor allem auf die Wirtschaft bzw. die Produktionsprozesse (Stichwort „Industrie 4.0“) sowie auf den Gebäude- und Verkehrssektor bezieht (vgl. Kapitel 13.2 in BMWi, 2020). Die Digitalisierung hat Chancen u. a. auch für die Klimaregulierung und kann den Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen (vgl. Kapitel 13). Die Expertenkommission empfiehlt, dass die Bundesregierung in ihren Forschungs- und Entwicklungs-Aktivitäten auch die Potentiale der Blockchain für die Klimaregulierung prüft, und unterstützt die generelle Absicht der Bundesregierung, „durch Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen“ „innovative Technologien kostengünstiger und marktfähig zu machen“ (vgl. Kapitel 14.1 in BMWi, 2020).

[95] Unter Mining ist die „Produktion“ von Bitcoin zu verstehen. Dieser Prozess ist energieintensiv, da dieser große Rechenleistung braucht, um die dazugehörigen kryptographischen Aufgaben zu lösen.

[96] Beispielsweise ist der Proof-of-Work Konsensmechanismus von Bitcoin sehr viel energieintensiver als der Proof-of-Stake oder der Proof-of-Authority Konsensmechanismus. Letztere braucht keine rechenintensiven kryptographischen Rätsel lösen. Einen Überblick liefern Eklund und Beck (2019). Vgl. auch Dittmar und Praktiknjo (2019) für eine vertiefte Diskussion zum Energieverbrauch des Bitcoin-Netzwerkes.

13 Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

Das Wichtigste in Kürze

Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits weitere wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. Dabei ist sicherzustellen, dass die notwendige Evaluierung aktueller und zukünftiger energie- und klimapolitischer Instrumente und Maßnahmen deren Implementierung nicht unverhältnismäßig hinauszögert. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen. Drei maßgebliche Ansätze werden kurz vorgestellt, darunter der multikriterielle Bewertungsansatz des Kopernikus-Projekts ENavi, das „Feasibility Framework“ des Intergovernmental Panel on Climate Change sowie eine aktuelle Studie des German-Japanese Energy Transition Council zur „Wasserstoff-Gesellschaft“.

Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status Quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz, Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können. Um das Raster für die Bewertung von Instrumenten und Maßnahmen und seine Flexibilität genauer zu verdeutlichen, wendet die Expertenkommission es zum einen auf die nationale CO_2-Bepreisung und zum anderen auf den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg beispielhaft an. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse tabellarisch festgehalten und zur optischen Unterstreichung der Bewertung werden die Farben der Energiewende-Ampel verwendet.

Die Bundesregierung bewertet in ihrem Monitoring-Bericht den Kohleausstieg als wirtschaftlich vernünftig. Allerdings reicht die Dynamik nicht aus, um ambitioniertere Klimaziele für das Jahr 2030 zu erreichen. Zudem ist die Umsetzung des Kohleausstiegs durch geringe Kosteneffizienz und hohe Gesamtkosten geprägt. Ein maßgeblicher Treiber sind die geplanten Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro an Kraftwerksbetreiber, die sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten sind. Sie verzerren darüber hinaus die Verteilung der entstehenden Lasten. Bei Bürgerinnen und Bürgern in betroffenen Kohleregionen ist dies besonders kritisch, da ihre Erwartungen an den Kohleausstieg historisch bedingt ohnehin negativ geprägt sind. Im Gegensatz zum Kohleausstieg ist die CO_2-Bepreisung eine kosteneffiziente Maßnahme zur Senkung von CO_2-Emissionen.

13.1 Bisherige Kriterienraster

454. Im Hinblick auf den Klimaschutzplan der Bundesregierung und das Langfristziel der weitgehenden Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 ist es wichtig, aktuelle und zukünftige energie- und klimapolitische Instrumente und Maßnahmen bereits vor ihrer Implementierung hinreichend zu evaluieren. Die Leitfrage muss dabei sein, inwiefern Instrumente und Maßnahmen innerhalb eines gegebenen Zeitraumes einerseits einen tatsächlichen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten können und andererseits wichtige Aspekte einer nachhaltigen Entwicklung beachten.

455. Die umweltbezogenen Aspekte der Nachhaltigkeit bei der Energieversorgung behandelt der achte Monitoring-Bericht vor allem unter der Überschrift „Umweltverträglichkeit der Energieversorgung“ (vgl. Kapitel 11 in BMWi, 2020). Die Bundesregierung zielt darauf ab, „auf Grundlage eines kontinuierlichen, wissenschaftlich begleiteten Monitorings die Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen des Energiesystems frühzeitig zu identifizieren“. Die Expertenkommission hat sich in vergangenen Stellungnahmen umfassend mit den Umwelt-, Natur- und Gesundheitswirkungen der Energiewende befasst. Mit dem hier vorgestellten Kriterienraster werden auch aktuelle Prozesse unterstützt, denn „um die Veränderungen des Umwelt- und Naturzustandes durch die Energiewende fachlich fundiert darzustellen, wird im Umweltbundesamt an der Entwicklung eines geeigneten Indikatorensatzes gearbeitet“. Aufbauend auf diesen Arbeiten soll „das künftige umweltbezogene Monitoring der Energiewende schrittweise entwickelt werden“ (vgl. Kapitel 11.1 in BMWi, 2020). Der nachfolgend vorgestellte Evaluationsansatz der Expertenkommission ist dabei jedoch weiter gefasst, insbesondere bezieht er auch ökonomische und soziale Aspekte der Energieversorgung mit ein. Insbesondere vermisst die Expertenkommission im Kapitel zur Umweltverträglichkeit die Diskussion der Interdependenzen zwischen diesen Dimensionen.

456. Bei der Evaluierung kann ein vorab definiertes Kriterienraster zur Systematik, Nachvollziehbarkeit und Transparenz beitragen, um zukünftige Entscheidungen strukturiert vorzubereiten. Es bietet zudem die Möglichkeit, die Wechselwirkungen, d. h. die Synergien und Zielkonflikte, zwischen einzelnen Kriterien, aber auch zwischen Maßnahmen selbst aufzuzeigen sowie alternative Maßnahmen anhand ihrer individuellen Stärken und Schwächen zu vergleichen. In der Literatur gibt es bereits unterschiedliche Vorstöße zu Kriterienrastern für Instrumente und Maßnahmen.

Multikriterieller Bewertungsansatz (ENavi)

457. Einen Vorstoß hat das Kopernikus-Projekt ENavi geleistet, das einen multikriteriellen Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende erstellt hat (Gaschnig et al., 2018). Der Bewertungsansatz entstand im Rahmen eines transdisziplinären Forschungsprozesses und umfasst mehrere Schritte. Im ersten Schritt werden mögliche politische Handlungsoptionen zu Maßnahmen gebündelt. Deren Folgen werden in einem zweiten Schritt abgeschätzt. Dazu werden sie als Szenarien in combuterbasierten Energiesystemmodellen simuliert. Durch die Verwendung verschiedener Modelle, darunter LIMES, TIMES, REMIND, E2M2 und NEWAGE, können Daten zu einer Vielzahl an Nachhaltigkeits-Aspekten generiert werden. Auf Basis der Daten und zusätzlicher Einschätzungen von Experten werden die Maßnahmen im dritten Schritt systematisch bewertet. Die Ergebnisse werden in einem Bewertungsprofil zusammengefasst.

458. Die Idee des ENavi geht jedoch noch einen Schritt über die reine Bewertung von Maßnahmen hinaus. Das Bewertungsprofil soll als Grundlage dienen, um Maßnahmen mit Akteuren aus der Praxis zu diskutieren. Diese können ihre Erfahrung und ihr Wissen einbringen, um einen iterativen Prozess anzustoßen, der in möglichst zielführende und zugleich nachhaltige Maßnahmen mündet. Zu erwähnen bleibt, dass die Kriterien ausgesprochen umfangreich und vielfältig sind. Der multikriterielle Bewertungsansatz aus dem Kopernikus-Projekt ENavi bildet eine maßgebliche Grundlage für das spätere Kriterienraster der Expertenkommission.

„Feasibility Framework“ (IPCC)

459. Auch von Seiten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) gibt es einen Ansatz. Dieser wurde im Zuge des IPCC Special Report 2019 publiziert (IPCC, 2019). Hintergrund des Special Report ist, dass die Unterzeichner des Pariser Klimaabkommens das IPCC darum baten, die Folgen einer Erderwärmung um 1,5°C, gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter, mit denen einer Erderwärmung um 2°C zu vergleichen. Das IPCC stellte fest, dass eine Beschränkung auf 1,5°C klare Vorteile hat, da extreme Wetterereignisse und der Anstieg des Meeresspiegels reduziert werden. Daraus ergab sich die Frage, welche Maßnahmen zur Erreichung des 1,5°C-Ziels ergriffen werden können und welche Hürden es hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit gibt.

460. Zur Beantwortung dieser Frage entwickelte das IPCC ein „Feasibility Framework“, d. h. einen Rahmen zur Evaluation der Umsetzbarkeit von Klimaschutzmaßnahmen. Es unterscheidet zwischen Minderungs- und Anpassungsmaßnahmen. Minderung umfasst alle Maßnahmen zur Begrenzung der Erderwärmung. Dazu zählen sowohl die Verringerungen und Vermeidungen von Treibhausgasemissionen als auch die Absorption bereits emittierter Treibhausgase. Anpassung bezieht sich auf Maßnahmen zur Eindämmung der Auswirkungen des Klimawandels.

461. Ziel der Evaluation ist kein „Ja“ oder „Nein“. Vielmehr soll gezeigt werden, an welchen Stellen es Hürden gibt und an welchen nicht. Dementsprechend wird die Umsetzbarkeit anhand von sechs verschiedenen Dimensionen betrachtet: ökonomisch, technisch, institutionell, soziokulturell, ökologisch und geophysikalisch. Jede Dimension umfasst wiederum mehrere Kriterien, die sich für Minderungs- und Anpassungsmaßnahmen unterscheiden (vgl. Tabelle 31).

462. Die Kriterien bilden den Ausgangspunkt, um die Umsetzbarkeit einer Maßnahme zu evaluieren. Zu Beginn stellt sich für jedes Kriterium die Frage, ob es für die jeweilige Maßnahme anwendbar ist. Für alle anwendbaren Kriterien wird eingeschätzt, ob es hinsichtlich der Umsetzbarkeit erhebliche, moderate oder keinerlei Hürden gibt. Für „erhebliche Hürden“, „moderate Hürden“ und „keinerlei Hürden“ vergibt das IPCC Punkte. Je geringer die Hürden, desto höher die Punktzahl. Aus den Punkten der einzelnen Kriterien wird im Anschluss ein Gesamturteil für jede Dimension gebildet. Dazu wird die Summe der Punkte durch die Anzahl der eingeschätzten Kriterien dividiert (gewichtetes Mittel). Somit gilt auch beim Gesamturteil: Je höher die Punktzahl, desto geringer die Hürden.

Tabelle 31: Kriterien zur Umsetzbarkeit von Anpassungs- und Minderungsmaßnahmen

Dimension	Kriterien	
	Anpassungsmaßnahmen	Minderungsmaßnahmen
Ökonomisch	Mikroökonomische Rentabilität Makroökonomische Rentabilität Effekte auf sozioökonomische Verwundbarkeit Effekte auf Beschäftigung und Produktion	Kostenffizienz Verteilungswirkungen Effekte auf Beschäftigung und Produktion
Technisch	Verfügbarkeit technischer Ressourcen Potential zur Risikovermeidung	Skalierbarkeit Reife eines Produkts Simplizität Risiken
Institutionell	Politische Akzeptanz Rechtliche Umsetzbarkeit Verfügbarkeit institutioneller Kapazitäten Transparenz	Politische Akzeptanz Rechtliche Umsetzbarkeit Verfügbarkeit institutioneller Kapazitäten Transparenz
Soziokulturell	Soziale Nebeneffekte Soziokulturelle Akzeptanz Soziale und regionale Integrität Generationengerechtigkeit	Soziale Nebeneffekte Öffentliche Akzeptanz Soziale und regionale Integrität Generationengerechtigkeit Menschliche Verwirklichungschancen
Ökologisch	Ökologische Tragfähigkeit Anpassungskapazität	Reduktion von Luftverschmutzung Reduktion toxischen Mülls Wasserverbrauch Biodiversität
Geophysikalisch	Physikalisches Leistungspotential Flächennutzung Gefahrenrisiken	Physikalisches Leistungspotential Flächennutzung Ressourcenverbrauch Möglichkeiten zur globalen Verbreitung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von IPCC (2019)

„Hydrogen Society“ (GJETC)

463. Während das IPCC einen eindeutigen Fokus auf die Umsetzbarkeit von Maßnahmen legt, legt das German-Japanese Energy Transition Council (GJETC) einen thematischen Schwerpunkt und konzentriert sich mit einem seiner aktuellen Studienprogramme auf die „Wasserstoff-Gesellschaft“ (GJETC, 2020). Ausgangspunkt ist die Erkenntnis, dass Wasserstoff eine Schlüsselrolle für die Zukunft unseres Energiesystems spielt (vgl. Kapitel 11). Unter dieser Prämisse entwickelt das GJETC spezifische Kriterien für die Produktion nachhaltigen Wasserstoffs.

464. Zentral für alle Arten von Wasserstoff ist die CO_2-Bilanz im Vergleich zu fossilen Brennstoffen. Diese wird auf Basis einer Lebenszyklusanalyse ermittelt, die alle Emissionen berücksichtigt, die bei der Produktion des Wasserstoffs anfallen. Sofern erforderlich, umfasst das auch Emissionen, die durch Wasserentsalzung und verstärkte Landnutzung entstehen.

465. Wasser ist im Bereich der Wasserstoffproduktion jedoch auch ein eigenes Kriterium einer nachhaltigen Produktion. Besonders in ariden Regionen muss sichergestellt werden, dass die Wasserversorgung nicht negativ beeinflusst und notfalls durch zusätzliche Meerwasserentsalzungsanlagen gesichert wird. Aber auch in nicht-ariden Regionen gilt es, nachhaltige Wassermanagementpläne zu erstellen und strikt einzuhalten.

466. Die Produktion von Wasserstoff beansprucht neben Wasser auch erhebliche Landflächen. Grundsätzlich gibt es Regionen, die aufgrund von heißem oder windigem Wetter nicht nur dünn besiedelt sind, sondern auch ein hohes Potenzial für die Produktion von Wasserstoff bieten (vgl. Kapitel 11). Sofern diese Produktion jedoch mit Siedlungen, Naturschutzgebieten, bestehender Infrastruktur oder der Nahrungsmittelproduktion um Raum

konkurriert, können Konflikte entstehen. Im Sinne einer nachhaltigen Wasserstoffproduktion muss somit darauf geachtet werden, die Landnutzung zu begrenzen und Konflikte abzumildern. Als ersten Schritt in diese Richtung nennt das GJETC den Grundsatz, die Nutzung von Naturschutzgebieten zur Wasserstoffproduktion zu untersagen.

467. Anstatt sich negativ auf die Gegebenheiten vor Ort auszuwirken, sollte der Aufbau von Anlagen und Infrastrukturen zur Erzeugung von Wasserstoff lokale Gemeinschaften in ihrer nachhaltigen Entwicklung unterstützen. Dieses soziale und ethische Kriterium der Wasserstoffproduktion ist die Grundlage einer fairen Partnerschaft zum Aufbau globaler Wertschöpfungsketten.

13.2 Kriterienraster und zu beachtende Aspekte

468. Trotz ihres unterschiedlichen Fokus folgen die bisherigen Kriterienraster demselben Grundgedanken einer möglichst nachhaltigen Gestaltung von Klimaschutzmaßnahmen [97]. Zudem haben sie gemein, dass sie ähnliche oder manchmal sogar identische Kriterien betrachten. Die Expertenkommission subsumiert die bisherigen Vorstöße zu einem Kriterienraster für Instrumente und Maßnahmen, das die Bundesregierung auf dem Weg zur langfristigen Klimaneutralität unterstützen und eine ganzheitliche Beurteilung ermöglichen soll. Das Raster besteht aus insgesamt 14 Kriterien, die auf die Alternativen und den Status Quo gleichermaßen angewendet werden sollten: Effektivität, Kosteneffizienz / Gesamtkosten, zeitliche Aspekte, wirtschaftliche Planungssicherheit, Beitrag zur Wirtschaftsleistung, Resilienz, Umwelt- und Ressourcenschonung, Schutz der menschlichen Gesundheit, Governance, Legalität, ethische Akzeptanz, Legitimität, Förderung des sozialen Zusammenhalts, Synergien und Zielkonflikte. Zu den einzelnen Kriterien werden wiederum unterschiedliche Aspekte und Indikatoren angeführt, die zur Bewertung herangezogen werden können (vgl. Tabelle 32).

469. In der Vergangenheit hat die Expertenkommission bei der Förderung einer nachhaltigen Entwicklung bereits eine möglichst umfassende Perspektive gewählt. Dies hat sich z. B. durch den Einbezug des sozialen Nachhaltigkeitsbarometers des IASS in die Energiewende-Ampel oder die Aufnahme von Nachhaltigsaspekten in die Leitsätze eines guten Energieeffizienz Monitorings (Kapitel 5.4 in EWK, 2015) geäußert. Entsprechend wurde auch für die nachfolgenden Kriterien eine möglichst umfassende Perspektive gewählt.

470. Die Kriterien bieten zudem einen Anknüpfungspunkt an die Sustainable Development Goals (SDGs) der 2030-Agenda für eine nachhaltige Entwicklung, die bereits 2015 von den Staats- und Regierungschefs der Vereinten Nationen verabschiedet wurde. In gewisser Weise lassen sich die Kriterien sogar direkt aus den SDGs ableiten. Das spätere Kriterium der Effektivität folgt beispielsweise aus SDG13 „Take urgent action to combat climate change and its impacts“ (United Nations, 2015).

471. Zu beachten ist, dass die Kriterien kein starres System bilden. Sie sind ein flexibles Instrument und können jeweils an die zu evaluierende Maßnahme angepasst werden. Je nach Relevanz, können auch weitere Kriterien hinzugefügt oder Kriterien weggelassen werden. Sinnvoll ist ein Tableau, das eine möglichst geringe Komplexität aufweist und dennoch eine strukturierte Diskussion erlaubt.

[97] Für den Verkehr liegen keine gleichermaßen umfassenden Kriterienraster vor, sondern vielmehr eine Vielzahl von Kriterienrastern, die spezifischen Zielsetzungen folgen oder auf spezifische Verkehrsmittel abzielen. Das auf europäischer Ebene vorhandene Kriterienraster der Sustainable Urban Mobility Plans (SUMP) bezieht sich nicht alleine auf Energie- und/oder klimarelevante Aspekte und verbindet sowohl inhaltliche als auch prozessuale Aspekte für mehr Nachhaltigkeit im städtischen Kontext.

472. Das Raster beginnt mit der Betrachtung der *Effektivität*, d. h. inwiefern eine Maßnahme einen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leistet. Die Effektivität kann anhand quantitativer Indikatoren, wie der Reduktion von Treibhausgasen oder des Primärenergieverbrauchs, gemessen werden.

473. Damit die Treibhausgasneutralität nicht nur möglichst schnell, sondern auch möglichst effizient erreicht wird, müssen auch die Kosten von Maßnahmen betrachtet werden. Stichhaltige Aussagen über die finanziellen Belastungen, die aus einer Maßnahme resultieren, lassen sich mit dem Kriterium *Kosteneffizienz bzw. Gesamtkosten* treffen. Die Kosteneffizienz setzt den Effekt einer Maßnahme in Relation zu deren Kosten. Als Indikatoren können die Kosten pro eingesparter Einheit CO_2 (Euro pro t CO_2) oder die Kosten pro eingesparter kWh (Euro pro kWh) dienen. Bei den Gesamtkosten einer Maßnahme gibt es absolute und relative Indikatoren. Erstere betrachten die Kostenbelastung für Unternehmen, Sektoren und die gesamte Volkswirtschaft im Aggregat (aggregierte Letztverbraucherausgaben). Letztere setzen die Kostenbelastung in Relation zur Wertschöpfung oder dem Bruttoinlandsprodukt. Erwähnenswert sind dabei die Energiestückkosten (Energiekosten pro Einheit der Bruttowertschöpfung). Ihre Betrachtung ist sinnvoller als die reine Betrachtung von Energiepreisen, da sie sowohl die Energiekosten (beeinflusst durch Energiepreise und Energieverbrauch) als auch die Bruttowertschöpfung berücksichtigen.

474. Für jede Maßnahme müssen der *Zeithorizont und der optimale Zeitpunkt der Implementierung* evaluiert werden. Es fragt sich, ob sie langfristig und/oder kurzfristig sinnvoll ist und ob sie zur Erreichung lang- und/oder kurzfristiger Ziele beiträgt. Maßnahmen, die in der kurzen Frist sinnvoll sind, sind dies in der langen Frist womöglich nicht. Ein Beispiel findet sich im Bereich des Wasserstoffs (vgl. Kapitel 11). Reallabore und die Förderung von Forschung und Entwicklung sind in der kurzen Frist sinnvoll, um die Entwicklung unmittelbar und schnell voranzutreiben. In der langen Frist sind sie jedoch zu kostenintensiv und ineffizient. Zudem sind sie nicht großflächig skalierbar. Stattdessen muss in der langen Frist ein marktgetriebener Durchbruch stattfinden, wofür sich wiederum marktliche Maßnahmen wie eine CO_2-Bepreisung eignen. Neben dem Zeithorizont, über den Maßnahmen sinnvoll sind, ist es auch wichtig, den richtigen Zeitpunkt für die Implementierung einer Maßnahme zu bestimmen. Betrachtet man wieder die Forschung und Entwicklung im Bereich des Wasserstoffs, kann es womöglich Vorteile bieten, Maßnahmen vorzuziehen. Dadurch könnte ein First-Mover-Advantage erlangt oder die technologische Vorreiterrolle deutscher Unternehmen gestärkt werden. Die Expertenkommission ist sich bei der Aufstellung dieses Kriteriums bewusst, dass in der Realpolitik oftmals keine großen Umbrüche in der kurzen Frist durchsetzbar sind. Dagegen sprechen Rigiditäten und Pfadabhängigkeiten sowie die Gefahr, den Rückhalt und die Akzeptanz von Seiten der Bevölkerung zu verlieren. Nichtsdestotrotz sollte die Bundesregierung eine langfristige Vision für die Energiewende und die Klimaneutralität entwickeln und ihre Maßnahmen konsequent daran ausrichten.

475. Die *wirtschaftliche Planungssicherheit* ist ein relevantes Kriterium für Akteure deren Investitionen einen Beitrag zur Erreichung der Treibhausgasneutralität darstellen. Sie kann u. a. über die erwartete Rendite gemessen werden, die mit einer Investition einhergeht. Wie hoch das Mindestmaß an erwarteter Rendite sein sollte, ist kontextspezifisch. Es hängt von den wirtschaftlichen und politischen sowie den unternehmensinternen Rahmenbedingungen ab. So sind viele Unternehmen gewohnt und in der Lage, mit Unsicherheiten im operativen Geschäft umzugehen, wohingegen viele Haushalte sie womöglich als unzumutbar betrachten würden.

476. Da für die Treibhausgasneutralität bis 2050 eine langfristige und vorausschauende Perspektive eingenommen werden muss, ist es für Maßnahmen auch entscheidend, inwiefern sie einen *Beitrag zur Wirtschaftsleistung* darstellen. Dieser kann über eine Steigerung der Innovationskraft, des Wettbewerbs oder der Beschäftigung geleistet werden. Ein Erfolg für die Beschäftigung ist dabei nicht nur eine reine Steigerung, sondern auch die Vermeidung prekärer Beschäftigungsverhältnisse, insbesondere von Beschäftigungen im Niedriglohnsektor,

Leih- und Zeitarbeitsverhältnissen sowie unfreiwilligen Teilzeitbeschäftigungen. Auch wenn Maßnahmen augenscheinlich keinen direkten Effekt auf die Wirtschaftsleistung haben, muss hinterfragt werden, ob nicht dennoch Effekte auftreten können. Besonders im internationalen Kontext können Verzerrungen des Wettbewerbs oder Verzerrungen von Preisen zu einer Abwanderung von Unternehmen führen. Damit kann sowohl eine Abwanderung von Kapital und Arbeitsplätzen als auch von Emissionen verbunden sein („Carbon Leakage"). Derartige Effekte werden beispielsweise im Kontext der nationalen CO_2-Bepreisung diskutiert (vgl. Kapitel 13.3).

477. Ein Kriterium, das im Zuge der Corona-Pandemie an Bedeutung gewonnen hat, ist die *Resilienz*. Sie bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, mit Störungen umzugehen und hängt von Diversität, Redundanz, Feedbackmechanismen, flexiblen Kopplungen und Modularität ab. Ist ein System divers, wirken sich Störungen unterschiedlich auf dessen einzelne Bestandteile aus. Dadurch kann die Gesamtwirkung von Störungen verringert werden. Redundanz bezeichnet, wie viele gleichartige Bestandteile in einem System vorhanden sind (numerisch) und wie viele dieser Bestandteile eine gleichartige Funktion übernehmen können (funktionell). Bei Störungen liefern Feedbackmechanismen Informationen und stärken die Lernfähigkeit eines Systems, wohingegen flexible Kopplungen es ermöglichen, einzelne Bestandteile schnell voneinander zu trennen. Sind die Bestandteile zudem modular, ist es leichter, fehlerhafte Bestandteile zu ersetzen.

478. Ein durchaus offensichtliches Kriterium für nachhaltige Entwicklung ist die *Umwelt- und Ressourcenschonung*. Dabei geht es sowohl um die Inanspruchnahme erneuerbarer (Luft, Wasser, Boden, etc.) und nicht erneuerbarer Ressourcen als auch um die Funktion unserer Umwelt als Senke. Um diese Funktion zu erhalten, sollte die maximale Kapazität zur Assimilation nicht überschritten werden. Wie hoch diese Grenze ist, bleibt bislang unklar. Nichtsdestotrotz – oder gerade deswegen – sollten Emissionen, Belastungen des Grundwassers und die Menge an Sonderabfall als Indikatoren berücksichtigt werden. Neben quantitativen Indikatoren, können für die Umwelt- und Ressourcenschonung aber auch deskriptive Indikatoren berücksichtigt werden. Sie sind für die kulturelle Funktion der Natur bestimmt und bringen zum Ausdruck, dass sie unser Leben nicht nur erhält, sondern auch bereichert.

479. Das Kriterium „*Schutz der menschlichen Gesundheit*" bezieht sich auf die negativen gesundheitlichen Auswirkungen, die durch Energieproduktion, -transport und -nutzung entstehen. Gesundheitsgefahren können über Nahrungsmittel, Luft und Trinkwasser, aber auch über Lärm und Strahlung zu Stande kommen. Messbar werden sie über quantitative Indikatoren, wie die Konzentration von Feinstaub (PM2.5 und PM10) in der Luft oder die Nitratkonzentration im Grundwasser (Milligramm pro Liter).

480. Unter den Aspekt der *Governance* fällt, dass Maßnahmen eine einfache Koordinierung auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene erlauben müssen, damit der Wandel zur Klimaneutralität nicht gebremst wird. Einen Vorteil bieten dabei zentrale marktliche Maßnahmen, da sie über unterschiedliche regulatorische Ebenen gleichermaßen wirken. In Zeiten von Schocks und Krisen bieten sie zudem den Vorteil, dass sie sich über Preismechanismen automatisch anpassen. Bestehende administrative Kapazitäten können somit anderweitig zur Krisen-Bekämpfung eingesetzt werden.

481. Legalität beinhaltet drei Aspekte: Die rechtsetzenden Akteure und ihre Kompetenzbereiche, die rechtliche Handlungsform, in der die Maßnahme umgesetzt wird, sowie eine Vereinbarkeitsprüfung mit dem geltenden Recht. Sofern die Akteure und die Handlungsform einer Maßnahme bereits feststehen, erfolgt ausschließlich die Prüfung, ob die Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar ist. Sollte die Prüfung ergeben, dass sie mit dem geltenden Recht unvereinbar ist, können Änderungsvorschläge unterbreitet werden. Sofern die Ausgestaltung noch unvollständig ist, kann empfohlen werden, welche Akteure eine Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar machen, und bei welcher rechtlichen Handlungsform dies der Fall ist. Die Prüfung, ob eine Maßnahme mit dem geltenden Recht vereinbar ist, muss dabei sowohl auf nationaler Ebene als auch auf internationaler Ebene

erfolgen. Für Maßnahmen, die einzelne Handelsregionen schützen sollen (beispielsweise ein Border Carbon Adjustment), ist insbesondere die WTO Konformität zu prüfen.

482. Die *ethische Akzeptanz* orientiert sich daran, ob die möglichen Risiken zumutbar und die Selbstbestimmungsrechte der betroffenen Individuen uneingeschränkt sind. Hinzu kommt, ob die entstehenden Lasten gerecht verteilt sind. Die Bedeutung dieses Aspekts wurde auch in der Vergangenheit bereits von der Expertenkommission betont und beispielsweise in die Leitsätze eines guten Energieeffizienz-Monitorings integriert (vgl. Kapitel 5.4 in EWK, 2015). Genau wie die Legalität umfasst auch die ethische Akzeptanz eine internationale Perspektive. Diese knüpft sogar unmittelbar an die Legalität an und ist gewissermaßen eine erweiterte Prüfung. Grund ist, dass international legale Maßnahmen nicht zwangsläufig ethisch akzeptabel sind. Sie müssen eine Grundlage für faire internationale Partnerschaften bilden. In Hinblick auf zukünftige Wasserstoff-Partnerschaften mit afrikanischen und asiatischen Ländern und den Aufbau globaler Wertschöpfungsketten gewinnt dieser Aspekt an Bedeutung. Um international Verantwortung zu tragen, müssen Aufbau und Infrastruktur der Anlagen die jeweiligen Länder in ihrer nachhaltigen Entwicklung unterstützen. Insbesondere bei der ethischen Akzeptanz gilt der Grundsatz, dass die Unterkriterien kein starres System bilden. Erst wenn eine Maßnahme vollständig ausgestaltet ist, sollten die genauen Unterkriterien zur Bewertung festgelegt werden.

483. Ein erster Schritt zur *Legitimität* einer Maßnahme ist eine lückenlose Legitimationskette der verantwortlichen Institution. Hinzu kommt, ob die der Entscheidung Unterworfenen das grundsätzliche Vorgehen als fair und rechtmäßig empfinden, unabhängig davon, ob die Maßnahme ihren Präferenzen entspricht. Darauf aufbauend wird die Legitimität gestärkt, wenn die Maßnahme selbst mit dem grundsätzlichen Narrativ aller beteiligten Akteure übereinstimmt. Entspricht sie darüber hinaus den individuellen Meinungsbildern der Akteure, ist die Legitimität tendenziell hoch.

484. Die *Förderung des sozialen Zusammenhalts* bildet heute und in Zukunft einen Grundstein für unser gesellschaftliches Zusammenleben. Aspekte, die den sozialen Zusammenhalt fördern, wurden bereits bei der ethischen Akzeptanz und der Legitimität beschrieben. Im Gegensatz dazu, richtet sich der Blick an dieser Stelle auf die Daseinsvorsorge. Gegenüber gegenwärtigen Mitgliedern der Gesellschaft besteht die Verpflichtung, entstehende Lasten gerecht zu verteilen und verwundbare Gruppen zu schützen. Für die Generationengerechtigkeit muss aber auch zukünftigen Mitgliedern der Gesellschaft ein ausreichendes Maß an technischer Infrastruktur hinterlassen werden. Dafür muss der Staat einerseits als Investor auftreten, um Infrastrukturen zu erhalten und auszubauen (Ausgabenseite des Haushalts). Andererseits muss er Einnahmen generieren, um zukünftige Investitionen zu ermöglichen.

485. Als Anmerkung zum Schluss des Kapitels, soll auf *Synergien und Zielkonflikte* zwischen Maßnahmen eingegangen werden. Diese sind zwar kein Kriterium im engeren Sinne, können aber aufgrund ihrer Bedeutsamkeit dennoch explizit bei der Evaluation von Maßnahmen angeführt werden. Es besteht die Gefahr, dass man viele einzelne Instrumente/Maßnahmen anhand des Rasters evaluiert, aber übersieht, dass das Zusammenspiel der Maßnahmen nicht passt. Bei der Evaluierung muss immer eine ganzheitliche Perspektive eingenommen werden, die auf die langfristige Vision der Klimaneutralität ausgerichtet ist. Maßnahmen müssen daher in Bezug zueinander gesetzt und ihre Synergien und Trade-offs erfasst werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass man sich in kleinteiligen Maßnahmen verliert oder Maßnahmen die gleiche Zielrichtung besitzen, jedoch schlecht miteinander verzahnt sind. Im Verkehrssektor dienen Flottengrenzwerte beispielsweise der Emissionsminderung, überschneiden sich jedoch mit der zukünftigen nationalen CO_2-Bepreisung, die bei der Zielerreichung effizienter und kostengünstiger sein kann (Paltsev et al., 2018). Hinzu kommt bei den Synergien und Zielkonflikten, dass diese bei gewissen Maßnahmen auch zwischen den einzelnen Kriterien existieren können. Ein besonders aufwendiger Legitimationprozess kann beispielsweise die zeitliche Umsetzung einer Maßnahme verzögern. Dadurch

bietet sich ein Zielkonflikt mit den zeitlichen Aspekten und es besteht die Gefahr, dass der optimale Zeitpunkt der Implemetierung verpasst wird.

Tabelle 32: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 1

Kriterium	Aspekte und Indikatoren	
Effektivität	Klimaschutz	Reduktion von Treibhausgasemissionen
	Erneuerbare Energien	Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch
		Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrs
	Energieeffizienz bzw. Energieverbrauch	Reduktion des Primärenergieverbrauchs
		Endenergieproduktivität
		Reduktion des Wärmebedarfs im Gebäudesektor
		Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	Kosteneffizienz	Kosten pro CO_2-Einsparung (Euro pro t CO_2)
		Kosten pro eingesparter kWh (Euro pro kWh)
	Gesamtkosten	Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Verkehr (absolute Betrachtung)
		Aggregierte Letztverbraucherausgaben für Strom, Wärme und Verkehr pro Einheit des BIP (relative Betrachtung)
Zeithorizont und optimaler Zeitpunkt der Implementierung	Übereinstimmung mit langfristiger Vision	
	Optimaler Zeitpunkt der Implementierung	
	First-Mover-Advantage	
	Rolle als Vorreiter hinsichtlich Technologie und Klimaschutz	
	Langfristige Wirkung	
	Kurzfristige Wirkung	
	Reife des Produkts und Skalierbarkeit	
Wirtschaftliche Planungssicherheit	Planungssicherheit für Investitionen in die Klimaneutralität	Erwartete Rendite
		Unsicherheiten
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	Direkte Effekte	Erwarteter BIP-Zuwachs
		Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs
		Innovationskraft
		Beschäftigung
	Indirekte Effekte	Abwanderung von Unternehmen, Kapital und Arbeitsplätzen
		Verzerrung von Wettbewerbsbedingungen
		Verzerrung von Preisen
Resilienz	Diversität	
	Redundanz	
	Feedbackmechanismen	
	Flexible Kopplungen	
	Modularität	

Tabelle 33: Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität (Perspektive 2030 und 2050), Teil 2

Kriterium	Aspekte und Indikatoren	
Umwelt- und Ressourcenschonung	Erneuerbare Ressourcen	Flächenverbrauch
		Wasserverbrauch
	Nicht-erneuerbare Ressourcen	Ressourcenverbrauch
		Ressourcenproduktivität
		Verbrauch an kritischen Rohstoffen (z. B. seltene Erden)
	Umwelt als Senke	Emission von Feinstaub, Stickstoffdioxid und Schwefeldioxid
		Nitratkonzentration im Grundwasser
		Menge an Sonderabfall
	Kulturelle Funktion der Natur	Landschaftsbild (deskriptive Indikatoren)
	Biodiversität	
Schutz der menschlichen Gesundheit	Nahrungsmittel	Energiebezogene Emissionen von Cadmium, Blei und Quecksilber
	Luft	Konzentration von Feinstaub, bodennahem Ozon, Stickstoffdioxid und Schwefeldioxid
	Wasser	Stickstoffeintrag pro Einheit landwirtschaftlicher Fläche
	Lärm und Strahlung	Anzahl der Tage eines Jahres mit Grenzwertüberschreitungen
Governance	Koordinierungsbedarf zwischen regionaler, nationaler und europäischer Ebene	
	Kohärente Gestaltung von Maßnahmen	
Legalität	Rechtsetzende Akteure	
	Rechtliche Handlungsform	
	Vereinbarkeit mit geltendem Recht	National
		International
	WTO Konformität	
Ethische Akzeptanz		
	Zumutbarkeit der entstehenden Risiken für die Betroffenen	
	Vereinbarkeit mit dem Selbstbestimmungsrecht	
	Generationengerechtigkeit	
	Aufbau fairer internationaler Partnerschaften	
	Internationale Verantwortung	
Legitimität		
	Legitimität des Verfahrens	Akzeptanz des Verfahrens
		Verfahrensstandards
		Transparenz des Verfahrens
		Teilhabe am Verfahren
	Legitimität der Maßnahme selbst	Übereinstimmung mit grundsätzlichem Narrativ aller Akteursgruppen
		Übereinstimmung mit individuellen Meinungsbildern der Akteure
Förderung des sozialen Zusammenhalts	Daseinsvorsorge für gegenwärtige Mitglieder der Gesellschaft	Schutz vulnerabler Gruppen
		Gerechte Lastenverteilung (gegenwärtige Generation)
	Daseinsvorsorge für zukünftige Mitglieder der Gesellschaft	Auswirkungen auf Einnahmen und Ausgaben des öffentlichen Haushalts
	Generationengerechtigkeit (generationsübergreifend)	
Synergien und Zielkonflikte	Synergien	
	Zielkonflikte	
	Überschneidung mit Maßnahmen gleicher Zielsetzung	

Quelle: Eigene Darstellung

13.3 Anwendung des Kriterienrasters

486. Das transdisziplinäre Forschungsprojekt ENavi hat auch bei der Anwendung von Kriterienrastern einen Vorstoß geleistet. Es hat zum Kohleausstieg unterschiedliche Szenarien erstellt, computerbasiert simuliert und die Ergebnisse anhand des eigenen multikriteriellen Bewertungsansatzes evaluiert (Gaschnig et al., 2020). Auf dieser Vorarbeit sowie den vielfältigen wissenschaftlichen Erkenntnissen des BMBF Förderschwerpunkts „Ökonomie des Klimawandels II“ basiert die nachfolgende Evaluierung des Kohleausstiegs und der nationalen CO_2-Bepreisung für Wärme und Verkehr.

Kohleausstieg

487. Analog zur obigen Vorstellung des Kriterienrasters beginnt die Evaluierung mit der Effektivität, die im Fall des Kohleausstiegs nur bedingt gegeben ist. Durch seine ordnungsrechtliche Ausgestaltung führt der Kohleausstieg zwar mit Sicherheit zu einem Ende der Kohleverstromung, jedoch wird er nicht ausreichen, um das langfristige Ziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen (Oei et al., 2019). Im Gegenzug bietet der Kohleausstieg Planungssicherheit für Energieproduzenten, aber auch für Investoren. Letztere werden bestärkt, Investitionen in fossile Energien auslaufen zu lassen und stattdessen in alternative Energieinfrastrukturen zu investieren (Kriegler et al., 2018). Ein positiver Nebeneffekt ist dabei die Verringerung der Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger (Hainsch et al., 2020).

488. In den betroffenen Regionen trägt der Kohleausstieg zur Schonung von Umwelt und Ressourcen bei und hat einen positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit (Rauner et al., 2020). Negativ ist jedoch, dass das Ende der Kohleverstromung aller Voraussicht nach zu einer Verringerung der Beschäftigung führen wird. Dieser Effekt ist bereits in den 1960er und 1990er Jahren durch den Niedergang der Braun- und Steinkohleförderung eingetreten. Umfangreiche Ausgleichszahlungen an Beschäftigte und Unternehmen konnten damals keine neuen Perspektiven und Einkommensquellen schaffen (Brauers et al., 2020). Die negativen historischen Erfahrungen dürfen sich weder wiederholen noch die Erwartungen der Bevölkerung prägen. Notwendig ist ein rascher Strukturwandel, der nachhaltige und innovative Arbeitsplätze schafft. Zu begrüßen ist daher das im August in Kraft getretene Strukturstärkungsgesetz, das mit 40 Mrd. Euro die Digitalisierung, den Ausbau von Verkehrsinfrastruktur sowie Forschung und Entwicklung in den betroffenen Regionen fördert.

489. Auf Seiten der Energieproduzenten und Unternehmen entwertet der Kohleausstieg einen Teil der bisherigen Infrastruktur (van der Ploeg und Rezai, 2020). Es entstehen „Stranded Assets“. Durch die Entwertung hätten sich politische Widerstände formieren können, die den Kohleausstieg womöglich in seiner Umsetzung hätten beeinflussen können (Meng und Rode, 2019). Ein Versuch, diese Widerstände abzuwenden, sind die angedachten Entschädigungszahlungen in Höhe von 4,35 Mrd. Euro. Diese sind sowohl hinsichtlich ihres Umfangs als auch ihrer Notwendigkeit kritisch zu betrachten (Matthes et al., 2020). Sie erhöhen nicht nur die Gesamtkosten des Kohleausstiegs, sondern verzerren auch die Verteilung der entstehenden Lasten. Sie machen den Kohleausstieg zu einem teuren Signal, das Deutschlands Rolle als Vorreiter im Klimaschutz aufzeigen soll. Ein Ende der Kohleverstromung hätte jedoch kostengünstiger und effizienter durch eine CO_2-Bepreisung erreicht werden können. Sofern der Green Deal zu höheren CO_2-Preisen führt, kann sogar der Fall eintreten, dass der ordnungsrechtliche Kohleausstieg zu langsam ist.

490. Vor diesem Hintergrund hat die Expertenkommission in der Vergangenheit bereits sowohl eindringlich darauf hingewiesen, möglichst auf Entschädigungen zu verzichten, als auch den Kohleausstieg auf Basis des Green Deals neu zu bewerten und gegebenenfalls nachzubessern (Kapitel 4 in EWK, 2020).

Tabelle 34: Evaluierung des Kohleausstiegs auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Führt mit Sicherheit zum Ende der Kohleverstromung (ist jedoch nicht ausreichend um langfristige Klimaziele zu erreichen).
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	-	Erfordert in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung Entschädigungszahlungen von 4,35 Mrd. Euro.
Zeitliche Aspekte	-	Kurzfristiges und zugleich teures Signal, das die deutsche Vorreiterrolle aufzeigen soll. Mittelfristig hätte ein Ausstieg auch über die CO_2-Bepreisung erfolgen können. Sofern der Green Deal in höhere CO_2-Preise übersetzt wird, kann der ordnungsrechtliche Kohleausstieg sogar zu langsam sein.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	+	Liefert Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber und Investoren.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	-	Kann zu einer Verringerung der Beschäftigung führen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	+	Schont Umwelt und Ressourcen.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit, u. a. weil die CO_2-Bepreisung zu einem verringerten Einsatz fossiler Energieträger führt und damit auch zu einer Reduktion von Luftschadstoffen etc.
Governance	0	Entfaltet Wirkung auf regionaler und nationaler Ebene, adressiert jedoch ausschließlich die Energieproduktion.
Legalität	+	Verabschiedung durch Bundesrat und Bundestag am 03.07.2020. Am 14.08.2020 in Kraft getreten.
Ethische Akzeptanz	-	Entschädigungszahlungen verzerren Verteilung der entstehenden Lasten.
Legitimität	0	Erwartung an den Kohleausstieg kann durch historische Erfahrung negativ geprägt sein.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Strukturbruch in den betroffenen Regionen muss verhindert werden, um Rückhalt der Energiewende in der Bevölkerung nicht zu gefährden.
Synergien und Zielkonflikte	-	Kohleausstieg verfolgt das gleiche Ziel wie das EU ETS und die nationale CO_2-Bepreisung, ist jedoch die ineffizientere Maßnahme.

Quelle: Eigene Darstellung

CO_2-Bepreisung für Wärme und Verkehr

491. Im Januar 2021 startet die nationale CO_2-Bepreisung für Heiz- und Kraftstoffe. Diese beginnt zunächst mit einem Festpreis von 25 Euro/t CO_2, der schrittweise auf bis zu 55 Euro im Jahr 2025 ansteigt. Im Anschluss wird der fixe CO_2-Preis in ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) überführt, wobei für 2026 eine Preisunter- und Preisobergrenze von 55 Euro bzw. 65 Euro gelten. Mit dieser Maßnahme verstärkt die Bundesregierung ihre Anstrengungen, die langfristige Vision der Klimaneutralität zu erreichen. Die Bepreisung von CO_2 über das EU ETS hinaus verdeutlicht zudem die deutschen Bemühungen beim Klimaschutz. Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung ein kosteneffizientes Mittel zur Senkung von Emissionen und wirkt sowohl über mehrere Sektoren als auch über mehrere Governance Ebenen (regional und national) hinweg. Sofern die nationale CO_2-Bepreisung mittelfristig in das EU ETS übergeht, wirkt sie auch auf europäischer Ebene, wodurch der positive Governance

Aspekt verstärkt wird. Da der Übergang der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS bereits angedacht ist (Bundesregierung, 2019), könnte sich die Umsetzung beschleunigen.

492. Trotz dieser positiven Aspekte bleibt die Effektivität der CO_2-Bepreisung fragwürdig. Grund ist die aktuelle Ausgestaltung. Zur Erreichung der Klimaziele ist ein deutlich höherer und steilerer Preispfad notwendig (Edenhofer et al., 2019a). Dies gilt, obwohl die Bundesregierung ihren Beschluss bereits im Mai nachgebessert und den ursprünglichen Preispfad auf die oben genannten Werte angehoben hat. In der langen Sicht kommt hinzu, dass ein gegenwärtig zu geringer CO_2-Preis durch einen zukünftig umso höheren CO_2-Preis ausgeglichen werden muss, um eine versäumte Reduktion der Emissionen aufzuholen. Ob die Bundesregierung nach 2026 einen steileren Preiskorridor anstrebt, bleibt jedoch ungewiss. Das Fehlen des Preiskorridors hat auch zur Folge, dass die Planungssicherheit für Unternehmen und private Haushalte sinkt. Diese kennen lediglich die Entwicklung des Fixpreises bis 2025 und den Preiskorridor für 2026. Hinsichtlich der Entwicklung nach 2026 herrscht Unsicherheit.

493. Eine Überlappung bietet die CO_2-Bepreisung mit den bestehenden Flottengrenzwerten im Verkehrssektor. Diese haben die gleiche Zielsetzung wie die CO_2-Bepreisung und waren bislang noch die wirksamste Maßnahme zur Reduzierung der Emissionen im Verkehrssektor. Langfristig bietet die CO_2-Bepreisung jedoch mehr Optionen zur Emissionsreduktion, verringert Rebound-Effekte und ist kosteneffizienter[98] (Paltsev et al., 2018).

494. In der öffentlichen Debatte ist die Lastenverteilung der CO_2-Bepreisung ein viel diskutierter Punkt. Die Emissionsrechte müssen von allen Unternehmen, die Heiz- und Brennstoffe in Umlauf bringen, erworben werden, sodass die Zahllast bei ihnen liegt. Die Traglast, d. h. wer letztlich die Kosten der CO_2-Bepreisung trägt, weicht jedoch von der Zahllast ab und wird vom Marktumfeld bestimmt. Die Last der Nachfrager ist umso größer, je unelastischer sie reagieren, d. h. je weniger sie ihre Nachfrage bei einer Erhöhung der Preise reduzieren. Die Literatur zu Preiselastizitäten ist unterschiedlich umfangreich für den Verkehrs- und den Wärmesektor (Frondel & Vance, 2018; Pothen & Tovar Reaños, 2018). Sie zeigt jedoch für beide Sektoren ein einheitliches Bild, das sowohl kurz- als auch langfristig von einer geringen Elastizität geprägt ist.

495. Konkret ergibt sich daraus für deutsche Haushalte bei einem CO_2-Preis von 55 Euro im Jahr 2025 eine Mehrbelastung von ca. 0,2 % bis 0,5 % des Netto-Einkommens. Dabei werden mittlere Einkommen relativ am stärksten belastet. Die im Vermittlungsausschuss von Bundesrat und Bundestag beschlossenen Ausgleichsmaßnahmen können diesen Verteilungseffekt nicht ausgleichen. Die ärmsten 20 % werden zwar entlastet, aber die hohe Belastung mittlerer Einkommen bleibt bestehen (Edenhofer et al., 2019b).

496. Kritisch wird die CO_2-Bepreisung auch von Unternehmen und Industrieverbänden aufgefasst, die einen Verlust der Wettbewerbsfähigkeit fürchten. Auf theoretischer Basis ist diese Sorge berechtigt, wenn Unternehmen CO_2-intensiv produzieren und zugleich in Wettbewerb mit ausländischen Unternehmen stehen, die einen geringeren expliziten oder impliziten CO_2-Preis zahlen müssen. Erste Analysen von Firmen-Daten sprechen zwar gegen ein Abwandern der deutschen Industrie (Koch & Basse-Mama, 2019), dennoch sollte dieser Effekt bei zukünftig steigenden CO_2-Preisen beobachtet werden. Ebenso ist in diesem Zusammenhang auf das Problem des „Carbon Leakage“ zu achten, d. h. dass Teile der in Deutschland eingesparten Emissionen ins Ausland verlagert werden. Zum „Leakage“ kann es über unterschiedliche Kanäle kommen. Besonders anschaulich ist der Preiskanal, bei dem der unilaterale CO_2-Preis zu einer verringerten Nachfrage nach fossilen Brennstoffen führt, wodurch diese günstiger und von ausländischen Unternehmen und Haushalten stärker in Anspruch genommen werden.

[98] Die Kosten wurden gemessen als Änderung in der Wohlfahrt mit Hilfe der „Äquivalenzvariation“. Letztere kann lose interpretiert werden als die Menge zusätzlichen Einkommens, die an Konsumenten gezahlt werden müsste, um diese für die Verluste aufgrund einer Politikmaßnahme zu kompensieren.

497. Es zeigt sich, dass die derzeitige Ausgestaltung der CO_2-Bepreisung nicht zielkompatibel ist und zudem unerwünschte Folgen in Bezug auf Lastenverteilung, Wettbewerbsfähigkeit und Verlagerung von CO_2-Emissionen haben kann, die bislang nicht ausreichend adressiert werden. Die Expertenkommission hat in der Vergangenheit bereits eine CO_2-basierte Energiepreisreform als mögliche Gegenmaßnahme vorgestellt (vgl. Kapitel 12 in EWK, 2019 sowie Kapitel 2 in EWK, 2020). Diese verbindet einen Wegfall von Abgaben und Umlagen beim Strompreis mit einer (mittelfristigen) Gegenfinanzierung über einen verschärften CO_2-Preis.

498. Das aktuelle Preissystem für Energie ist geprägt von einer Vielzahl an komplexen Maßnahmen und Instrumenten. Sie alle sollen der Erreichung der Klimaziele dienen, sind jedoch schlecht miteinander verzahnt, kleinteilig und kurzfristig. Dadurch entstehen heterogene und zugleich ineffiziente Preissignale (unterschiedliche implizite Preise für CO_2). Mit dem Ziel, Klimaziele möglichst effizient zu erreichen und Klimapolitik an den Ursachen des Klimawandels auszurichten, ist eine einheitliche CO_2-Bepreisung die bevorzugte Wahl.

499. Der Reformvorschlag der Expertenkommission aus dem letzten Jahr sieht konkret einen Wegfall der EEG- und KWKG-Umlage (23,9 und 0,9 Mrd. Euro in 2020) sowie eine größtmögliche Reduktion der Stromsteuer (6,7 Mrd. Euro in 2020) vor. Bezüglich letzterem bedeutet das eine Reduktion von 2,05 ct/kWh auf den laut EU Energiesteuerrichtlinie erlaubten Mindestsatz von 0,1 ct/kWh. Der Vorschlag der Expertenkommission umfasst des Weiteren das Energiesteuergesetz. Auch hier kann im Zuge der Reform die Energiesteuer reduziert und durch ein CO_2-basiertes Instrument ersetzt werden. Analoge Vorschläge kommen auch von Seiten des Sachverständigenrates (Sachverständigenrat, 2020).

500. Zur Refinanzierung dient ein CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 über alle Sektoren. Dies betrifft somit nicht nur die Sektoren Wärme und Verkehr, sondern auch das EU ETS, das mit einem nationalen Zuschlag versehen würde. Aus dem höheren und zugleich flächendeckenden CO_2-Preis gehen Einnahmen von 25 Mrd. Euro hervor. Eine weitere Möglichkeit zur Refinanzierung ist die Reduktion direkter bzw. indirekter Subventionen fossiler Energieträger, z. B. der Entfernungspauschale oder steuerlicher Begünstigung privat genutzter Dienstwagen (Sachverständigenrat, 2020).

501. Eine Energiepreisreform würde zu einer gerechten Lastenteilung beitragen, da sie zu progressiven Verteilungseffekten führt. Ein durchschnittlicher deutscher Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh würde ceteris paribus 310 Euro pro Jahr sparen, wenn EEG- und KWKG-Umlage entfallen und die Stromsteuer auf das erlaubte Minimum reduziert wird. Selbst nach Berücksichtigung des höheren CO_2-Preises von 50 Euro/t CO_2 verbleibt dem Haushalt eine Netto-Ersparnis von 30 Euro, unter der Annahme, dass er Wenigfahrer (8.000 km/Jahr) ist und eine Gasheizung nutzt.

502. Trotz der Zielsetzung, die entstehenden Lasten möglichst gerecht zu verteilen, lässt sich nicht ausschließen, dass es in Einzelfällen zu sozialen Härten kommt. Diese können jedoch durch zusätzliche Maßnahmen abgefedert werden. Derartige Maßnahmen stehen der Reform nicht entgegen. Im Gegenteil, eine Abfederung sozialer Härten kann zur Akzeptanz beitragen (Carattini et al., 2017).

503. Entlastung bietet eine CO_2-basierte Energiepreisreform auch kleinen und mittelständischen Unternehmen. In der Corona-Krise ist diese Entlastung umso dringlicher. Zudem macht die Energiepreisreform nachhaltige Investitionen attraktiver und wirkt konjunkturbelebend. Das gilt insbesondere, wenn die Refinanzierung über höhere CO_2-Preise nicht unmittelbar oder in voller Höhe erfolgt. Für die Energiepreisreform sollte daher bei Bedarf entsprechend auch auf Haushaltsmittel zurückgegriffen werden. Die Beschlüsse der Bundesregierung zur Entlastung bei den Stromkosten und einer Absenkung der EEG-Umlage über Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt gehen daher in die richtige Richtung, sind aber noch nicht weitreichend genug.

504. In jedem Fall sollten die Effekte der CO_2-Bepreisung und einer Energiepreisreform klar und überzeugend kommuniziert werden. Eine klar verständliche und konsistente Ansprache schafft Vertrauen. Mögliche Gewinner

und Verlierer, sei es auf Seiten der Haushalte oder auf Seiten der Unternehmen, müssen benannt werden. Formate zur Wissensvermittlung und Partizipation gilt es zu stärken, da sie die Akzeptanz und Legitimität von Maßnahmen erhöhen. Ein Beispiel auf nationaler Ebene ist die Französische Bürgerkonvention zum Klima „La Convention Citoyenne pour le Climat“, auf europäischer Ebene gibt es den Vorschlag der „European Citizens‘ Assembly“. Der Sorge der Unternehmen, dass eine CO_2-Bepreisung zu einem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit führt, kann innereuropäisch mit der Integration der nationalen CO_2-Bepreisung (bzw. des nationalen Emissionshandelssystems) in das EU ETS oder durch eine Allianz mit weiteren willigen EU-Mitgliedsstaaten begegnet werden. Außerhalb der EU kann der Wettbewerbsverzerrung mit einem Grenzsteuerausgleich (Border Carbon Adjustment) entgegengewirkt werden. Auf Produkte, die aus dem außereuropäischen Ausland importiert werden, wird dabei eine Abgabe entsprechend ihres CO_2-Gehalts erhoben. Dadurch werden europäische und nichteuropäische Unternehmen gleichermaßen belastet und es entsteht ein „Level Playing Field“. Ein Grenzsteuerausgleich sollte jedoch nur zielgerichtet und in wenigen Sektoren eingesetzt werden, d. h. dort, wo er unvermeidbar ist. Außerdem muss er konform mit dem EU-Recht und insbesondere dem WTO-Recht ausgestaltet sein (Mehling et al., 2019). Um Handelspartner nicht zu benachteiligen, muss ein Grenzsteuerausgleich zudem berücksichtigen, inwiefern CO_2 bereits explizit oder implizit bepreist wird. Bei der Erfassung des CO_2-Gehalts von Produkten bedarf es klarer Standards. Ein Grenzsteuerausgleich kann jedoch auch positiv und auf kooperativem Wege weitergedacht werden. Er könnte beispielsweise genutzt werden, um einen Anreiz für die Mitgliedschaft in einem Klima-Club zu setzen, der sich durch gemeinsame Klima-Verpflichtungen auszeichnet.

505. Die Einbettung der CO_2-Bepreisung in das EU ETS und ein Border Carbon Adjustment haben außerdem einen positiven Effekt auf Umwelt, Klima und Ressourcen. Einerseits mindern sie die Gefahr von Carbon Leakage, sodass der positive Effekt der CO_2-Bepreisung nicht konterkariert wird. Andererseits liefern sie für ausländische Unternehmen einen Anreiz in weniger CO_2-intensive Technologien zu investieren. Im Fall des Border Carbon Adjustments entsteht dieser Anreiz dadurch, dass bei weniger CO_2-intensiver Produktion die CO_2-Abgabe bei Grenzüberschreitung geringer ist.

Tabelle 35: Evaluierung der nationalen CO_2-Bepreisung auf Basis des Kriterienrasters

Kriterium	Bewertung	
Effektivität	0	Zielerreichung bei aktueller Ausgestaltung unwahrscheinlich. Höherer und steilerer Preispfad ist notwendig. Konkret schlägt die Expertenkommission einen Einstiegspreis für CO_2 von 50 Euro/t CO_2 vor. Für die Sektoren des EU-Emissionshandels impliziert dies in Deutschland einen Mindestpreis für CO_2.
Kosteneffizienz / Gesamtkosten	+	Als marktliche Maßnahme ist die CO_2-Bepreisung effizient. Zudem generiert sie Einnahmen, die zur Refinanzierung einer CO_2-basierten Energiepreisreform genutzt werden können.
Zeitliche Aspekte	+	Die Maßnahme ist langfristig angelegt, vermindert regulatorische Unsicherheit und zielt auf die Klimaneutralität ab.
Wirtschaftliche Planungssicherheit	0	Liefert Planungssicherheit für Haushalte und Unternehmen bis 2026. Die Entwicklung nach 2026 bleibt jedoch unsicher.
Beitrag zur Wirtschaftsleistung	0	In der aktuellen Ausgestaltung ohne vergleichbare Regelungen in den anderen Mitgliedsstaaten und ohne außereuropäische Regelungen, wie z. B. ein Border Carbon Adjustment, besteht die Gefahr einer Abwanderung deutscher Unternehmen.
Resilienz	+	Verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger.
Umwelt- und Ressourcenschonung	0	Schont grundsätzlich Umwelt und Ressourcen. Integration der nationalen CO_2-Bepreisung in das EU ETS und Border Carbon Adjustment können zudem „Carbon Leakage“ reduzieren.
Schutz der menschlichen Gesundheit	+	Hat positiven Effekt auf die menschliche Gesundheit.
Governance	+	Wirkt als marktliche Maßnahme über mehrere Sektoren- und Governance-Ebenen (regional und national) hinweg. Bei einem Übergang in das EU ETS, wird dieser Aspekt noch verstärkt. Die frühzeitige Ausrichtung auf das EU ETS, kann den Übergang beschleunigen.
Legalität	+	Verabschiedung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Rahmen des Klima pakets.
Ethische Akzeptanz	0	Wirkt dank ausgleichender Maßnahmen progressiv. Eine Energiepreisreform, die die weitreichende Entlastung einkommensschwacher Haushalte sowie kleiner und mittelständischer Unternehmen umfasst, wurde bislang nicht umgesetzt.
Legitimität	0	Stimmt nicht mit dem individuellen Meinungsbild aller Akteure überein. Sie fürchten um zu starke Belastung oder Verlust der Wettbewerbsfähigkeit. Die Akzeptanz der Maßnahme könnte mittels einer klaren und transparenten Kommunikationsstrategie erhöht werden.
Förderung des sozialen Zusammenhalts	0	Eine zusätzliche Abfederung oder Umkehr sozialer Härten ist umsetzbar. Derartige Maßnahmen stehen einer CO_2-basierten Energiepreisreform nicht entgegen.
Synergien und Zielkonflikte	0	Die CO_2-Bepreisung überlappt sich mit den Flottengrenzwerten im Verkehrssektor, ist jedoch in Bezug auf CO_2 die effizientere Maßnahme. Zudem reduziert sie Rebound-Effekte und bietet mehr Optionen zur Emissionsreduktion.

Quelle: Eigene Darstellung

14 Literaturverzeichnis

Stand der Energiewende

AG Energiebilanzen (2020). Energieverbrauch sinkt auf historisches Tief. Deutliche Auswirkungen der Corona-Pandemie / Anteil fossiler Energien sinkt. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://ag-energiebilanzen.de/22-0-Pressedienst.html.

Agora Energiewende (2021). Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Abgerufen von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf.

BDEW (2020). Die Energieversorgung 2020. Jahresbericht. Abgerufen am 18. Dezember 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BMU (2020). Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung am 16. März 2020. Abgerufen am 10. Dezember von https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent-zurueck/.

BMWi (2021). Achter Monitoring-Bericht zur Energiewende 2020. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2017). Kurzkommentar zu Stand und wichtigen Handlungs-feldern der Energiewende. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014a). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014b). Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

IASS (2020). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

IASS (2019). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

IASS (2017). Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Abgerufen am 11. November 2020 von https://www.iass-potsdam.de/de/search?search_for=soziales+nachhaltigkeitsbarometer.

Perspektive bis zum Jahr 2030

AGEB (2020). Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Stand September 2020. www.ag-energiebilanzen.de.

Agora Energiewende (2019). Agora Energiewende und Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, November 2019. www.agora-energiewende.de.

Agora Energiewende (2020). Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. www.agora-energiewende.de.

BASF (2020). BASF SE: BASF-Bericht 2019. Ludwigshafen 28.2.2020. https://bericht.basf.com/2019/de/service-seiten/downloads/files/verantwortung_wertschoepfungskette_basf_gb19.pdf.

BDEW (2020). BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Die Energieversorgung 2020. Stand 17. Dezember 2020. https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2020_20201218.pdf.

BDH (2020). Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V.: 10-Jahres-Verlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. https://www.bdh-koeln.de/.

BNetzA (2020). Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Netzentwicklungsplan 2035 (2021) - Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021.

Bosch (2019). Robert Bosch GmbH: Pressemeldung „Klimaschutz: Bosch ab 2020 weltweit CO_2-neutral“ vom 09.05.2019. https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/klimaschutz-bosch-ab-2020-weltweit-co2-neutral-188800.html.

Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Bundestag erhöht Zertifikats-preise im Emissionshandel. MItteilung vom 8.10.2020. https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/199/1919929.pdf.

Daimler (2019). Daimler AG: Pressemeldung „„Ambition2039“: Unser Weg zu nachhaltiger Mobilität” vom 13.5.2019. https://www.daimler.com/investoren/berichte-news/finanznachrichten/20190513-ambition-2039.html.

dena (2020). Deutsche Energie-Agentur: dena-FACTSHEET Wasserstoff, 2020. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-FACTSHEET_Wasserstoff_PtG.pdf.

dena (2016). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): Der dena-Gebäudereport 2016 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand, Berlin 2016. https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf.

Destatis (2020). Statistisches Bundesamt: Wohnungen nach Baujahr und Bundesländern 2018. Stand 26. Mai 2020. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/wohneinheiten-nach-baujahr.html?view=main.

Elektroauto-News (2019). Wie es um Europas Ladeinfrastruktur bestellt ist – und wie sie besser werden kann. https://www.elektroauto-news.net/2019/europas-ladeinfrastruktur-momentaufnahme-zukunft

Energiekonzept (2010). Bundeswirtschaftsministerium, Bundesumweltministerium: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vom 28. September 2010. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html.

EU (2019). RICHTLINIE (EU) 2019/1161 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge. Amtsblatt der Europäischen Union, I 2.7.2019.

EU Kommission (2020). COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT SWD(2020) 176 final, Brussels, 17.9.2020: IMPACT ASSESSMENT Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Stepping up Europe’s 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1599.

EU Parlament (2020. Europäisches Parlament: EU-Klimagesetz: Parlament will Emissionen bis 2030 um 60 % reduzieren. Pressemitteilung vom 8.10.2020. https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20201002IPR88431/eu-klimagesetz-parlament-will-emissionen-bis-2030-um-60-reduzieren.

EU Rat (2020). Tagung des Europäischen Rates (10. und 11. Dezember 2020) – Schlussfolgerungen. Brüssel, 11. Dezember 2020. EUCO 22/20 CO EUR 17 CONCL 8. https://www.consilium.europa.eu/media/47346/1011-12-20-euco-conclusions-de.pdf.

EWK (2020). Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 01. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

FhG IBP (2020). Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP: Entwicklung des energiesparenden Bauens. Stuttgart. https://www.ibp.fraunhofer.de/de/kompetenzen/energieeffizienz-und-raumklima/energiesparendes-bauen.html.

FhG ISI (2020). Winkler, J., George, J., Held, A., Bekk, A., Ragwitz, M., Maurer, C., Tersteegen, B., Bangert, L., Kahl, H., Kahles, M.: Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO_2-Preis - Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien: Einnahmen- und Refinanzierungsseite; im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Juli 2020, Karlsruhe. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/finanzierungsmechanismus-fuer-erneuerbare-energien-einnahmen-und-refinanzierungsseite.html.

Garnadt, N., Grimm, V., Reuter, W.H. (2020). Carbon Adjustment Mechanisms: Empirics, Design and Caveats. German Council of Economic Experts. Working Paper 11/2020. https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_11_2020.pdf.

GAV Energie (2020). Großabnehmerverband Energie Baden-Württemberg e.V.: Persönliche Mitteilung Herr Ruch, Oktober 2020. https://www.gav-energie.de.

GGP (2011). Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard - Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, September 2011. https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

iwu (2019). Diefenbach, N., Jahn, K. et al.: Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2017. Gutachten im Auftrag der KfW Bankengruppe. Institut Wohnen und Umwelt, Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM. Darmstadt, Bremen 2018, korrigierte Fassung 19.03.2019. https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Monitoring-der-KfW-Programme-EBS-2017.pdf.

Klimaschutzbericht (2020). Klimaschutzbericht 2019 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung vom 19.8.2020. https://www.bmu.de/download/klimaschutzbericht-2019/.

KfW (2020). KfW: Merkblatt Energieeffizient Sanieren – Kredit. gültig seit März 2020, abgerufen im Dezember 2020. https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003743_M_151_152_EES_Kredit-2.pdf.

KSG (2019). Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513).

KSG BW (2020). Landtag von Baden-Württemberg: Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes in Baden-Württemberg vom 14. Oktober 2020. Drucksache 16 / 8993. https://um.baden-wuerttemberg.de/de/klima/klimaschutz-in-baden-wuerttemberg/klimaschutzgesetz/.

KSP (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Stand Oktober 2019. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan vom 10.6.2020 gemäß der VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Richtlinie 94/22/EG, der Richtlinie 98/70/EG, der Richtlinie 2009/31/EG, der Verordnung (EG) Nr. 663/2009, der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, der Richtlinie 2009/73/EG, der Richtlinie 2009/119/EG des Rates, der Richtlinie 2010/31/EU, der Richtlinie 2012/27/EU, der Richtlinie 2013/30/EU und der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung

(EU) Nr. 525/2013. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

NPM AG5 (2020). Flächendeckende öffentliche Ladeinfrastruktur. Zwischenbericht 10/2020 der Arbeitsgruppe 5 Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/flaechendeckende-oeffentliche-ladeinfastruktur/.

Politikszenarien IX (2020). Harthan, R. O., Brugger, H., Steinbach, J. et al: Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX“)“; Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie des Umweltbundesamtes (Hrsg.). Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien. Oktober 2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf.

Prognos (2020). Prognos, ISI, GWS, iinas: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 Basel. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.html.

Prognos (2020a). Thamling, N., Kemmler, A. et al: Kurzgutachten zu Maßnahmen zur Zielerreichung 2030 zur Begleitung des Klimakabinetts im Auftrag des BMWi. Prognos AG, navigant, Öko-Institut, ifeu, adelphi, bbh, dena. Berlin, Basel, Freiburg, Heidelberg, Köln, 2020. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kurzgutachten-zu-massnahmen-zur-zielerreichung-2030-zur-begleitung-des-klimakabinetts.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Roland Berger (2019). Bernhard Langefeld: Wie der klimaneutrale Umbau des Industriestandorts Deutschland gelingen kann. https://www.rolandberger.com/de/Point-of-View/Klimaschutz-in-der-deutschen-Industrie-Herausforderungen-und-L%C3%B6sungsans%C3%A4tze.html.

Tagesspiegel Background (2020). 28 Prozent Anteil Erneuerbare Energien im Verkehr bis 2030. Tagesspiegel Background vom 21.12.2020.

TECSON (2020). TECSON GmbH & Co. KG: Heizöl Preisentwicklung u. Tendenz. https://www.tecson.de/.

UBA (2020) Umweltbundesamt: Treibhausgasemissionen gingen 2019 um 6,3 Prozent zurück. Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.3.2020. https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-gingen-2019-um-63-prozent.

UMK (2020). Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: 95. Umweltministerkonferenz am 13. November 2020. Vorläufiges Ergebnisprotokoll, Stand: 13.11.2020. https://www.umweltministerkonferenz.de/documents/vorlaeufiges-protokoll-95-umweltministerkonferenz-per-videokonferenz-13112020_1605265119.pdf.

VDV (2019). VDV Statistik 2019, Tab. 41.

Wasserstoffstrategie (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html.

WEO (2020). International Energy Agency: World Energy Outlook 2020, France, October 2020. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020.

Wuppertal Inst. (2020). Wuppertal Institut: CO_2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Bericht. Wuppertal, Oktober 2020. https://www.wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/924/.

Zeit (2019). Mehr Elektrobusse im Einsatz - Gesamtzahl weiter sehr gering. Die Zeit, 6. September 2019. https://www.zeit.de/news/2019-09/06/mehr-elektrobusse-im-einsatz-gesamtzahl-weiter-sehr-gering?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.de%2F.

Klimapolitische Instrumente zur Erreichung der 2030-Ziele

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2018). Governance für die Europäische Energieunion. Gestaltungsoptionen für die Steuerung der EU-Klima und Energiepolitik bis 2030. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme-energieunion.

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2020). Energiewende 2030: Europas Weg zur Klimaneutralität. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/energiewende-2030.

Agora Energiewende (2020). PROGNOS, ÖKO-INSTITUT und WUPPERTAL-INSTITUT. Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen im Oktober 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

Agora Energiewende/Agora Verkehrswende (2020): Der Doppelte Booster - Vorschlag für ein zielgerichtetes 100-Milliarden-Wachstums- und Investitionsprogramm. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-05_Doppelter-Booster/179_A-EW_A-VW_Doppelter-Booster_WEB.pdf.

Allen, M.R., Dube, O.P. Solecki, W., Aragón-Durand, F., Cramer, W., Humphreys, S., Kainuma, M., Kala, J., Mahowald, N., Mulugetta, Y., Perez, R., Wairiu, M., Zickfeld, K. (2018). Framing and context. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J.B.R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M.I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (Hrsg.)].

BMF (2020). Corona-Folgen bekämpfen, Wohlstand sichern, Zukunftsfähigkeit stärken. Ergebnis. Koalitionsausschuss 3. Juni 2020. Abgerufen am 04. November 2020. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Konjunkturpaket/2020-06-03-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile.

BMU (2020). Bundeskabinett beschließt höheren CO_2-Preis, Entlastungen bei Strompreisen und für Pendler. Abgerufen am 04. Nobember 2020. https://www.bmu.de/pressemitteilung/bundeskabinett-beschliesst-hoeheren-co2-preis-entlastungen-bei-strompreisen-und-fuer-pendle/.

BMWi (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klima-plan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Dafnomilis, I., den Elzen, M., van Soest, H., Frederic, H., Kuramochi, T., Höhne, N. (2020). Exploring the impact of the COVID-19 pandemic on global emission projections – Assessment of green versus non-green recovery. Abgerufen am 04. November 2020 https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-new-climate-institute-2020-exploring-the-impact-of-covid-19-pandemic-on-global-emission-projections_4231.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019a). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019b). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mccberlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2Preisreform_final.pdf.

EU-KOM (2020a). Angepasstes Arbeitsprogramm 2020 der Kommission. COM(2020) 440 final. Abgerufen am 04. November 2020 von https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:f1ebd6bf-a0d3-11ea-9d2d-01aa75ed71a1.0010.02/DOC_1&format=PDF.

EU-KOM (2020b). Die Stunde Europas – Schäden beheben und Perspektiven für die nächste Generation eröffnen. COM(2020) 456 final. Abgerufen am 04. November 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0456&from=EN.

EU-KOM (2020c). Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa. Investitionsplan für den europäischen Green Deal. COM(2020) 21 final. Abgerufen am 14. Dezember von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:52020DC0021.

EU-KOM (2020d). National emissions reduction targets (Effort Sharing Regulation) – review based on 2030 climate target plan. Abgerufen am 04. November 2020 von https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12656-Updating-Member-State-emissions-reduction-targets-Effort-Sharing-Regulation-in-line-with-the-2030-climate-target-plan.

EU-Rat (2020). Schlussfolgerung des Europäischen Rates vom 21.07.2020. EUCO 10/20. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.consilium.europa.eu/media/45136/210720-euco-final-conclusions-de.pdf.

EU-KOM (2019). Vereint für Energieunion und Klimaschutz – die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende schaffen. COM(2019) 285 final. Abgerufen am 14. Dezember von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52019DC0285&from=EN.

Felbermayr, G., Peterson, S. (2020). Economic assessment of Carbon Leakage and Carbon Border Adjustment. Studie für das Europäische Parlament. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EXPO_BRI(2020)603501.

Feld, L.P., Grimm, V., Schnitzer, M., Truger, A., Wieland, V. (2020), So kann sich die Wirtschaft erholen. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/wirtschaftsweise-coronakrise-ratschlaege-1.4913986.

Garnadt, N., Grimm, V., Reuter, W.H. (2020). Border carbon adjustment: Empirics, design and caveats. Arbeitspapier. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden. Im Erscheinen.

Grimm, V. (2020). Kann ein Klimaklub die Welt retten? Handelsblatt, 03.11.2020.

IMF (2020). Policy Responses to COVID-19. Policy Tracker. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.imf.org/en/Topics/imf-and-covid19/Policy-Responses-to-COVID-19.

Köder, L., Burger, A. (2017). Umweltschädliche Subventionen in Deutschland 2016. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltschaedliche-subventionen-in-deutschland-2016.

Liebich, L., Nöh, L., Rutkowski, F., Schwarz, M. (2020). Current developments in green finance. Working Paper 05/2020. Abgerufen am 14. Dezember 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Arbeitspapiere/Arbeitspapier_05_2020.pdf.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O., Mattauch, L. (2017). Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 04. November 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Nordhaus, W. (2015). Climate clubs: Overcoming free-riding in international climate policy. American Economic Review, 105 (4), 1339-1370.

Oppermann, B., Renn, O. (2019). Partizipation und Kommunikation in der Energiewende. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Abgerufen am 04. November 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Partizipation_Kommunikation.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

Polzin, F., Egli, F., Steffen, B., Schmidt, T.S. (2019). How do policies mobilize private finance for renewable energy? – A systematic review with an investor perspective. Applied Energy, 236, 1249-1268.

Sachverständigenrat (2020). Coronakrise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the effects of unilateral environmental policy on offshoring in multi-stage production processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

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.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Aktuelle Entwicklungen

Ackermann (2001). ACKERMANN, Thomas, ANDERSSON, Göran und SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. Electric Power Systems Research. April 2001. Jg. 57, Nr. 3, S. 195–204. DOI 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.

AEE (2020). Agentur für erneuerbare Energien: “Akzeptanz in der Fläche, Protest im Lokalen?” Berlin. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/akzeptanz-in-der-flaeche-protest-im-lokalen.

Agora Energiewende (2020a). Die Ökostromlücke, ihre Effekte und wie sie gestopft werden kann [online]. März 2020. Abgerufen am 7.10.2020 unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020-01_DE-RE-Boost-2030/177_A-EW_Oekostromluecke-stopfen_WEB.pdf.

Agora Energiewende (2020b). PROGNOS, ÖKO-INSTITUT und WUPPERTAL-INSTITUT. Klimaneutrales Deutschland [online]. Oktober 2020. Verfügbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.

Amado (2017) AMADO, Miguel, POGGI, Francesca, RIBEIRO AMADO, António und BREU, Sílvia. A Cellular Approach to Net-Zero Energy Cities. Energies. 2017. Jg. 10, Nr. 11, S. 1826. DOI 10.3390/en10111826.

Anumar (2020). ANUMAR GMBH. Solarpark Schornhof. [online]. Verfügbar unter: https://www.anumar.de/referenzen/solarpark-schornhof_id1511.

Benz (2015). BENZ, Thomas, DICKERT, J, ERBERT, M, ERDMANN, N, JOHAE, C, KATZENBACH, B, GLAUNSINGER, W, MÜLLER, H, SCHEGNER, P und SCHWARZ, J. Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. 2015.

Bergner (2020). BERGNER, Joseph, SIEGEL, Bernhard und QUASCHNING, Volker. Hemmnisse und Hürden für die Photovoltaik [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2020_01_HTW_Berlin_PV2City_Hemmnisse_und_Huerden_fuer_die_Photovoltaik.pdf.

BMWi (2019). BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE BMWI. Stärkung des Ausbaus der Windenergie an Land [online]. Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/staerkung-des-ausbaus-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

BMWI (2020a). BUNDEMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi (2020b). BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE. Mehr Strom vom Meer. 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/offshore-vereinbarung-mehr-strom-vom-meer.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA (2020a). Statistiken zu den Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

BNetzA (2020b). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 04.11.2020. Verfügbar unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html .

BNetzA (2020c). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Bundesregierung (2020). BUNDESREGIERUNG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften (Regierungsentwurf vom 23.09.2020) [online]. 23. September 2020. [Zugriff am: 29. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2020-09/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften%281%29.pdf.

Bundesrat (2020). BUNDESRAT. Drucksache 277/20: Entschließung des Bundesrates für einen zielorientierten Ausbau der Erneuerbaren Energien und einen adäquaten Rahmen für den Übergang in die Post-EEG-Phase [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0201-0300/277-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BEE (2020). BUNDESVERBAND ERNEUERBARE ENERGIE E.V. Das „BEE-Szenario 2030“65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf.

BWE (2020). BUNDESVERBAND WINDENERGIE (BWE). Bundesregierung muss Brücke für breites Repowering ermöglichen [online]. Pressemitteilung. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/bundesregierung-muss-bruecke-fuer-breites-repowering-ermoeglichen/.

Deutsch (2020) Deutsch, Matthias; Badger, Jake; Kleidon, Axel; Making the most of offshore wind - Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea; Agora Energiewende; April 2020.

Deutscher Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Drucksache 19/25326. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925326.pdf.

EnBW (2020a). ENBW. EnBW beginnt Bau von 187 MW großem förderfreien Solarpark. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/baustart-fuer-solarpark-weesow-willmersdorf.html.

European Commission (2020). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. SWD (2020) 273 final. Brüssel. 19.11.2020. Abgerufen am 21.12.2020 unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 [online]. 2019. Abgerufen am 21.12.2020 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FA Wind (2018). FACHAGENTUR WIND. Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2017. Berlin, 2018.

FA Wind (2019a). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2019 [online]. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Gesamtjahr_2019.pdf.

FA Wind (2019b). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland – Ergebnisse einer Branchenumfrage." Berlin. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer_07-2019.pdf.

FA Wind (2020a). FACHAGENTUR WINDENERGIE AN LAND. Ausbausituation der Windenergie an Land im 1. Halbjahr 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Zubauanalyse_Wind-an-Land_Halbjahr_2020.pdf.

FA Wind (2020b). FA WIND. Analyse der 17. Ausschreibung für Windenergieanlagen an Land. 2020.

Gierkink (2020). GIERKINK, Max und SPRENGER, Tobias. Die Auswirkungen des Klimaschutzprogramms 2030 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/01/EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf.

Grimm (2017). GRIMM, Veronika, SÖLCH, Christian und ZÖTTL, Gregor. Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Report on behalf of the German Monopoly Commission, 2017.

Güsewell (2016). GÜSEWELL, Dirk. Die Lösung könnte in einer Quote liegen. energate Energie News [online]. 2016. [Zugriff am: 12. Juni 2019]. Verfügbar unter: https://www.energate-messenger.de/news/163490/-die-loesung-koennte-in-einer-quote-liegen-Last accessed: June 12, 2019.

Hanke (2020a). HANKE, Steven. Bundesländer planen 1000-Meter-Pauschale. Tagesspiegel Background. 20. Mai 2020.

Hanke (2020b). HANKE, Steven; EU-Kommission entwirft Offshore-Strategie, Tagesspiegel Background vom 02.11.2020.

Hübner (2015). HÜBNER, Gungula und POHL, Johannes. Mehr Abstand - mehr Aktzeptanz? Ein umweltpsychologischer Studienvergleich [online]. Berlin, 2015. [Zugriff am: 15. Oktober 2019]. Verfügbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Akzeptanz/FA-Wind_Abstand-Akzeptanz_Broschuere_2015.pdf.

Kelm (2019). KELM, Tobias, METZGER, Jochen und JACHMANN, Henning. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie, Teilbericht Mieterstrom [online]. Juli 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf;jsessionid=B6B6FFAA5FF46156AAF9E8D351756C91?__blob=publicationFile&v=4.

Metzger (2020). METZGER, KELM, FUCHS, KAHLES und FIETZE. Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/climate_change_10_2020_weiterbetrieb_ausgefoerderte_photovoltaik.pdf.

Naturstrom (2020). NATURSTROM AG. Vorschlag für eine Auffanglösung zum Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem EEG-Förderzeitraum in Zeiten coronabedingter Marktturbulenzen [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.naturstrom.de/Ueber_Uns/Presse/Pressemitteilungen/2020-06-08_NATURSTROM-Vorschlag_Weiterbetrieb_UE20-Windenergie_final.pdf.

Navigant (2019). NAVIGANT, FRAUNHOFER ISI, ZSW, CONSENTEC, NEON und TAKON. Evaluierungsbericht der Ausschreibungen für erneuerbare Energien – Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/evaluierungsbericht-der-ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

NECP (2020). Integrierter Nationaler Energie-und Klimaplan. Juni 2020. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klima-plan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

PV Magazine (2019). PV MAGAZINE. Realisierungsquote für Photovoltaik-Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 nur bei 35 Prozent. 12. November 2019.

PV Magazine (2020a). PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. EnBW und Energiekontor schließen 15-jährigen PPA für förderfreien Solarpark in Deutschland. pv magazine Deutschland [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2019/02/14/enbw-und-energiekontor-schliessen-15-jaehrigen-ppa-fuer-foerderfreien-solarpark-in-deutschland/.

Stede (2019). STEDE, Jan und MAY, Nils. Strikte Mindestabstände bremsen den Ausbau der Windenergie. DIW Wochenbericht [online]. 2019. [Zugriff am: 13. Oktober 2020]. DOI 10.18723/DIW_WB:2019-48-4. Verfügbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.698984.de. Version Number: 2.0.

Sterr-Kölln (2017). Sterr-Kölln, Heribert. 2017. “Schein-Bürgerenergiegesellschaften. Ganz Legal Oder Ganz-Egal?” In Husum Wind 2017. https://www.sterr-koelln.com/fileadmin/media/sterr-koelln/Downloads/Praesentationen/Schein-Buergerenergiegesellschaften_-_Heribert_Sterr-Koelln.pdf.

UBA (2019). UMWELTBUNDESAMT. Auswirkungen von Mindestabständen zwischen Windenergieanlagen und Siedlungen [online]. 2019. [Zugriff am: 15. Oktober 2019]. Position. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-20_pp_mindestabstaende-windenergieanlagen.pdf.

UBA (2020a). UMWELTBUNDESAMT. Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2020. Quartalsbericht der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). 5. November 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee-stat_quartalsbericht_q3-2020.pdf.

UBA (2020b). UMWELTBUNDESAMT. Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. November 2019. Nr. 38/2019, S. 167.

ZSW (2019). ZSW und BOSCH & PARTNER. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht. 2019.

Zukunftsorientierte Weiterentwicklung des Förderregimes für die erneuerbare Stromerzeugung

AEE (2020). Agentur für erneuerbare Energien: "Akzeptanz in der Fläche, Protest im Lokalen?" Berlin. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/akzeptanz-in-der-flaeche-protest-im-lokalen.

ARUP (2018). ARUP. Cost of Capital Benefits of Revenue Stabilisation via a Contract for Difference [online]. 2018. [Zugriff am: 18. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.arup.com/en/perspectives/publications/research/section/onshore-wind-financing.

Bell, Gray, and Haggett (2005). Bell, Derek, Tim Gray, and Claire Haggett. 2005. "The 'Social Gap'in Wind Farm Siting Decisions: Explanations and Policy Responses." Environmental Politics 14 (4): 460–77.

Bichler (2017). BICHLER, Martin und GOEREE, Jacob K. Handbook of spectrum auction design. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. ISBN 1107135346.

Bichler (2020). BICHLER, Martin, GRIMM, Veronika, KRETSCHMER, Sandra und SUTTERER, Paul. Market design for renewable energy auctions: An analysis of alternative auction formats. Energy Economics. Oktober 2020. Jg. 92, S. 104904. DOI 10.1016/j.eneco.2020.104904.

Bolin et al. (2011). Bolin, Karl, Gösta Bluhm, Gabriella Eriksson, and Mats E Nilsson. 2011. "Infrasound and Low Frequency Noise from Wind Turbines: Exposure and Health Effects." Environmental Research Letters 6 (3): 35103.

BMWi (2020). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Aktionsplan Gebotszone. Abgerufen am 23.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html.

BNetzA (2020). Ergebnisse der Ausschreibungen zum Gebotstermin 1. September 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [online]. 30. September 2020. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20200930_Gemeinsame_SolarWind.html?nn=265778.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. Oktober 2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BT (2020). DEUTSCHER BUNDESTAG. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT Drucksache 19/20429) [online]. 26. Juni 2020. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/204/1920429.pdf.

BDEW (2019). BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. Das „3-Säulen-Modell" - Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen [online]. 2019. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190531_Positionspapier-Konkretisierung-des-3-Saeulen-Modells.pdf.

BWO (2020). BUNDESVERBAND DER WINDPARKBETREIBER OFFSHORE E.V. (BWO). Stellungnahme vom Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO) zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung

„Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See Gesetzes und anderer Vorschriften“ WindSeeG-GesEntw [online]. 2020. [Zugriff am: 15. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790536/18f5d5f185006ca552f0d0d0fb27480e/stgn_sv_thimm-data.pdf.

Cohen, Reichl, und Schmidthaler (2014). Cohen, Jed J, Johannes Reichl, and Michael Schmidthaler. 2014. “Re-Focussing Research Efforts on the Public Acceptance of Energy Infrastructure: A Critical Review.” Energy 76: 4-9.

Devine-Wright (2005). Devine-Wright, Patrick. 2005. “Beyond NIMBYism: Towards an Integrated Framework for Understanding Public Perceptions of Wind Energy.” Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology 8 (2): 125–39.Deutscher Bundestag (2020). Deutscher Bundestag: Drucksache 19/25326. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuer-bare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925326.pdf.

Eble (2020). Eble, Georg (2020): Stromlieferverträge – Förderverzicht verteuert Projektfinanzierung kaum. energate messenger vom 04.12.2020.

Ehrhart (2019). EHRHART, Karl-Martin, HANKE, Ann-Kathrin und OTT, Marion. Endogene Rationierung in Ausschreibungen für erneuerbare Energien: Verdrängung von Angebot statt Schaffung von Wettbewerb [online]. 2019. Verfügbar unter: https://games.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhart-HankeOtt190517.pdf.

EnBW (2020). ENBW ENERGIE BADEN-WÜRTTEMBERG. Stellungnahmen der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum Entwurf zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes anlässlich der Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie am 9. September 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790524/7e3246c62354829c277d3ee2d9d3247d/stgn_sv_guesewell-data.pdf.

Enervis (2020). ENERVIS ENERGY ADVISORS. Förder- und Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind [online]. Berlin, 2020. Verfügbar unter: https://www.group.rwe/-/media/RWE/documents/01-der-konzern/rwe-foerderdesign-offshore-studie-enervis.pdf.

EWK (2019). EXPERTENKOMMISSION ZUM MONITORING-PROZESS „ENERGIE DER ZUKUNFT“. Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FA Wind (2019). “Hemmnisse Beim Ausbau Der Windenergie in Deutschland – Ergebnisse Einer Branchenumfrage.” Berlin. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer_07-2019.pdf.

Frondel et al. (2018). Frondel, Manuel, Gerhard Kussel, Stephan Sommer, and Colin Vance. 2018. “Local Cost for Global Benefit: The Case of Wind Turbines.” Essen: RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung. https://doi.org/10.4419/86788919.

Grimm et. al (2017). Grimm, V., Zöttl, G., & Sölch, C. (2017). Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission in Vorbereitung des 77. Sondergutachtens "Energie 2017"

der Monopolkommission. Abgerufen am 04.11.2020 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf.

Hanke, (2020). HANKE, Ann-Katrin und TIEDEMANN, Silvana. How (not) to respond to low competition in renewable energy auctions – Endogenous rationing in renewable energy auctions, 2020. https://games.econ.kit.edu/downloads/AURES_II_Policy_Brief_End_Rationing.pdf.

Hildebrand und Renn (2019). Hildebrand, Jan und Ortwin Renn. 2019. "Akzeptanz in der Energiewende." In Energiewende, 261-82. Springer.

Hilpert (2018). HILPERT, Johannes. Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien [online]. 2018. Verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_12_PPA.pdf.

Hoffman and High-Pippert (2010). Hoffman, Steven M, and Angela High-Pippert. 2010. "From Private Lives to Collective Action: Recruitment and Participation Incentives for a Community Energy Program." Energy Policy 38 (12): 7567–74. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.054.

Hübner et al. (2020). Hübner, Gundula, Johannes Pohl, Jan Warode, Boris Gotchev, Dörte Ohlhorst, Michael Krug, Steven Salecki, and Wolfgang Peters. 2020. "Akzeptanzfördernde Faktoren Erneuerbarer Energien." https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript551.pdf.

Huneke (2020). HUNEKE, Fabian, CLAUßNER, Michael, SEEBACH, Dominik und RITTER, David. Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht 06/2020. 2020.

IASS (2020). "Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2019." https://doi.org/10.2312/iass.2020.010.

Jalali et al. (2016). Jalali, Leila, Philip Bigelow, Mohammad Reza Nezhad-Ahmadi, Mahmood Gohari, Diane Williams, and Steve McColl. 2016. "Before-after Field Study of Effects of Wind Turbine Noise on Polysomnographic Sleep Parameters." Noise and Health 18 (83): 194–205. https://doi.org/10.4103/1463-1741.189242.

Köpke (2019). KÖPKE, Ralf. PPA-Barometer – „Bei PPA ist bereits jetzt viel Traffic zu spüren". Energie & Management. 1. Juni 2019. S. 6–7.

Kraeusel and Möst (2012). Kraeusel, Jonas, and Dominik Möst. 2012. "Carbon Capture and Storage on Its Way to Large-Scale Deployment: Social Acceptance and Willingness to Pay in Germany." Energy Policy 49: 642–51.

Langer et al. (2016). Langer, Katharina, Thomas Decker, Jutta Roosen, and Klaus Menrad. 2016. "A Qualitative Analysis to Understand the Acceptance of Wind Energy in Bavaria." Renewable and Sustainable Energy Reviews 64 (October): 248–59. https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.05.084.

Leventhall (2006). Leventhall, Geoff. 2006. "Infrasound from Wind Turbines-Fact, Fiction or Deception." Canadian Acoustics 34 (2): 29–36.

Lienhoop (2018). Lienhoop, Nele. 2018. "Acceptance of Wind Energy and the Role of Financial and Procedural Participation: An Investigation with Focus Groups and Choice Experiments." Energy Policy 118 (July): 97–105. https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.03.063.

Local Energy Consulting (2020)."Akzeptanz Und Lokale Teilhabe in Der Energiewende. Handlungsempfehlungen Für Eine Umfassende Akzeptanzpolitik. Impuls Im Auftrag von Agora Energiewende." https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/akzeptanz-und-lokale-teilhabe-in-der-energiewende/.

Magari et al. (2014). Magari, Shannon, Clinton Smith, Martin Schiff, and Annette Rohr. 2014. “Evaluation of Community Response to Wind Turbine-Related Noise in Western New York State.” Noise and Health 16 (71): 228–39. https://doi.org/10.4103/1463-1741.137060.

Maurer (2020a). MAURER, Christoph. Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429). 2020.

Maurer (2020b). MAURER, Christoph, MALMEN, Volker und THIMM, Stefan. Wie lassen sich die Ausbauziele bei der Offshore-Windkraft erreichen? energate Webtalk #8 [online]. 22. September 2020. Verfügbar unter: https://www.youtube.com/watch?v=QsXdSufsf58&feature=youtu.be.

May (2018). MAY, Nils, NEUHOFF, Karsten und RICHSTEIN, Jörn. Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien. DIW Wochenbericht [online]. 2018. [Zugriff am: 14. September 2020]. DOI 10.18723/DIW_WB:2018-28-3. Verfügbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.594133.de.

May (2019). MAY, Nils und NEUHOFF, Karsten. Private langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) für erneuerbare Energien: kein Ersatz für öffentliche Ausschreibungen [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.677983.de/diw_aktuell_22.pdf.

McCunney et al. (2014). McCunney, Robert J, Kenneth A Mundt, W David Colby, Robert Dobie, Kenneth Kaliski, and Mark Blais. 2014. “Wind Turbines and Health: A Critical Review of the Scientific Literature.” Journal of Occupational and Environmental Medicine 56 (11): e108–30.

Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern (2016). “Wem Gehört Der Wind? Informationen Zum Bürger- Und Gemeindenbeteiligungsgesetz.”https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/em/Energie/Wind/Bürger-und-Gemeindebeteiligungsgesetz/?id=12537&processor=veroeff,.

Monopolkommission (2017). Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden. Sondergutachten 77. Abgerufen am 03.11.2020 von https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s77_volltext.pdf.

Neuhoff (2020). NEUHOFF, Karsten, MAY, Nils, RICHSTEIN, Jörn, RAGWITZ, Mario, KLOBASA, Marian und TIEDEMANN, Silvana. Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie? [online]. Berlin: DIW, 2018. [Zugriff am: 16. September 2020]. Verfügbar unter: http://hdl.handle.net/10419/175752.

Öko-Institut (2020). ÖKO-INSTITUT und ENERGY BRAINPOOL. Monitoring der Direktvermarktung: (Quartalsbericht 06/2020) [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-q2-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Pedersen et al. (2009). Pedersen, Eja, Frits van den Berg, Roel Bakker, and Jelte Bouma. 2009. “Response to Noise from Modern Wind Farms in The Netherlands.” The Journal of the Acoustical Society of America 126 (2): 634–43. https://doi.org/10.1121/1.3160293.

Peters et al. (2018). Peters, Michael, Shane Fudge, Angela High-Pippert, Vincent Carragher, and Steven M. Hoffman. 2018. “Community Solar Initiatives in the United States of America: Comparisons with – and Lessons for – the UK and Other European Countries.” Energy Policy 121 (October): 355–64. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.022.

Pierpont (2009). Pierpont, Nina. 2009. Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment. K-Selected Books Santa Fe, NM.

PV Magazine (2020). PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Enervis erwartet PPA-Photovoltaik-Markt 2020 in Deutschland bei rund 300 Megawatt. pv magazine Deutschland [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2020/10/14/enervis-erwartet-ppa-photovoltaik-markt-2020-in-deutschland-bei-rund-300-megawatt/.

RE100 (2020). RE100 Overview. [online]. 2020. Verfügbar unter: http://there100.org/re100. The world's most influential companies commit to 100% renewable power.

Reitz (2020). REITZ, Peter. Stellungnahme im Rahmen der öffentlichen Anhörung zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See- Gesetzes und anderer Vorschriften [online]. European Energy Exchange, 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/790542/5661d07a190bb32f850b09e5ef76c65b/stgn_sv_reitz-data.pdf.

Salt and Hullar (2010). Salt, Alec N., and Timothy E. Hullar. 2010. "Responses of the Ear to Low Frequency Sounds, Infrasound and Wind Turbines." Hearing Research 268 (1–2): 12–21. https://doi.org/10.1016/J.HEARES.2010.06.007.

Scherhaufer et al. (2018). Scherhaufer, Patrick, Stefan Höltinger, Boris Salak, Thomas Schauppenlehner, and Johannes Schmidt. 2018. "A Participatory Integrated Assessment of the Social Acceptance of Wind Energy." Energy Research & Social Science 45 (November): 164–72. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2018.06.022.

Schneider (2020). SCHNEIDER, Udo. Nur das CfD-System ist geeignet. Tagesspiegel Background [online]. 9. September 2020. [Zugriff am: 14. September 2020]. Verfügbar unter: https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/nur-das-cfd-system-ist-geeignet.

Schweizer-Ries et al. (2010). Schweizer-Ries, Petra, Irina Rau, Jan Zoellner, Kathrin Nolting, Johannes Rupp, and Dorothee Keppler. 2010. Aktivität Und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien Durch Beteiligung Steigern.

Sondershaus und Bönisch (2020). Sondershaus, Frank, und Bettina Bönisch. 2020. "Akzeptanz Besser Verstehen - Grundlagen, Einflussfaktoren, Handlungsfelder." https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Akzeptanz/FA_Wind__Kompaktwissen_Akzeptanz_2020-11.pdf.

Sposato and Hampl (2018). Sposato, Robert Gennaro, and Nina Hampl. 2018. "Worldviews as Predictors of Wind and Solar Energy Support in Austria: Bridging Social Acceptance and Risk Perception Research." Energy Research & Social Science 42 (August): 237–46. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2018.03.012.

Vuichard, Stauch, and Dällenbach (2019). Vuichard, Pascal, Alexander Stauch, and Nathalie Dällenbach. 2019. "Individual or Collective? Community Investment, Local Taxes, and the Social Acceptance of Wind Energy in Switzerland." Energy Research & Social Science 58 (December): 101275. https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2019.101275.

Windguard (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II e): Wind an Land. Wissenschaftlicher Bericht im Auftrag des BMWi. Abgerufen am 04.11.2020 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Wüstenhagen, Wolsink, and Bürer (2007). Wüstenhagen, Rolf, Maarten Wolsink, and Mary Jean Bürer. 2007. "Social Acceptance of Renewable Energy Innovation: An Introduction to the Concept." Energy Policy 35 (5): 2683–91.

Netzinfrastruktur

BMWi (2019a). Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch - Sammlung verschiedener Berichte und Kurzpapiere aus dem Vorhaben "Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch" (Projekt 055/17). Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Stand: 08. November 2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BMWi (2019b). Die Energie der Zukunft - Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2017. Stand: 01.06.2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/zweiter-fortschrittsbericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20.

BMWi (2019c). Tempo für den Netzausbau. Ergebnisse des Treffens am 24. Mai 2019 zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus. Abgerufen am 22.09.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/tempo-fuer-den-netzausbau.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

BMWi (2020a). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2021. Stand: 15. Oktober 2020. Abgerufen am 27.10.2020 von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx.

BMWi (2020b). Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch. Stand: 04. März 2020. Abgerufen am 27.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energietraeger/energiedaten-energietraeger-08-xls.xlsx.

BMWi (2020c). Aktionsplan Gebotszone - Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Stand: 08.01.2020. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

BMWi (2020d). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und anderer Vorschriften - Gesetzentwurf der Bundesregierung. Stand: 23.09.2020. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-des-bundesbedarfsplan-gesetzes-und-anderer-vorschriften.pdf.

BNetzA (2013). EnLAG-Monitoring - Stand zum Ausbau von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum vierten Quartal 2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017a). BBPlG-Monitoring - Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) nach dem vierten Quartal 2016. Stand: Februar 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2017b). Bedarfsermittlung 2017-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2019a). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2018. Stand: Februar 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2019b). Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Stand: Dezember 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 11.12.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf.

BNetzA (2020a). Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019. Stand: 06. Mai 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9.

BNetzA (2020b). Monitoring des Stromnetzausbaus - Viertes Quartal 2019. Stand: April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html.

BNetzA (2020c). Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Stand: 26. Juni 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf.

BNetzA (2020d). Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 10.12.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/LaufendeKonsultationen/Redispatch/FestlegungMindestfaktoren.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21. 10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

e-Highway2050 (2015). Europe’s future secure and sustainable electricity infrastructure. e-Highway2050 project results, November 2015. Abgerufen am 28.05.2020 von https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf.

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017). Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Abgerufen am 10.11.2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.

EnCN/FAU/Prognos (2016). Dezentralität und zellulare Optimierung - Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Gutachten im Auftrag der N-Ergie AG. Abgerufen am 16.12.2020 von https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf.

ENTSO-E (2020). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2020 Edition). Abgerufen am 04.12.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Müns-ter, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

FNB Gas (2020a). Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 – Konsultation. Stand: 4. Mai 2020. Abgerufen am 28.05.2020 von https://www.fnb-gas.de/media/2020_04_30_fnb_gas_2020_nep_konsultation_de.pdf.

FNB Gas (2020b). Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen H2-Startnetz 2030. Stand: 14.05.2020. Abgerufen am 15.09.2020 von https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., und Zöttl, G. (2016). Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Engpassmanagement: Eine modellbasierte Abschätzung. List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 41(4), 465-498. https://dx.doi.org/10.1007/s41025-016-0027-5.

Grimm, V., Rückel, B., Sölch, C., und Zöttl, G. (2021). The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets. Energy Economics 93, 104934. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934.

Schittekatte, T. und Meeus, L. (2020). Flexibility markets: Q&A with project pioneers. Utilities Policy 63, 101017. https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101017.

ÜNB (2019). Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Absatz 7 Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943. Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, Stand: 04.07.2019. Abgerufen am 22.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

ÜNB (2020a). Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Stand: September 2020. Abgerufen am 10.12.2020 von https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/Umsetzungsbericht/Umsetzungsbericht.pdf?__blob=publicationFile.

ÜNB (2020b). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: Januar 2020. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf.

Versorgungssicherheit

BMWi (2019). Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Stand: Juni 2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

BNetzA (2018). Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Stand: 15. Juni 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf.

BNetzA (2020a). Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Stand: 26. Juni 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 26.10.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf.

BNetzA (2020b). Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025. Stand: 30. April 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Abgerufen am 09.12.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BNetzA/BKartA (2014). Monitoringbericht 2014. Stand: 14. November 2014. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016a). Monitoringbericht 2015. Stand: 10. November 2015. Korrektur: 21. März 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2016b). Monitoringbericht 2016. Stand: 30. November 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

BNetzA/BKartA (2017). Monitoringbericht 2017. Stand: 13. Dezember 2017. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA/BKartA (2019). Monitoringbericht 2018. Stand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

BNetzA/BKartA (2020). Monitoringbericht 2019. Stand: 13. Januar 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

ENTSO-E (2018). Mid-term Adequacy Forecast (2018 Edition). Abgerufen am 12.11.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2018_Executive_Report.pdf.

ENTSO-E (2019). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2019 Edition). Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe_MAF_2019.pdf.

ENTSO-E (2020). Mid-term Adequacy Forecast - Executive Summary (2020 Edition). Abgerufen am 04.12.2020 von https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Executive_Summary.pdf.

EWK (2012). Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monotoringbericht-stellungnahme-lang.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/monitoringbericht-energie-der-zukunft-stellungnahme-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-sechsten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

MWIDE NRW (2018). Versorgungssicherheit. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Abgerufen am 21.10.2020 von https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/2018-08-17_anlage_2_versorgungssicherheit_final.pdf.

PLEF (2018). PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment 2018. Stand: Januar 2018. Pentalateral Energy Forum Support Group 2. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plef-sg2-generation-adequacy-assessment-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

PLEF (2020). PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment 2020. Stand: April 2020. Pentalateral Energy Forum Support Group 2. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/newsroom/newsfeed/2020/2020-PLEF-GAA-3-0-report.pdf.

r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer ISI, TEP Energy GmbH (2019). Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten - Projekt Nr. 047/16. Erster Projektbericht im Auftrag des BMWi, Stand: 23.01.2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

Regelleistung-Online (2019). Abschaffung des Mischpreisverfahens: Ist das Stromnetz stabiler geworden? Stand: 13. September 2019. Abgerufen am 04.12.2020 von https://www.regelleistung-online.de/abschaffung-des-mischpreisverfahens-ist-das-stromnetz-stabiler-geworden/.

Übertragungsnetzbetreiber (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand: 15. April 2019. Abgerufen am 12.11.2020 von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (2020). Anbieterworkshop der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Regelarbeitsmarkt. Frankfurt, 28. Januar 20. Abgerufen am 21.12.2020 von https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128315996.

Energieeffizienz systemisch denken

AGEB (2020a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2019, Stand September 2020, https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). Temperatur- und lagerbestandsbereinigter Primärenergie- und Endenergieverbrauch nach Sektoren und Energieträgern, Tabellen mit Ursprungswerten sowie bereinigten Angaben von 1990 bis 2019, Stand August 2020 (unveröffentlicht).

AGEB (2020c). Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2019 (in TWh) Deutschland insgesamt, Stand August 2020, https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html.

AGEB (2020d). Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2008 bis 2019, Stand September 2020, https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html.

BMWI (2019). Energieeffizienz in Zahlen, Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019, Stand November 2019, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.html.

BMVI (2019). Verkehr in Zahlen 2019/2020. Flensburg 2019.

Destatis (2013). Verkehr auf einen Blick. Wiesbaden 2013.

Destatis (2018). Datenreport 2018. Ein Sozialbericht für die Bundesrepublik Deutschland. Bonn 2018.

Destatis (2020). Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Inlandsprodukt-berechnung, Vierteljahresergebnisse, 2. Vierteljahr 2020, Stand August 2020, https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/_inhalt.html;jsessionid=E765B70F0C7BA7EC3E02CAF962E38DB9.internet8722#sprg233858.

Helmers, E. (2015). Die Modellentwicklung in der deutschen Autoindustrie: Gewicht contra Effizienz. Trier 2015.

KBA (2020). Bestand an Personenkraftwagen nach Segmenten und Modellreihen - 1. Januar jeden Jahres sowie Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen - 1. Januar jeden Jahres, Stand September 2020, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html sowie https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html.

Verkehr

AGEB (2020). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. Abgerufen von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.pdf.

Agora Verkehrswende (2018). Klimaschutz im Verkehr: Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030. Abgerufen von https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehswende_Klimaschutz_im_Verkehr_Massnahmen_zur_Erreichung_des_Sektorziels_2030.pdf.

Agora Energiewende, Agora Verkehswende, Stiftung Klimaneutralität (2020). Klimaneutrales Deutschland. Abgerufen von https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-langfassung/.

BAG (2020). Mautstatistik, Jahrestabellen 2019. Bundesamt für Güterverkehr. Abgerufen von https://www.bag.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Lkw-Maut/Jahrestab_18_19.html;jsessionid=85572283C269E785C69C1552D426CEC8.live21303?nn=13100.

BDI (2018). Klimapfade für Deutschland. Abgerufen von https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/.

BMVI (2019). Verkehr in Zahlen 2019/2020. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile.

BMVI (2020 a). 500 Millionen Euro zusätzlich für Ladeinfrastruktur - 6. Förderaufruf abgeschlossen. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/infopapier-sechster-foerderaufruf-ladeinfrastruktur.html.

BMVI (2020 b). Gesamtkonzept klimafreundliche Nutzfahrzeuge Mit alternativen Antrieben auf dem Weg zur Nullemissionslogistik auf der Straße. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/klimafreundliche-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile.

BMWi (2020). Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan. Abgerufen von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Bundesregierung (2019). Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung - Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile.

dena (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Abgerufen von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Destatis (o.J.). Bevölkerung. Demographische Aspekte. Demographischer Wandel und Bevölkerungszahl. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Demografischer-Wandel/textbausteintaser-blau-bevoelkerungszahl.html.

Destatis (2018). Wirtschaftsrechnungen: Laufende Wirtschaftsrechnungen - Einkommen, Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Publikationen/Downloads-Einkommen/einnahmen-ausgaben-privater-haushalte-2150100177004.pdf?__blob=publicationFile.

Deutscher Bundestag (2020). Antwort der Bundesregierungauf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Stephan Kühn (Dresden), Matthias Gastel, Stefan Gelbhaar, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Maßnahmen zur Durchsetzung alternativer Antriebe und weiterer Innovationen im „Off Highway“-Fahrzeugbereich. Drucksache 19/21040 vom 04.08.2020. Abgerufen von https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/214/1921445.pdf.

DLR (2020). Zweite Studie zu Corona und Mobilität. Abgerufen von https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/03/20200928_zweite-dlr-studie-zu-corona-und-mobilitaet-oeffentliche-verlieren.html.

EAFO (2020). Alternative Fuels. Abgerufen von https://www.eafo.eu/alternative-fuels/overview.

EU Kommission (2019). Mitteilung der Kommission - Der europäische Grüne Deal [Press release]. Abgerufen von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN.

EU Parlament (2014). Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure Text with EEA relevance, (2014).

EU Parlament (2019). Verordnung (EU) 2019/1242 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Festlegung von CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Richtlinie 96/53/EG des Rates, (2019).

Grabka, M. M. und Goebel, J. (2017). Realeinkommen sind von 1991 bis 2014 im Durchschnitt gestiegen – erste Anzeichen für wieder zunehmende Einkommensungleichheit. DIW Wochenbericht Nr.4, 2017.

H2 MOBILITY (2020). H2 tanken. Abgerufen von https://h2.live/.

Heymann, E. (2019). E-Mobilität: Ohne Subventionen (noch) in der Nische.

Holz-Rau, C. (2019). CO_2-Bepreisung und Entfernungspauschale–Die eingebildete Steuererhöhung [Press release]. Abgerufen von http://vpl.tu-dortmund.de/cms/de/Aktuelles/Meldungen/Pillepalle/CO2-Bepreisung-und-Entfernungspauschale-Bilder/Die-eingebildete-CO2-Steuer-kurz-korrigiert-2019-10-11.pdf.

ICCT (International Council on Clean Transportation) (2019). European Vehicle Market Statistics. Pocketbook 2019/20. ICCT, Berlin. https://theicct.org/sites/default/files/publications/European_vehicle_market_statistics_20192020_20191216.pdf.

KBA (2020a). Bestand nach Umwelt-Merkmalen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_inhalt.html;jsessionid=2FB8823FFA5CE7D9DB2B7519201C2722.live21303?nn=2598042.

KBA (2020b). Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2010 bis 2019 nach technischen Merkmalen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Motorisierung/fz_n_motorisierung_archiv/2019/2019_n_motorisierung_pkw_zeitreihe_techn_merkmale.html?nn=2601598.

KBA (2020c). Monatliche Neuzulassungen. Abgerufen von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html.

Köllner, C. (2019). Elektromobilität kurbelt deutschen Batteriemarkt an. Abgerufen von Batterie | Elektromobilität kurbelt deutschen Batteriemarkt an | springerprofessional.de.

Lobig, A., Liedtke, G., Lischke, A., Wolfermann, A. und Knörr, W. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. Abgerufen von: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-verkehrsverlagerungspotenzial-schienengueterverkehr.pdf?__blob=publicationFile.

MiD (2018). Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Abgerufen von Bonn: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf.

MiD (2019). Mobilität in Deutschland – Zeitreihenbericht 2002 – 2008 – 2017. Abgerufen von Bonn: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Zeitreihenbericht_2002_2008_2017.pdf.

Molloy, J., Tchervenkov, C., Schatzmann, T., Schoeman, B., Hintermann, B., und Axhausen, K. W. (2020). MOBIS-COVID19/25: Results as of 19/10/2020 (post-lockdown).

NPM AG5 (2020a). Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell. Abgerufen von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

NPM AG5 (2020b). Flächendeckende Ladeinfrastruktur. Abgerufen von Berlin: https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/10/NPM_AG5_FlaechendeckendeLadeinfrastruktur_final.pdf.

Prognos (2020). Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Abgerufen von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

PWC (2019). E-Bus-Radar. Abgerufen von https://www.pwc.de/de/offentliche-unternehmen/e-bus-radar-0819.pdf.

Seum, S., Winkler, C., Kuhnimhof, T., und Ehrenberger, S. (2019). Verkehr und seine Umweltwirkungen - Szenarien für Deutschland 2040. Internationales Verkehrswesen, 71(2), 49-53.

Transport & Environment (2020). Recharge EU: How many charge points will Europe and its Member States need in the 2020s. Abgerufen von https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf.

Winkler, C., Kröger, L., Nordenholz, F. und Lobig, A. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienenverkehr in Deutschland unter Beachtung infrastruktureller Restriktionen. Abgerufen von https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-verlagerungspotenzial-schienenverkehr-restriktionen.pdf?__blob=publicationFile.

Wuppertal-Institut (2020). CO_2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5°-Grenze. Abgerufen von https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7606/file/7606_CO2-neutral_2035.pdf.

WSI (Wirtschafts- und sozialwissenschaftsliches Institut) (2020). Erwerbstätigenquoten und Erwerbsquoten 1991-2018. Abgerufen von https://www.wsi.de/data/wsi_gdp_EA-Beteiligung_PDF_01-1.pdf.

Energiepreise und Energiekosten

ADAC (2020). Entwicklung der Benzin- und Dieselpreise seit 1950 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/.

AGEB (2020a). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html.

AGEB (2020b). Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. September 2020.

Agora Energiewende (2020). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. Abgerufen am 10. November von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf.

BAFA (2020). Amtliche Mineralöldaten. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Infothek/Infothek_Formular.html;jsessionid=E2FA1993E775BECF01FAED52A3874267.1_cid378?nn=8064038&submit=Senden&resultsPerPage=100&documentType_=type_statistic&templateQueryString=Amtliche+Daten+Mineral%C3%B6ldaten&sortOrder=dateOfIssue_dt+desc.

BBSR (2019). Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe [online]. Dezember 2019. Verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2019/bbsr-online-17-2019.html?nn=396894.

BDEW (2020a). Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. https://www.bdew.de/media/documents/Anlage_PI_20200730_StromverbrauchV2.pdf, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

BDEW (2020b). BDEW-Strompreisanalyse Juli 2020, Haushalte und Industrie. https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

BDH (2020). Heizungsindustrie: Neue Förderung bringt Wärmewende voran. [online]. 20. Februar 2020. Verfügbar unter: https://www.bdh-koeln.de/presse/pressemeldungen/artikel/heizungsindustrie-neue-foerderung-bringt-waermewende-voran.

BEE (2019). Das „BEE-Szenario 2030“. 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Berlin, Mai 2019.

BMF (2019). 27. Subventionsbericht des Bundes [online]. 6. November 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2020-03-01-Subventionsbericht.html.

BMWI (2020a). EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2020 [online]. 28. Februar 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.xlsx?__blob=publicationFile&v=13.

BMWI (2020b). Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html.

BMWI (2020c). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. [online]. März 2020. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html.

BMWi/BMF (2020). Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten. Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Abgerufen am 27. November von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-herbst-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2020). Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Stand 13. Januar 2020.

BP (2018). BP Statistical Review – EU27. Abgerufen am 28. Oktober von https://www.bp.com.

C.A.R.M.E.N. (2020). Holzpellet-Preisindex, Jahresmittelwerte. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte.

Consentec/Fraunhofer ISI (2018). BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Abgerufen am 27. November von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/netzentgelte-auswertung-von-referenzstudien.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

DEBRIV (2020). Entwicklung ausgewählter Energiepreise [online]. 2020, [kein Datum]. [Zugriff am: 19. August 2020]. Verfügbar unter: https://kohlenstatistik.de/Library Catalog: kohlenstatistik.de.

Dena (2018). dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Abgerufen am 27. November von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

Destatis (2020a). Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, Sondervertragskunden und Tarifkunden insgesamt. Statistisches Bundesamt [online]. 20. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Verwendung/Tabellen/stromabsatz-haushalt.html.

Destatis (2020b). Stromsteuerstatistik - Fachserie 14 Reihe 9.7 - 2019 [online]. 8. Juni 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchsteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchsteuern/stromsteuer-2140970197004.html.

Destatis (2020c). Bruttoinlandsprodukt, Bruttonationaleinkommen, Volkseinkommen. [online]. 25. Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Tabellen/inlandsprodukt-volkseinkommen1925-pdf.html.

Destatis (2020d). Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen bis Juni 2020 [online]. 2020. [Zugriff am: 19. August 2020]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.html Library Catalog: www.destatis.de.

DIW (2020). Bauwirtschaft wichtige Stütze der Konjunktur – Investitionsförderung beginnt zu wirken [online]. Januar 2020. Verfügbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.702164.de/publikationen/wochenberichte/2020_01_1/bauwirtschaft_wichtige_stuetze_der_konjunktur_investitionsfoerderung_beginnt_zu_wirken.html.

ENavi (2018). Die Transformation des Stromsystems mit Fokus Kohleausstieg – Synthesebericht des Schwerpunktthemas #1. Entwurf, Stand 08.08.2018. https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_5011898_5/component/file_5011899/content, zuletzt abgerufen am 4.11.2020.

Eurostat (2020a). Tabellencode: nama_10_a64. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

Eurostat (2020b). Tabellencode nrg_bal_c. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

Eurostat (2020c). Tabellencodes nrg_pc_203, nrg_pc_205, prc_hicp_aind. Abgerufen am 28. Oktober von https://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database.

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 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

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 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2014). Stellungnahme zum ersten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2013. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 03. November 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

FNR (2020a). Biokraftstoffe: Aktuelle Marktsituation. [online]. 2020. [Zugriff am: 1. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/aktuelle-marktsituation.

FNR (2020b). Biokraftstoffe: Bioethanol. [online]. 2020. [Zugriff am: 1. Oktober 2020]. Verfügbar unter: https://biokraftstoffe.fnr.de/kraftstoffe/bioethanol.

Fichtner (2019). Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/evaluierung-marktanreizprogramm-2018.html.

IEA (2020). Energy prices and taxes. Abgerufen am 28. Oktober von https://www.oecd-ilibrary.org/energy/data/iea-energy-prices-and-taxes-statistics_eneprice-data-en.

Kaltenegger, O. (2020). What drives total real unit energy costs globally? A novel LMDI decomposition approach. Applied Energy, 261, 114340.

KBA (2020). Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (1. Januar 2020) - FZ 13 [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2020/fz13_2020_pdf.pdf.

NEP (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Stand 15. April 2019.

Netztransparenz (2020a). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > KWKG > Jahresabrechnungen. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/KWKG/Jahresabrechnungen.

Netztransparenz (2020b). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > EnWG > Offshore-Netzumlage > Jahresabrechnung. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Jahresabrechnung.

Netztransparenz (2020c). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. Netztransparenz > EnWG > Abschaltbare Lasten-Umlage > Jahresabrechnung AblaV. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/Energiewirtschaftsgesetz/Umlage-18-AbLaV/Jahresabrechnung-AblaV.

Netztransparenz (2020d). INFORMATIONSPLATTFORM DER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. EEG-Jahresabrechnungen. www.netztransparenz.de [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/EEG_Jahresabrechnungen.htm.

Öko-Institut (2020). EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Modellversion 4.1.1. Abgerufen am 27. November von https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/.

Prognos/BCG (2018). Klimapfade für Deutschland. Abgerufen am 27. November von https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/.

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. Zusammenfassung. Abgerufen am 27. November von https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-zusammenfassung.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the effects of unilateral environmental policy on offshoring in multi-stage production processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

TFZ (2020). Entwicklung der Brennstoffpreise. [online]. Juli 2020. Verfügbar unter: https://www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035092/index.php.

UFOP (2020). Marktinformationen Ölsaaten und Biokraftstoffe. [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.ufop.de/medien/downloads/agrar-info/marktinformationen/.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

BMWi (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Abgerufen am 20. November 2020 von https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf.

Sachverständigenrat (2020). Corona-Krise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten 2020/21 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/.

Glenk, G., Reichelstein, S. (2019). Economics of converting renewable power to hydrogen. Nature Energy, 4, 216-222.

Fraunhofer (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Auftrag des BMU, August 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf.

GJETC (2020). Clean Hydrogen: Important aspects of production, international cooperation, and certification, part 2. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Hydrogen-Society-Study-II.pdf.

Grimm, V. (2020). Der Green Deal als Chance für die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit in Europa: Wasserstoff und synthetische Energieträger. ifo Schnelldienst, 73(6), 22-28.

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., Jahn, M., Müller, N., Pfeifer,T., Plötz, P., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Sensfuß, F., Smolinka, T., Wietsche, M. (2019), Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI und Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Karlsruhe und Freiburg. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

IN4climate.NRW (2019): Wasserstoff als Schlüssel zur erfolgreichen Energiewende: Den Einstieg jetzt ermöglichen. Ein Diskussionsbeitrag der AG Wasserstoff von IN4climate.NRW zur Entwicklung der nationalen Wasserstoffstrategie. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Bilder/Pressefotos/Wasserstoffpapier/in4climatenrw-diskussionspapier-wasserstoff-als-schluessel-zur-erfolgreichen-energiewende.pdf

Martin, A., Agnoletti, M.F., Brangier, E. (2020). Users in the design of hydrogen energy systems: A systematic review. International Journal of Hydrogen Energy, 45(21), 11889-11900.

Nationaler Wasserstoffrat (2020a). EEG-Stellungnahme Nationaler Wasserstoffrat. Abgerufen am 14. Dezember von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/eeg-stellungnahme-nationaler-wasserstoffrat.html.

Nationaler Wasserstoffrat (2020b). Stellungnahme zur NWS-Maßnahme 20. Abgerufen am 14. Dezember von https://www.fnb-gas.de/media/nwr_stellungnahme_nws_massnahme_20.pdf.

Nationaler Wasserstoffrat (2020c). Stellungnahme: Änderung BImSchG/BImSchV. Umsetzung RED II in nationales Recht.

Niermann, M., Drünert, S., Kaltschmitt, M., Bonhoff, K. (2019): Liquid organic hydrogen carriers (LOHCs) – techno-economic analysis of LOHCs in a defined process chain. Energy & Environmental Science, 12(1), 290-307.

NPM (2020). Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen. 2. Kurzbericht der AG 2, Berlin, Juni 2020. Abgerufen am 10. Juni 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/06/NPM-AG-2_Einsatzm%C3%B6glichkeiten-unter-realen-Rahmenbedingungen.pdf.

NPM (2019). Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht. 1. Kurzbericht der AG 2, Berlin, November 2019. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf.

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2020). Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Abgerufen am 17. November 2020 von https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf.

Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., Stolten, D. (2017). Seasonal storage and alternative carriers. A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy, 200, 290-302.

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P.-M., Syranidis, K., Cerniauskas, S., Reuß, M., Ryberg, S., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Linßen, J., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P., Stolten, D. (2019). Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Forschungszentrum Jülich GmbH. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf;jsessionid=DB4B3DD5D14976DB75555D0BEFCE0B29?__blob=publicationFile.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Applied Energy, 233-234, 1078-1093. https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2020). Economic comparison of electric fuels produced at excellent locations for renewable energies: A scenario for 2035. In: SSRN Journal. DOI: 10.2139/ssrn.3623514.

Westphal, K., Dröge, S., Geden, O. (2020). The international dimensions of Germany's hydrogen policy. SWP Comment, 32/2020. Abgerufen am 23. Oktober 2020 von https://doi.org/10.18449/2020C32.

Wuppertal Institut (2020). Klimaneutrale Industrie. Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/166_A-EW_Klimaneutrale_Industrie_Ausfuehrliche-Darstellung_WEB.pdf.

Wuppertal Institut (2019). Wasserstoff füreine klimaneutrale Grundstoffindustrie in NRW – Mögliche Rollen. Abgerufen am 17.11.2020 von https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Veranstaltungen/2019/Veranstaltung_Wasserstoff_23.05.2019/schneider_-_rolle_-_h2_-_in_-_Industrie_-_20190523.pdf.

Blockchain als Element der Digitalisierung der Energiewende

Andoni, M., Robu, V., Flynn, D., Abram, S., Geach, D., Jenkins, D., McCallum, P., Peacock, A. (2019). Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 100, 143-174.

Catalini, C., Gans, J.S. (2020). Some simple economics of the blockchain. Communications of the ACM, 63(7), 80-90.

Copigneaux, B., Vlasov, N., Bani, E., Tcholtchev, N., Lämmel, P., Fuenfzig, M., Snoeijenbos, S., Flickenschild, M., Piantoni, M., Frazzani, S. (2020). Blockchain for supply chains and international trade. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_STU(2020)641544.

Diestelmeier, L. (2019). Changing power: Shifting the role of electricity consumers with blockchain technology – Policy implications for EU electricity law. Energy Policy, 128, 189-196.

Digiconomist (2020). Bitcoin energy consumption index. Abgerufen am 27. November 2020 von https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption/.

Dittmar, L., Praktiknjo, A. (2019). Could Bitcoin emissions push global warming above 2°C? Nature Climate Change, 9, 656-657.

Eklund, P.W., Beck, R. (2019). Factors that impact blockchain scalability. Proceedings of the 11th International Conference on Management of Digital Ecosystems, 126–133.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2015). Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Franke, L., Schletz, M., Salomo, S. (2020). Designing a blockchain model for the Paris Agreement's carbon market mechanism. Sustainability, 12(3), 1068.

Gopalakrishnan, S., Granot, D., Granot, F., Sošić, G., Cui, H. (2020). Incentives and emission responsibility allocation in supply chains. Management Science. Published online in Articles in Advance 19 Oct 2020. Abgerufen am 27. November von https://doi.org/10.1287/mnsc.2020.3724.

Gorenflo, C., Lee, S., Golab, L., Keshav, S. (2019). Fastfabric: Scaling hyperledger fabric to 20,000 transactions per second. IEEE International Conference on Blockchain and Cryptocurrency (ICBC), 455-463.

International Data Spaces Association (2019). Blockchain technology in IDS. Abgerufen am 27. November 2020 von https://www.internationaldataspaces.org/new-position-paper-on-blockchain-technology-in-ids/.

McAusland, C., Najjar, N. (2015). Carbon footprint taxes. Environmental and Resource Economics, 61, 37-70.

Sedlmeir, J., Buhl, H.U., Fridgen, G., Keller, R. (2020). The energy consumption of blockchain technology: Beyond myth. Business & Information Systems Engineering, 62, 599-608.

UNFCCC (2015). Paris Agreement. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. Abgerufen am 27. November 2020 von https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf.

VDMA (2020). Nachweissysteme für die Berechnung des CO_2-Fußabdrucks in Unternehmen. Abgerufen am 07. Oktober 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/roadmap-2050-vortrag-co2-fussabdruck-ag-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Kriterienraster auf dem Weg zur Klimaneutralität

Böhringer, Christoph, Edward J. Balistreri & Thomas F. Rutherford. (2012). The role of border carbon adjustment in unilateral climate policy: Overview of an Energy Modeling Forum study (EMF 29). Energy Economics 34: 97–110.

Brauers et al. (2020). Comparing coal phase-out pathways: The United Kingdom’s and Germany’s diverging transitions. Environmental Innovation and Societal Transitions, 37, 238-253.

Bundesregierung (2019). Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975232/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf.

Carattini, S., Baranzini, A., Thalmann, P., Varone, F., Vöhringer, F. (2017). GreentTaxes in a post-Paris world: Are millions of nays inevitable? Environmental and Resource Economics, 68(1), 97-128.

Edenhofer et al. (2019a). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

Edenhofer et al. (2019b). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Frondel, Manuel & Colin Vance (2018). Drivers’ response to fuel taxes and efficiency standards: evidence from Germany. Transportation, 45(3), 989-1001.

Gaschnig et al. (2018). Multikriterieller Bewertungsansatz für eine nachhaltige Energiewende. Von der Analyse zur Entscheidungsfindung mit ENavi. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_3458890_10/component/file_3537888/content.

Gaschnig et al. (2020). Multikriterielle Bewertung der Energiewende. Nachhaltigkeitsprofile zum Kohleausstieg. ENavi-Abschlussbericht des Arbeitspaketes 11 für den Schwerpunkt „Transformation des Stromsystems“. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_6000089_3/component/file_6000098/content.

GJETC (2020). Clean Hydrogen: Important aspects of production, international cooperation, and certification, part 2. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von www.gjetc.org/wp-content/uploads/2020/07/GJETC_Hydrogen-Society-Study-II.pdf.

Hainsch, K., Brauers, H., Burandt, T., Göke, L., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Kendziorski, M., Löffler, K., Oei, P.-Y., Präger, F., Wealer, W. (2020). Make the European Green Deal real – Combining climate neutrality

and economic recovery. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.791736.de/diwkompakt_2020-153.pdf.

IPCC (2019). Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. [Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., Skea, J., Shukla, P.R., Pirani, A., Moufouma-Okia, W., Péan, C., Pidcock, R., Connors, S., Matthews, J.B.R., Chen, Y., Zhou, X., Gomis, M.I., Lonnoy, E., Maycock, T., Tignor, M., Waterfield, T. (Hrsg.)]. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_Low_Res.pdf.

Koch, N., Houdou, B.-M. (2019). Does the EU emissions trading system induce investment leakage? Evidence from German multinational firms. Energy Economics, 81, 479-492.

Kriegler, E., Bertram, C., Kuramochi, T., Jakob, M., Pehl, M., Stevanović, M., Höhne, N., Luderer, G., Minx, J.C., Fekete, H., Hilaire, J., Luna, L., Popp, A., Steckel, J.C., Sterl, S., Woldie Yalew, A., Dietrich, J.P., Edenhofer, O. (2018). Short term policies to keep the door open for Paris climate goals. Environmental Research Letters, 13(7), 074022.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2015). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2019). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B., Staiß, F. (2020). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Matthes, F.C., Hermann, H., Mendelevitch, R., Cook, V. (2020). Einordnung der geplanten Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen deutscher Braunkohlekraftwerke im Kontext aktueller Entwicklungen. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Einordnung-der-geplanten-Entschaedigungszahlungen-fuer-deutsche-Braunkohlekraftwerke.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing border carbon adjustments for enhanced climate action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Meng, K.C., Rode, A. (2019). The social cost of lobbying over climate policy. Nature Climate Change, 9(6), 472.

Oei, P.-Y., Hainsch, K., Löffler, K., von Hirschhausen, C.R., Holz, F., Kemfert, C. (2019). A new climate for Europe: 2030 climate targets must be more ambitious. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.683026.de/dwr-19-40-1.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

van der Ploeg, F., Rezai, A. (2020). Stranded assets in the transition to a carbon-free economy. Annual Review of Resource Economics, 12, 281-298.

Pothen, F., Tovar Reaños, M.A. (2018). The distribution of material footprints in Germany. Ecological Economics, 153, 237-251.

Rauner, S., Bauer, N., Dirnaichner, A., Van Dingenen, R., Mutel, C., Luderer, G. (2020). Coal-exit health and environmental damage reductions outweigh economic impacts. Nature Climate Change, 10, 308-312.

Sachverständigenrat (2020). Corona-Krise gemeinsam bewältigen, Resilienz und Wachstum stärken. Jahresgutachten 2020/21 des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 17. November 2020 von https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/.

United Nations (2015). Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development, A/RES/70/1. Abgerufen am 12. Dezember 2020 von https://www.un.org/en/development/desa/population/migration/generalassembly/docs/globalcompact/A_RES_70_1_E.pdf.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken –

Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Berlin · Münster · Nürnberg · Stuttgart, Juni 2020

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Prof.in Dr. Barbara Lenz
- Prof. Dr. Frithjof Staiß

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
Prof.in Dr. Veronika Grimm
Prof.in Barbara Lenz
Prof. Dr. Frithjof Staiß

Expertenkommission:

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Am Stadtgraben 9, 48143 Münster
E-Mail: loeschel@uni-muenster.de
Telefon: +49 251-83-25004

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg
E-Mail: veronika.grimm@fau.de
Telefon: +49 911-5302-224
Fax: +49 911-5302-168

Prof.in Dr. Barbara Lenz

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)
Institut für Verkehrsforschung
Rudower Chaussee 7, 12489 Berlin
E-Mail: barbara.lenz@dlr.de
Telefon: +49 30 67055-206
Fax: +49 30 67055-283

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

Dieses Gutachten beruht auch auf der sachkundigen und engagierten Arbeit unserer wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter:

Westfälische Wilhelms-Universität Münster

Gerald Zunker, Dr. Oliver Kaltenegger

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Sandra Kretschmer, Dr. Christian Sölch

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Felix Steck

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

Maike Schmidt, Andreas Püttner

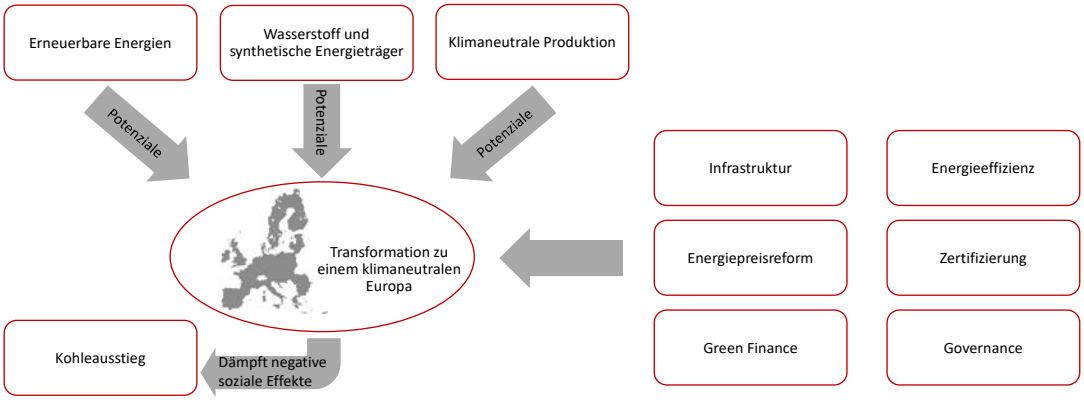
Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Die unabhängige Expertenkommission begleitet den 2011 von der Bundesregierung ins Leben gerufenen Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft". Sie nimmt auf wissenschaftlicher Grundlage Stellung zu den Monitoring- und Fortschrittsberichten der Bundesregierung und unterstützt die Bundesregierung bei der Erarbeitung gemeinsamer Lösungen und Strategien für die zentralen Handlungsfelder der Energiewende. Um die anstehenden politischen Diskussionen zur effektiven und effizienten Weiterentwicklung der Energiewende und zur nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung in Zeiten der Corona-Pandemie zu unterstützen, möchte die Expertenkommission in diesem Kommentar Empfehlungen zu zentralen Maßnahmen und Rahmenbedingungen geben. Dies geschieht vor dem Hintergrund eines Vorschlags des Koalitionsausschusses für ein umfangreiches Konjunktur- und Zukunftspaket, der anstehenden deutschen EU-Ratspräsidentschaft und der politischen Diskussionen zum europäischen Green Deal. Das Konjunktur- und Zukunftspaket der Bundesregierung adressiert insbesondere mit der Wasserstoffwirtschaft, dem Infrastrukturausbau und der nachhaltigen Mobilität wichtige Felder der deutschen Energiewende. Mit dem Zuschuss zur Senkung der EEG-Umlage erfolgt der Einstieg in eine Energiepreisreform. Nun gilt es, die Maßnahmen sinnvoll zu konkretisieren und weiterzuentwickeln. Die Expertenkommission wird darauf – ebenso wie auf den gerade veröffentlichten Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan – in der Stellungnahme zum nächsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung vertiefend eingehen. Im vorliegenden Kommentar liegt der Fokus vorrangig auf Empfehlungen zu zentralen Maßnahmen und Rahmenbedingungen und der Einpassung in den europäischen Kontext. Die Bundesregierung schreibt zurecht im zweiten Fortschrittsbericht zur Energiewende: „Die Energiewende ist kein deutscher Alleingang, sie ist eingebettet in die europäische Energiepolitik […]. Eine erfolgreiche europäische Zusammenarbeit unterstützt den Erfolg der deutschen Energiewende". Der europäische Green Deal zielt auf die Klimaneutralität der Europäischen Union bis zum Jahr 2050. Diese neue Strategie ist nur glaubhaft, wenn es gelingt, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten und europäische Märkte aufzubauen, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen zu sichern.

Im Mittelpunkt der Stellungnahme der Expertenkommission stehen der Ausbau erneuerbarer Energien, die industrielle Transformation hin zu emissionsneutralen Technologien und Produkten und die zukünftige Rolle von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern bei der Defossilisierung des Wärme- und des Mobilitätssektors sowie der Industrie (vgl. Abbildung 44). Nach dem heutigen Stand sind Fördermechanismen bzw. Instrumente oft zu komplex, kleinteilig, kurzfristig und nicht ausreichend miteinander verzahnt. Ein wesentlicher Bestandteil der Empfehlungen ist daher eine CO_2-basierte Energiepreisreform, die insbesondere eine umfassende Reduktion der Umlagen und Abgaben beim Strompreis und mittelfristig deren Refinanzierung aus den Einnahmen der CO_2-Bepreisung vorsieht. Ambitionierte CO_2-Preispfade bei gleichzeitig unverzerrten Energiepreisen schaffen in den europäischen Mitgliedsstaaten für alle Akteure einheitliche Anreize für klimafreundliches Verhalten. Diese Reform setzt unmittelbar wichtige Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung die Haushalte und viele mittelständische Unternehmen entlastet und die zukunftsweisende Transformation der Industrie vorantreibt. Zukunftschancen entstehen aber nur dann, wenn die angestrebte Koordination über die verschiedenen Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien gelingt. Hierfür sind Maßnahmen notwendig, die ohne größere Hürden umzusetzen sind, die sowohl der Energiewende als auch der Wirtschaft zu Gute kommen und die weitgehend auf eine marktliche Koordination setzen. Die Stellungnahme zeigt ebenfalls auf, wie die internationale Einbettung klimapolitischer Instrumente besser gelingen kann und welche Chancen durch

die Anpassung von Rahmenbedingungen sowie einen zielgerichteten Aufbau von Infrastrukturen für die aktuell notwendige Wiederbelebung der Konjunktur und zukünftiges klimafreundliches Wachstum bestehen.

Abbildung 44: Zentrale Handlungsfelder für die Transformation zu einem klimaneutralen Europa



Quelle: Eigene Darstellung

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem in Europa erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale **Wertschöpfungsketten** (Kapitel 1) aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden und europäische Märkte zu stärken. Die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen erfordert es auch, vorausschauend und konsequent internationale Energie- und Handelskooperationen weiterzuentwickeln. Potenziale für die internationale Innovations- und Technologieführerschaft und die damit verbundene europäische Wertschöpfung bieten insbesondere die erneuerbaren Energien, die industrielle Transformation zur Klimaneutralität sowie grüner Wasserstoff und synthetische Energieträger.

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger (Kapitel 6) spielen eine Schlüsselrolle, da sie vielfältig einsetzbar sind. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr. Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie ist Wasserstoff die einzige sinnvolle Alternative. Auch für die saisonale Stromspeicherung kommen praktisch nur Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten notwendig: von der Erzeugung über die Logistik bis zur Nutzung. Eine zentrale Voraussetzung dafür ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa.

Die beschleunigte **industrielle Transformation** (Kapitel 7) ist eine Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung des Green Deal. Daraus ergeben sich zentrale Handlungsfelder sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Produkte. Die industrielle Transformation bietet darüber hinaus die Chance auf eine internationale Technologieführerschaft in Schlüsselbranchen und sichert die industrielle Basis der Europäischen Union. Ein solcher Leitmarkt kann (Technologie-)Standards für die globale Entwicklung setzen und schafft zusätzliche Chancen für europäische Unternehmen im globalen Wettbewerb.

Weiterer Handlungsbedarf besteht bei den **erneuerbaren Energien** (Kapitel 5), da die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal eine massive Erhöhung der Ausbauziele erfordern. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale. Gerade für den Ausbau erneuerbarer Energien sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Nicht zuletzt ermöglicht der Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten den Verlust von Arbeitsplätzen zu kompensieren, die im Zuge des **Kohleausstiegs** (Kapitel 4) und des Strukturwandels wegfallen.

Um das volle Potenzial dieser Handlungsfelder auszuschöpfen, müssen angemessene Rahmenbedingungen auf nationaler und europäischer Ebene geschaffen und entsprechende Maßnahmen ergriffen werden. Als Leitinstrument empfiehlt die Expertenkommission eine **CO_2-basierte Energiepreisreform** (Kapitel 2). Daneben sind Infrastrukturmaßnahmen, Anreize und verbesserte Rahmenbedingungen für nachhaltige Investitionen (Green Finance), einheitliche Standards für die Zertifizierung klimafreundlicher Wertschöpfung und Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz von Bedeutung. Eine CO_2-basierte Energiepreisreform umfasst auf nationaler Ebene die Umsetzung eines ambitionierteren CO_2-Preispfades, welche auch einen Mindestpreis für CO_2 umfasst, sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Systems aus Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen auf tatsächliche externe Effekte. Auf europäischer Ebene sind die Energiesteuerrichtlinie und das Europäische Emissionshandelssystem zu überarbeiten sowie ggf. Grenzausgleiche (Border Carbon Adjustments) einzuführen. Ziel ist ein europaweit einheitlicher Rahmen mit klimafreundlicher Lenkungswirkung, effizienten Preissignalen sowie einem Wettbewerb auf Augenhöhe zwischen Akteuren und Technologien. Bei den Reformen ist sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene auf die induzierten Verteilungswirkungen zu achten.

Infrastrukturen (Kapitel 8) müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für neue erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich die Grundlage für die Umsetzung des Green Deal schaffen. Um dafür auch das erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren zu aktivieren, sind weitere Maßnahmen zur Stärkung von **Green Finance** (Kapitel 10) umzusetzen, etwa die Ausweitung von Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie.

Verbesserte Rahmenbedingungen und einheitliche Standards für die **Zertifizierung** (Kapitel 3) können den Märkten wichtige Entscheidungsgrundlagen bieten und dies nicht nur für klimarelevante Aktivitäten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren. Dazu ist eine sektorübergreifend einheitliche und zuverlässige Erfassung notwendig, damit der CO_2-Ausstoß als maßgeblicher Bewertungsmaßstab dienen kann. Insbesondere die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie erfordert die Erfassung der CO_2-Emissionen, die durch Energieströme, Produkte und Dienstleistungen verursacht werden. Ein System glaubwürdiger und zuverlässiger Zertifizierung kann auch ohne weitere darauf aufbauende rechtliche Anforderungen bereits Wirkung entfalten. Darüber hinaus kann es Grundlage von ordnungspolitischen Maßnahmen sein, die auf die Reduktion von CO_2-Emissionen abzielen.

Maßnahmen zur Steigerung der **Energieeffizienz** (Kapitel 9) sind eine wichtige Säule der Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende

Kostenbelastungen vermeiden. Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern erfordern Vertrauen in die zukünftige Attraktivität von Anlagen und Produkten. Dies betrifft sowohl Erwartungen in die Preisentwicklung bei den CO_2-Emissionen als auch bei der Infrastruktur. Förderprogramme und ein passender gesetzlicher Rahmen können darüber hinaus bei Kaufentscheidungen unterstützen. Nicht nur im Verkehrsbereich ist zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen vielfach zu Rebound-Effekten führen, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren und die es durch flankierende Regulierung zu vermeiden gilt.

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen. Bei den **Governance-Strukturen** (Kapitel 11) empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Bei allen von der Expertenkommission empfohlenen Maßnahmen ist zu beachten, dass das Krisenmanagement in der Corona-Pandemie Vorrang hat. Nichtsdestotrotz sind einige ohne größere Hürden umsetzbar und in Zeiten von Corona sogar umso dringlicher. Beispielhaft sei auf die Energiepreisreform und Maßnahmen zur klimaneutralen Transformation der Industrie verwiesen, welche die Konjunktur unterstützen, die Resilienz des Gesamtsystems erhöhen und zum Schutz vulnerabler Gruppen beitragen.

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext

Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem erfordert es, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

CO_2-basierte Energiepreisreform rasch angehen und richtig gestalten

Eine CO_2-basierte Energiepreisreform setzt Impulse für die Konjunktur, indem sie bei richtiger Ausgestaltung Haushalte und Unternehmen entlastet und die Transformation der Industrie vorantreibt. Auf nationaler Ebene sollte ein ambitionierter CO_2-Preispfad angestrebt werden sowie eine umfassende Ausrichtung des derzeit existierenden komplexen Energiepreissystems auf tatsächliche externe Effekte in allen Sektoren. Durch den vorgeschlagenen Wegfall der Umlagen für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Reduzierung der Stromsteuer werden Strompreise in Deutschland – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzliche Handlungsspielräume eröffnen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie sowie ggf. die Einführung von Grenzausgleichen.

Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO_2-Ausstoß ist. Sie ermöglichen erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie, liefern Entscheidungsgrundlagen für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schaffen die Voraussetzungen für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten.

Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der in Deutschland beschlossene Kohleausstieg ist auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachzubessern. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher und weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen. Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Freiwerdende EU ETS-Zertifikate sind idealerweise vollständig aus dem Markt zu nehmen. Der Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa muss zudem sozialverträglich ausgestaltet werden.

Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Da ausreichend Erzeugungspotenziale vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade hierfür sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken, um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen. Damit ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale, nicht nur durch den Ausbau, sondern auch durch die Nutzung der erneuerbaren Energien.

Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff und synthetische Energieträger spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie (gerade auch als Rohstoff) und im Wärmesektor. Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können, ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Die klimaneutrale Produktion ist ein zentrales Handlungsfeld für die Umsetzung des Green Deal, sowohl im direkten Einflussbereich der Unternehmen, beim Einkauf von Energieträgern sowie entlang der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite und der Absatzseite. Eigeninitiativen von Unternehmen sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden. Z. B. beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft bestehen sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen.

Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Infrastrukturen müssen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehr ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln.

Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind eine wichtige Säule zur Defossilisierung im Gebäude- und Verkehrssektor und können bei den betroffenen Endverbrauchern langfristig steigende Kostenbelastungen vermeiden. Im Gebäudesektor sind nationale und europäische Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Preissignale im Wärmesektor weiterzuentwickeln, die zu einem europaweit klimaneutralen Gebäudebestand in 2050 führen. Im Straßenverkehr bedarf es über aktuelle Regelungen von Flottengrenzwerten hinaus einer Roadmap für einen klimaneutralen Verkehr, damit Unternehmen Planungssicherheit bei der Antriebswende erhalten. Darüber hinaus ergeben sich Energieeffizenzpotenziale durch Verlagerung und Vermeidung von Verkehr.

Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Der europäische Green Deal sieht ambitioniertere Energie- und Klimaziele vor, wodurch sich der jährliche Investitionsbedarf für Klimaschutzaktivitäten erhöhen wird. Die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand können und sollen lediglich eine Grundlage schaffen. Um die Ziele erreichen zu können, ist deshalb das hierfür erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren, etwa durch die Ausweitung der Berichtspflichten von Unternehmen und Finanzmarktakteuren im Sinne der EU-Taxonomie. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deal kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche, konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Entscheidend für den Erfolg einer umfassenden Transformation ist ein gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen. Es empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen. Zudem müssen Konflikte zwischen einzelnen Instrumenten aufgelöst und Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abgestimmt werden.

Inhalt

Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext 265

Inhalt 273

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern 275

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten 279

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten 285

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken 287

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen 291

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln 191

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen 299

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen 303

9 Energieeffizienz systemisch denken 307

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren 313

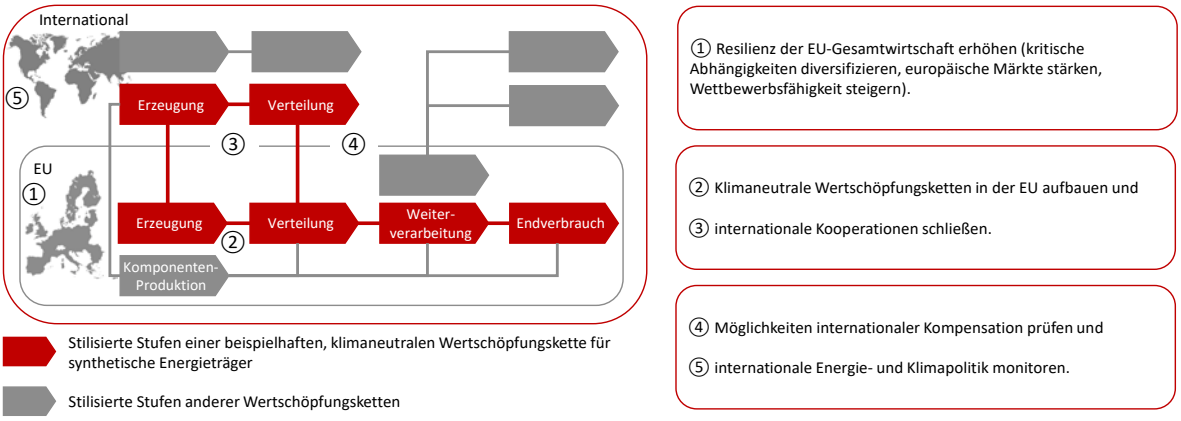
11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten 317

Literaturverzeichnis 321

1 Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

Die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem ist eine Priorität der europäischen Wirtschafts- und Umweltpolitik. Der Green Deal verspricht eine neue Wachstumsstrategie für die EU durch eine entsprechende Umgestaltung hin zu sauberen Wertschöpfungsketten (EU-KOM, 2019). Diese neue Strategie ist nur glaubhaft, wenn es gelingt, strategisch bedeutsame klimaneutrale Wertschöpfungsketten aufzubauen, kritische Abhängigkeiten durch Diversifizierung zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken, internationale Kooperationen zu schließen und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern. Der durch die Corona-Krise induzierte Schock auf die globalen Wertschöpfungsketten verstärkt die Dringlichkeit, bietet zugleich aber auch die Chance, kurzfristig gewünschte Anreize zu setzen, damit Unternehmen sich jetzt optimal anpassen können. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Schritte, die nicht nur der Energiewirtschaft, sondern der Zukunftsfähigkeit von Wirtschaft und Gesellschaft insgesamt dienen (vgl. Abbildung 45).

Abbildung 45: Schritte zur Stärkung klimaneutraler europäischer Wertschöpfung am Beispiel synthetischer Energieträger



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Die Resilienz der EU-Gesamtwirtschaft einschließlich der Energiewirtschaft für verschiedene Krisenszenarien erhöhen. Dazu sind durch Diversifizierung kritische Abhängigkeiten zu vermeiden, europäische Märkte zu stärken und die Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen zu sichern.

Die heimische Wertschöpfung ist eingebettet in globalen Wertschöpfungsketten. Große Unternehmen haben ca. 100.000 Zulieferer in mehr als 100 Ländern. Diese internationale Arbeitsteilung ist positiv zu beurteilen. Im Zuge der Corona-Krise vermeldeten jedoch viele Branchen, etwa die Stahl- oder Pharmaindustrie, Lieferengpässe aus China. Die Energiewirtschaft verzeichnete Preisrückgänge (insbesondere beim Rohöl) und eine verminderte Nachfrage. Die Kosten eines (allein) 2 %igen Rückgangs in der Produktion von Zwischenprodukten aus China kostet Europa 16 Mrd. USD (UNCTAD, 2020).

Die Stärkung von europäischen Märkten und strategisch bedeutsamer Wertschöpfungsketten für Europa erhöht die Resilienz des Gesamtsystems. Simulationsrechnungen und die Erfahrungen aus den derzeitigen Shutdowns von Volkswirtschaften können Hinweise auf kritische Abhängigkeiten in globalen Wertschöpfungsketten geben.

Eine wichtige Option zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit stellt eine Reformierung des Energiepreissystems dar. Entsprechend neu ausgestaltet profitieren nicht nur stromintensive Unternehmen von einer Reform, sondern der Durchschnitt aller Unternehmen oder auch sozial schwache Haushalte. Besonders negativ betroffene Unternehmen oder Haushalte können und sollen in den Blick genommen werden. Der Green Deal bietet die

Chance zu einer europäischen, effizienten Lösung bei der CO_2-Bepreisung auch in den nicht vom Europäischen Emissionshandelssystem erfassten Sektoren (vgl. Kapitel 2 und Kapitel 11).

(2) Den Aufbau klimaneutraler Wertschöpfungsketten priorisieren, insbesondere für grünen Wasserstoff und synthetische Energieträger. Entsprechende internationale Kooperationen schließen.

Europa sollte sich im Markt für synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff als Vorreiter bei Technologie und Innovation positionieren. Diese Energieträger spielen eine Schlüsselrolle in der europäischen Industriestrategie (vgl. Kapitel 7), insbesondere für den Stahlsektor (EU-KOM, 2020a), aber auch für die Energiewende im Flug-, Schiffs-, Schienen- und Straßenschwerlastverkehr. Weitere Wertschöpfungspotenziale liegen in der Speicherung, Distribution und Forschung sowie dem Technologieexport. Aus strategischer Sicht sollten auch die Ressourcenbasen für diese Wertschöpfungsketten frühzeitig besetzt werden. Dies umfasst Abkommen auf staatlicher sowie privatwirtschaftlicher Ebene. Investitionen in Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Erreichung der Klimaneutralität, etwa im Rahmen von Konjunkturpaketen, haben sowohl substantielle ökonomische Multiplikatoreffekte als auch positive Wirkungen für den Klimaschutz (Hepburn et al., 2020). Bei neuen Projekten könnten, wo sinnvoll, Betriebskosten- und Investitionsförderung zum Einsatz gebracht werden (vgl. Kapitel 10).

Die zu entwickelnde klimaneutrale Industrie kann im Zuge des Strukturwandels wegfallende Arbeitsplätze kompensieren. Auch wenn es regional zu negativen Effekten kommen kann, wie Abschätzungen zum deutschen Kohleausstieg zeigen, wirkt die Energiewende abfedernd (Oei et al., 2020; vgl. Kapitel 4und Kapitel 5) und erzielt netto, d. h. über alle Regionen und Industrien betrachtet, positive Beschäftigungseffekte.

Der Import von synthetischen Energieträgern und Wasserstoff aus dem nicht-europäischen Ausland, d. h. von Standorten mit exzellenten Bedingungen für Photovoltaik und Windkraft, kann für heimische Verbraucher (trotz höherer Handels- und Distributionskosten) kostengünstiger ausfallen als die inländische Produktion. Zudem sind heimische Kapazitäten beschränkt. Um den heimischen Bedarf an synthetischen Kraftstoffen und Wasserstoff zu decken, werden somit neben einer inländischen Produktion auch Importe erforderlich sein. Daher sollten verlässliche und diversifizierte Energiepartnerschaften vorbereitet und Handelsabkommen geschlossen werden (vgl. Kapitel 6). Vielversprechende Standorte finden sich z. B. in Australien, Neuseeland, Patagonien, Chile, USA, Nordafrika, im Mittleren Osten und China. Langfristig könnte dadurch auch im globalen Energiehandel ein Wandel weg von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern angestoßen werden.

(3) International unterschiedliche Geschwindigkeiten bei der Klimapolitik ausgleichen. Alle Kooperationen zum Erreichen der Klimaneutralität auf Möglichkeiten internationaler Kompensation prüfen. Die internationale Klimapolitik einem Monitoring unterziehen.

Die Europäische Union sollte darauf hinwirken, international substantiell unterschiedliche Ambitionsniveaus in der Klimapolitik auszugleichen. In Wertschöpfungsketten, die sich nicht lediglich auf EU-Mitgliedsstaaten beschränken, ist der Grenzsteuerausgleich eine naheliegende Maßnahme (vgl. Kapitel 2), die auch der Green Deal beschreibt. Vorzuziehen wäre jedoch, wenn die Europäische Union auf internationaler Ebene auf einen weitgehend einheitlichen CO_2-Preis zumindest bei zentralen Partnern hinwirken könnte (sog. Climate Clubs), sodass kein Grenzsteuerausgleich benötigt würde.

Wertschöpfungsketten werden immer stärker auf eine klimaneutrale Produktion ausgerichtet (vgl. Kapitel 7). In diesem Zusammenhang sind die Möglichkeiten internationaler Kompensation zu prüfen. Das Pariser Klimaschutzabkommen ermöglicht den Ländern im Sinne eines Flexibilitätsmechanismus gemeinsame Anstrengungen auf ihre Zielerreichung, d. h. auf ihre jeweiligen national festgelegten Beiträge, anzurechnen (Artikel 1, 6 und 8). Voraussetzung dafür ist, dass Staaten freiwillig kooperieren (Absatz 3) und die Reduktionen bei den Treibhausgasemissionen nur von einem der Kooperationspartner angerechnet werden (Absatz 5). Dies erfordert eine

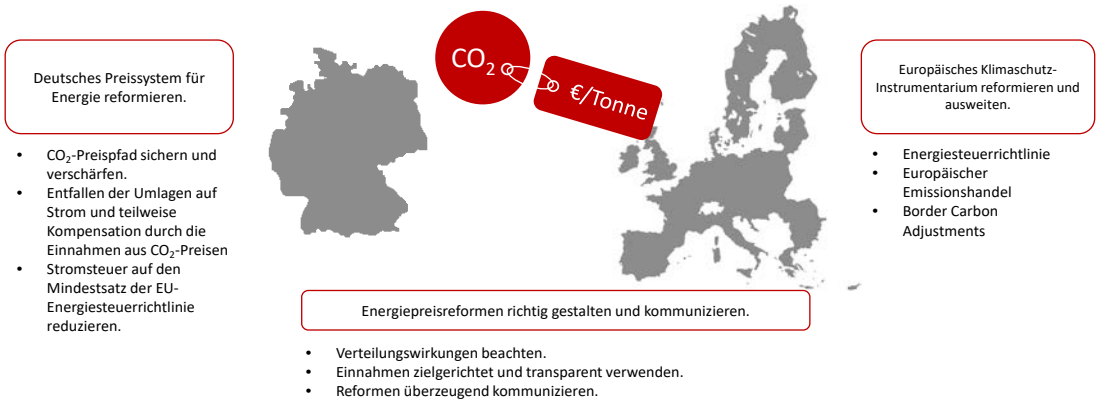
verlässliche Bilanzierung (Absatz 2) und klare Standards (vgl. Kapitel Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten).

Im Sinne einer kontinuierlichen Berichterstattung sind die international unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei der Klimapolitik und der damit im Zusammenhang stehende Umbau von Wertschöpfungsketten zu monitoren (Löschel und Großkurth et al., 2018).

2 CO_2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten

Zum Erreichen der mittel- bis langfristigen Energiewendeziele werden in Deutschland seit etwa vier Jahren die Vorteile und verschiedenen Optionen einer CO_2-basierten Energiepreisreform diskutiert. Nun soll der Green Deal auf europäischer Ebene den Weg für das Erreichen der EU-Klimaschutzziele für 2030 und 2050 ebnen und zugleich unmittelbar die industrielle Transformation hin zu klimafreundlichen Technologien und Produkten befördern. Daraus ergibt sich mit neuer Dringlichkeit eine Reformnotwendigkeit, um die „effektive CO_2-Bepreisung in der gesamten Wirtschaft zu gewährleisten". Gleichzeitig kann der Wegfall von Abgaben und Umlagen beim Strompreis im Rahmen eines ohnehin notwendigen Konjunkturpakets Haushalte sowie klein- und mittelständische Unternehmen zunächst in der Breite entlasten, bevor die entfallenden Einnahmen dann mittelfristig durch die Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung gegenfinanziert werden. Die Expertenkommission empfiehlt folgende Schwerpunkte (vgl. Abbildung 46):

Abbildung 46: Schwerpunkte für eine CO_2-basierte Energiepreisreform



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Eine Energiepreisreform in Deutschland setzt wichtige Impulse für die Konjunktur und für eine zukunftsweisende Transformation der Industrie.

Deutschland versucht seit Langem mit einer Vielzahl von komplexen Fördermechanismen bzw. Instrumenten die Klimaschutzziele zu erreichen. Diese sind häufig nicht an den Ursachen des Klimawandels (den Treibhausgasemissionen) ausgerichtet sowie zu kleinteilig, kurzfristig und nicht miteinander verzahnt ausgestaltet. Die Folge sind heterogene Preissignale für CO_2, was einer kosteneffizienten Klimapolitik entgegensteht. Geht es ausschließlich um die kosteneffiziente Reduktion von Treibhausgasemissionen, so sollte ein möglichst alle Emittenten umfassender Emissionshandel oder eine umfassende CO_2-Abgabe implementiert werden. In Ansätzen wird dies durch existierende europäischen Klimainstrumente wie dem EU ETS oder die Energiesteuerrichtlinie umgesetzt. Die Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene sowie deren Zusammenspiel sind zu reformieren, um ein substantielleres, möglichst einheitliches CO_2-Preissignal zu schaffen. Dies würde nicht nur dem Klima nützen, sondern auch die Marktchancen für Technologien zur Sektorenkopplung (vgl. Kapitel 6) und die Chancen eines marktgetriebenen Kohleausstiegs ohne neue staatliche Interventionen verbessern (vgl. Kapitel 4). Auch die Förderkosten erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 5) würden sich reduzieren.

Die Bundesregierung beschloss auf Basis des Klimaschutzprogrammes 2030, des Bundes-Klimaschutzgesetzes, sowie des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) einen Einstieg in eine CO_2-Bepreisung für Verkehr und Gebäudewärme mit einem Fixpreis, mittelfristig ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) sowie langfristig das Bestreben der Integration in den EU-Emissionshandel mit einem Mindestpreis. Der CO_2-Preispfad sieht vor,

mit einem Festpreis im Wärme- und Verkehrssektor von 25 Euro/t CO_2 im Jahr 2021 zu starten. Bis zum Jahr 2025 steigt der Preis auf 55 Euro/t CO_2. Ab 2026 soll sich der Preis am Markt bilden, solange er sich zwischen einem festgelegten Mindest- und Höchstpreis von 55 bzw. 65 Euro bewegt. Im Jahr 2025 soll festgelegt werden, inwieweit Höchst- und Mindestpreise für die Zeit ab 2027 sinnvoll und erforderlich sind. Dennoch könnten die Ziele für 2030 verfehlt werden (Edenhofer et al., 2019a, 2019b). Neben der fraglichen Zielerreichung sind auch Fragen des sozialen Ausgleichs bisher noch nicht abschließend adressiert. Auch das grundsätzliche Problem des Nebeneinanders einer Vielzahl komplexer Fördermechanismen bzw. Instrumente besteht weiter.

Die Nichterreichung von Klimaschutzzielen könnte für Deutschland mit erheblichen Ausgleichszahlungen verbunden sein. Für Deutschland verlangt die EU-Klimaschutzverordnung (auch Zielverteilungsverordnung oder Effort-Sharing Regulation genannt) bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen in den Verkehrs-, Gebäude- und Landwirtschaftssektoren sowie in Teilen der Industrie- und Energiesektoren um 38 % gegenüber 2005. Auch aus dieser Perspektive bedarf es in Deutschland einer Reform der klimapolitischen Instrumente. Eine Übersetzung der Ambitionen des Green Deal in Reduktionsziele wird die Situation noch verschärfen.

Um im Rahmen des eingeschlagenen Weges die Emissionsziele doch zu erreichen, empfiehlt die Expertenkommission den schnellstmöglichen Wegfall von Umlagen und Steuern auf Elektrizität, der mittels eines CO_2-bezogenen Zuschlags auf fossile Energieträger mittelfristig weitgehend refinanziert wird. Der Unterschiedsbetrag würde aus dem Haushalt finanziert und wäre ein gutes Substitut für Transfers wie Konsumgutscheine, die an anderer Stelle in politischen Diskussionen Erwähnung finden. Dieser Reformvorschlag stünde den Beschlüssen der Bundesregierung nicht entgegen, und wäre zudem politisch zügig umsetzbar.

Konkret sollten die EEG- und KWKG-Umlagen (ca. 23,9 und 0,9 Mrd. Euro in 2020) wegfallen sowie der Stromsteuersatz des deutschen Stromsteuergesetzes auf den erlaubten Mindestsatz entsprechend der EU-Energiesteuerrichtlinie reduziert werden (das entspricht einer Reduzierung des Steuersatzes von 2,05 ct/kWh auf 0,1 ct/kWh; Umfang der gegenwärtigen Stromsteuer bei 2,05 ct/kWh von ca. 6,7 Mrd. Euro in 2020). Ein Refinanzierungsvolumen von ca. 25 Mrd. Euro könnte bei einem CO_2-Preis von ca. 50 Euro/t CO_2 in allen Sektoren sichergestellt werden. Dies würde auch einen nationalen CO_2-Zuschlag im Rahmen des EU ETS beinhalten, um einen Mindestpreis für CO_2 auch in den Sektoren des EU ETS einzuführen. Die CO_2-Preise nach aktuellen Planungen in den Sektoren Verkehr und Wärme dürften ohne einen Aufschlag im ETS-Sektor für die Refinanzierung nicht ausreichend sein, insbesondere da etliche andere Initiativen aus den Einnahmen finanziert werden sollen. Weitergehende Überlegungen zu einer Energiepreisreform sollten auch das Energiesteuergesetz umfassen. Die Energiesteuer gilt es – analog zu den Abgaben auf Strom – zu reduzieren und durch ein CO_2-basiertes Instrument zu ersetzen. Aktuell werden Energiesteuern, entgegen einer sinnvollen Lenkungswirkung, auch auf grüne Energieträger, z. B. grünen Wasserstoff, erhoben

Im Zuge der Corona-Krise gewinnt der Vorschlag einer Energiepreisreform zusätzlich an Bedeutung. Der Wegfall der Abgaben und Umlagen beim Strompreis entlastet die Haushalte und viele Unternehmen, schafft Chancen für neue Geschäftsmodelle und macht nachhaltige Produkte (wie beispielsweise batterieelektrische Fahrzeuge oder Wärmepumpen) attraktiver. Somit sind von der Reform unmittelbar konjunkturbelebende Effekte zu erwarten, auch (oder gerade) wenn der Wegfall der Abgaben und Umlagen nicht unmittelbar bzw. vollständig durch die Einnahmen aus einer CO_2-Bepreisung gegenfinanziert wird. Von der Energiepreisreform gehen im Mittel keine negativen, sondern im Gegenteil positive Verteilungswirkungen aus, insbesondere da der CO_2-Fußabdruck positiv mit dem Einkommen korreliert ist. In Einzelfällen sind jedoch Maßnahmen zur Abfederung von sozialen Härten erforderlich. Dies steht der Reform jedoch nicht entgegen.

Der Reformbedarf bei den Strompreisen zeigt sich sehr anschaulich auch dadurch, dass die durch die Corona-Krise induzierte niedrige Stromnachfrage, bei gleichzeitig hohen Einspeisungen aus Erneuerbaren, zwangsläufig zu niedrigen Strompreisen und steigenden Erneuerbaren-Förderkosten führt. Im Ergebnis könnte die – in den letzten vier Jahren relativ stabile – EEG-Umlage 2021 um mehr als 20 % ansteigen. Gerade im Zuge einer Rezession bei gleichzeitig anstehender Transformation hin zu klimaneutraler Produktion wäre jedoch ein Anstieg bei den effektiven Strompreisen kontraproduktiv und würde die notwendigen Investitionsanreize konterkarieren. Würden die oben beschriebenen Empfehlungen der Expertenkommission umgesetzt, würden die Strompreise durch den Wegfall der EEG- und KWKG-Umlagen sowie die Reduzierung der Stromsteuer – trotz höherer CO_2-Preise – netto reduziert.

(2) Energiesteuerrichtlinie und das EU ETS auf europäischer Ebene reformieren sowie ggf. Border Carbon Adjustments (BCA) einführen, um einen europaweit einheitlichen Rahmen mit klimafreundlicher Lenkungswirkung, effizienten Preissignalen und ein „Level Playing Field" beim Wettbewerb zu erreichen.

Die Einbettung in einen europäischen Rahmen ist zwar nicht Voraussetzung für eine ambitionierte deutsche Klimapolitik, sie ist aber ein entscheidender Erfolgsfaktor. Denn so wird europäischer Klimaschutz nicht nur effizienter ausgestaltet, sondern es werden auch gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen. Höhere Ambitionen im Klimaschutz auf europäischer Ebene erfordern neben einem Nachschärfen der CO_2-Bepreisung im EU ETS eine Reform der EU-Energiesteuerrichtlinie (2003/96/EG). In ihrer derzeitigen Ausgestaltung gibt die Richtlinie zu heterogene bzw. ineffiziente Preissignale und besitzt kaum Lenkungswirkung, etwa hin zu klimafreundlicheren Verkehrsmitteln. Eine vorwiegend einheitliche CO_2-basierte Abgabengestaltung für Strom und Kraftstoffe führt zu expliziten CO_2-Preissignalen in der Nutzung von Verkehrsmitteln. Dies unterstützt die bereits impliziten CO_2-bedingten Preissignale im Verkehr, die sich etwa durch die EU-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ergeben. Die neue Richtlinie sollte national unterschiedliche Steuersätze bzw. die zahlreichen Ausnahmen eliminieren und an der CO_2-Bilanz der Energieträger ansetzen. Da die Richtlinie sowohl Emittenten innerhalb als auch außerhalb des Europäischen Emissionshandelssystems adressiert, ist die Reform kohärent auszugestalten mit der zu empfehlenden Erweiterung des EU ETS auf die Sektoren Wärme und Verkehr.

Substantiell höhere CO_2-Preise können die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie belasten. Ein sinnvolles Instrument, um diese wettbewerblichen Verzerrungen für besonders betroffene Sektoren zu nivellieren, ist ein Grenzsteuerausgleich (Border Carbon Adjustment). Darunter ist ein Ausgleich einer örtlichen Belastung (die in der EU erhöhte CO_2-Bepreisung) zu verstehen, die durch eine wegen der Grenzüberschreitung erhobene Abgabe (dem Grenzsteuerausgleich auf vom außereuropäischen Ausland importierte Produkte) ausgeglichen wird. Der Ausgleich führt dazu, dass im Ausland hergestellte Produkte an der europäischen Grenze entsprechend dem CO_2-Gehalt verteuert werden. Die klimapolitisch induzierte wettbewerbliche Verzerrung wird somit nivelliert. Gleichzeitig werden auf diese Weise verstärkte Anstrengungen bei der CO_2-Bepreisung bzw. ein Absenken der CO_2-Emissionen in der Produktion für die Handelspartner außerhalb der Europäischen Union relativ attraktiver, da dies die Zusatzbelastung an der europäischen Grenze reduziert. Darüber hinaus können BCAs auch die Gefahr von Carbon Leakage reduzieren, d. h. die Verlagerung von Produktion und folglich auch von CO_2-Emissionen an Standorte mit einer weniger ambitionierten Klimapolitik (Schenker et al., 2018). Um handelspolitische Verwerfungen zu vermeiden, sind BCAs nur sehr zielgerichtet und mit Bedacht einzusetzen, d. h. wenn überhaupt nur sukzessive in wenigen Sektoren. Zudem ist die Konformität mit WTO- und EU-Recht zu beachten (Mehling et al., 2019). Unabhängig von der Ausgestaltung, bedarf es klarer Vorgaben und Standards zur Emissionsmessung

(vgl. Kapitel 3). Zudem ist vor einer Einführung zu prüfen, inwieweit Handelspartner CO_2 bereits explizit oder auch implizit bepreisen.[1]

(3) Verteilungswirkungen ernst nehmen und Reformen richtig kommunizieren.

Bei der Implementierung einer Energiepreisreform sind die Verteilungswirkungen zu analysieren. Insbesondere im Bereich niedriger Einkommen ist darauf zu achten, dass die Reformen nicht mit einem Rückgang des verfügbaren Einkommens einhergehen. Hierbei sind Zeitschienen, innerhalb derer zunächst keine Anpassungen stattfinden können, und auch der Handlungsspielraum der Akteure zu berücksichtigen. Haushalte mit niedrigem Einkommen, die aufgrund ihrer Charakteristika (z. B. Energieträgermix, Energieintensität, Haushaltsgröße oder Fahrleistung) zu den Reformverlierern gehören und wenig unmittelbaren Anpassungsspielraum haben, können und sollten kompensiert werden (Edenhofer et al., 2019b).

Von großer Bedeutung ist eine gute Kommunikation des Reformgedankens. Durch die Reduktion der Abgaben und Umlagen beim Strompreis und der Refinanzierung über die Einnahmen aus der CO_2-Abgabe wird nicht nur ein Großteil der Haushalte und Unternehmen entlastet, es werden auch Anreize gesetzt, auf klimafreundliche Technologien und Produkte umzusteigen, was wiederum die Nachfrage beflügelt und die Transformation beschleunigt. Dies stellt einen entscheidenden Vorteil gegenüber anderen Vorschlägen zur Verwendung der Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung dar, die eine solche doppelte Hebelwirkung nicht aufweisen (z. B. Pro-Kopf-Pauschale an Haushalte, vgl. Hepburn et al., 2018, oder Unterstützung betroffener Regionen, vgl. Oei et al., 2019, 2020). Als nachteilig kann es sich erweisen, dass die Kommunikation des Nutzens für die Bevölkerung aufgrund der geringen Transparenz der Effekte eine größere Herausforderung darstellt. Dabei sind die Effekte erheblich. Ein Mehr-Personen-Haushalt mit einem Stromverbrauch von ca. 3.500 kWh pro Jahr würde ceteris paribus bei Wegfall der EEG- und KWKG-Umlagen sowie Reduktion des Stromsteuersatzes auf den erlaubten Mindestsatz im Jahr 2020 ca. 310 Euro (ohne Mehrwertsteuereffekt) bei seiner Stromrechnung sparen. Bei einem gegengerechneten höheren CO_2-Preis von 50 Euro/t CO_2 verbleiben dem Haushalt als (angenommen) Wenigfahrer mit sparsamer Gasheizung immer noch etwa 30 Euro netto. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die durch die Corona-Krise gesunkenen Strom-, Öl- und Gaspreise zusätzlich die Energiekosten weiter absenken werden.

Die Expertenkommission hat bereits in der Vergangenheit Vorschläge zu einer überzeugenden Kommunikation von Reformen gemacht. Dabei sollte u. a. auf erprobte Beispiele verwiesen und auf Nachvollziehbarkeit geachtet werden. Eine effektive Kommunikationsstrategie orientiert sich an akzeptierten Werten, kann auf erprobte Beispiele verweisen, ist konsistent, schlicht und kontextabhängig in der Ansprache, schafft Vertrauen und involviert Stakeholder. Entsprechende Spezialisten sind frühzeitig einzubinden. Bei komplexeren Mechanismen und Details sollte der Fokus darauf gelegt werden, „was das System bewirkt“ statt „wie das System funktioniert“. Vertrauen wird dadurch geschaffen, dass der Gesamtprozess der Energiepreisreform kontinuierlich evaluiert und bei Bedarf weiterentwickelt wird. Potenzielle Gewinner und Verlierer der Reform sollten benannt und ihre Anliegen wo geboten adressiert werden. Zu erwägen ist es auch, vertrauensvolle Personen ggf. extern in die Kommunikationsstrategie einbinden. Die Akzeptanz von Reformen kann außerdem durch die Einrichtung von Bürgerforen über die dort stattfindende Wissensvermittlung und Partizipation gestärkt werden (auf Ebene der EU geschah

[1] Als ökonomisch vergleichbarer Ansatz kommt eine Carbon Added Tax (CAT) in Frage. Diese könnte analog zum Mehrwertsteuer-Prinzip ausgestaltet werden, d. h. an jeder Produktionsstufe würde der hinzugefügte CO_2-Gehalt von Produkten besteuert. Alternativ wird die Steuer lediglich beim finalen Konsumenten erhoben. In jedem Fall zahlen die finalen Konsumenten die Steuern auf den gesamten Produktionsprozess. Dieses Instrument erscheint wegen dem erhöhten administrativen Aufwand bzw. der expliziten Belastung beim Bürger schwerer implementierbar als BCAs.

dies z. B. in Form einer europäischen Bürgerversammlung „Citizens Assembly“, vgl. Ciaglia et al., 2018). Individuelle Kommunikationsangebote z. B. in Form von Hinweisen, speziell für negativ Betroffene (vgl. Stromsparchecks der Caritas), können die Wahrnehmung von Herausforderungen beschleunigen.

3 Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

Um wirksamen internationalen Klimaschutz zu ermöglichen, werden klare Zertifizierungsstandards benötigt, deren maßgeblicher Bewertungsmaßstab der CO2-Ausstoß ist. Damit der CO2-Ausstoß als maßgeblicher Bewertungsmaßstab dienen kann, müssen Emissionen sektorenübergreifend glaubwürdig und zuverlässig erfasst werden (Mehling et al., 2019). Dies ermöglicht erst die Umsetzung der Sektorkopplung mit dem Ziel der Defossilisierung von Verkehr, Gebäuden und Industrie. Gleichzeitig liefert dies die Entscheidungsgrundlage für Investitionen von Unternehmen sowie Finanzmarktakteuren und schafft die Voraussetzung für den Aufbau klimaneutraler internationaler Wertschöpfungsketten (vgl. Kapitel 1). Die Erfassung der CO2-Emissionen, die durch Energieströme, Produkte und Dienstleistungen verursacht werden, ist gerade für die Einführung und Handel von klimafreundlichen Technologien und Produkten erforderlich. Auch für eine verstärkte Nutzung emissionsneutraler Kraft-, Brenn- und Industrierohstoffe ist die einheitliche Zertifizierung eine wichtige Voraussetzung. Verbindliche Nachhaltigkeitsanforderungen sowohl für flüssige Biomassen als auch für Biokraftstoffe gibt es auf europäischer Ebene seit 2009 in der EU-Renewable Energies Directive (2018/2001/EU – Eneuerbare Energien-Richtlinie), die auch die Anrechenbarkeit für die THG-Einsparziele regelt. Ab 2021 gelten die Regelungen von RED II, die verschärfte Referenz- und Grenzwerte vorsieht. Darüber hinaus sieht RED II nunmehr auch explizite Unterziele für den bodengebundenen Verkehr vor.

Vor allem für internationale Kompensationsmechanismen eröffnen sich durch ein transparentes und international einheitliches System zur Erfassung des CO_2-Gehalts von Produkten und Dienstleistungen neue Chancen (vgl. Kapitel 1 sowie Mehling et al., 2018).

(1) Die einheitliche Ermittlung und Zertifizierung des CO_2-Fußabdrucks von nachhaltigen Finanzprodukten sowie (Import-)Gütern ist essenzielle Voraussetzung für viele industriepolitische Maßnahmen.

In der Industrie gibt es schon heute Bestrebungen, die Nachhaltigkeit von Produktionsprozessen zu belegen, insbesondere da dies einen signifikanten Einfluss auf die Bewertung von Unternehmen haben wird (vgl. Kapitel 7). Es ist zu erwarten, dass ein System glaubwürdiger und zuverlässiger Zertifizierung daher auch ohne weitere darauf aufbauende rechtliche Anforderungen bereits Wirkung entfalten kann. Darüber hinaus kann es Grundlage von ordnungspolitischen Maßnahmen sein, die auf die Reduktion von CO2-Emissionen abzielen. Eine einheitliche Zertifizierung nachhaltiger Finanzprodukte und die Ermittlung des CO2-Fußabdrucks von (Import-)Produkten nach einem klaren europäischen Standard sind ebenso essenzielle Voraussetzungen für Maßnahmen wie Grenzsteuerausgleiche auf Importe und Green Finance Produkte (vgl. Kapitel 1 bzw. 10).

(2) Die Zertifizierung sollte sich an den durch die Produktion, Nutzung und Entsorgung von Gütern verursachten Emissionen orientieren und strategischem Verhalten vorbeugen.

Die Zertifizierung sollte sich dabei an den durch die Produktion, Nutzung, und Entsorgung von Gütern verursachten Treibhausgasemissionen orientieren. Wo die Produktionsprozesse nicht unmittelbar nachverfolgt werden können, sollten geeignete Heuristiken verwendet werden, wie z. B. der CO_2-Gehalt eines durchschnittlichen, europäischen Referenzprodukts im betreffenden Sektor oder dem entsprechenden Stand der Technik (Cosbey et al., 2019; Mehling et al., 2019). Unternehmen und Importeure sollten dann die Möglichkeit haben, nachzuweisen, dass ihre produktspezifische CO_2-Bilanz besser als dieser Referenzwert ist. Dies erhöht den Anreiz für CO_2-Minderung und reduziert die Wahrscheinlichkeit einer potenziell benachteiligenden Einordnung, während gleichzeitig der administrative Aufwand eines Nachweises beim jeweiligen Unternehmen liegt. Dabei ist darauf zu achten, dass bestehende Regeln nicht durch strategisches Verhalten ausgenutzt werden können.

Die Ermittlung und Anrechnung von Emissionen im Wertschöpfungsprozess ist jedoch alles andere als einfach. So erfordern beispielsweise aussagekräftige Lebenszyklusanalysen klare Regeln und Abgrenzungen. Bei CCS oder CCU ist die Langlebigkeit der CO_2-Bindung oder die mögliche Freisetzung zu einem späteren Zeitpunkt mit einzubeziehen (acatech, 2018; Freudendahl, 2016). Hier sind möglichst internationale Bewertungsstandards zu entwickeln.

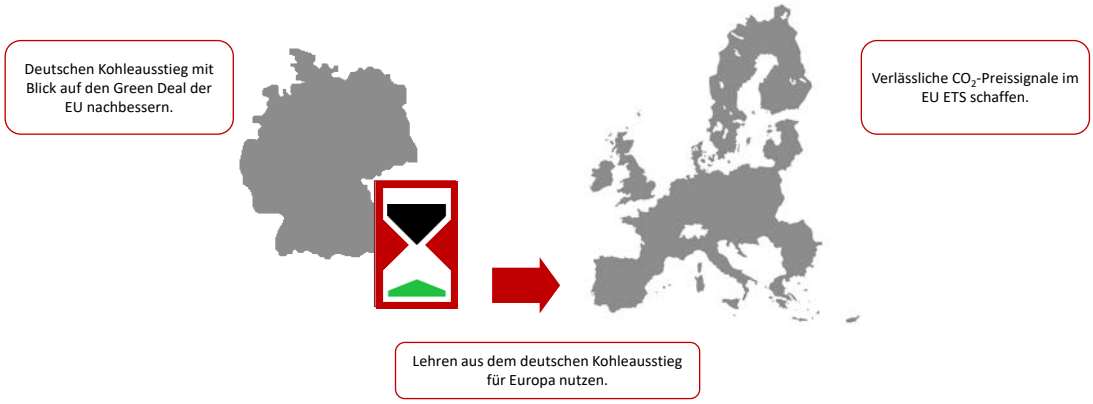
(3) Eine intuitive, für Endkonsumenten leicht verständliche Kennzeichnung des CO_2-Fußabdrucks ist anzustreben.

Über die verursachten CO_2-Emissionen hinaus sind auch weitere Eigenschaften für das Konsumverhalten relevant. Dazu zählt im Bereich Wasserstoff/synthetische Kraftstoffe auch die Differenzierung, wodurch CO_2-Ausstoß vermieden wurde (CCU, CCS, Nutzung von Atomstrom). Sofern Endkonsumenten die Zielgruppe sind, ist eine intuitive, leicht verständliche Kennzeichnung der Klimabilanz anzustreben. Ein mehrstufiges, farbliches Label ähnlich der Energiekennzeichnung bei Haushaltsgeräten nach einem Ampel-Schema ist eine Option. Damit könnte die Klimabilanz von Produkten auch im Handel und zu Werbezwecken eingesetzt werden.

4 Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Der europäische Grüne Deal fordert die Entwicklung eines europäischen Energiesektors, der sich weitgehend auf erneuerbare Energiequellen stützt bei einem gleichzeitigen „raschen Ausstieg aus der Kohle“ (S. 7; EU-KOM, 2019). In Deutschland beschloss das Kabinett bereits im Januar 2020 ein Kohleausstiegsgesetz mit einem Ausstiegspfad für Stein- und Braunkohlekraftwerke bis 2038 (Die Bundesregierung, 2020), welches jedoch noch nicht verabschiedet ist. Der deutsche Ausstieg aus der Kohleverstromung hat auch Implikationen für die europäische Gemeinschaft, insbesondere im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) und als ein mögliches Modell für sozialverträgliche Energiewende-Transformationen. Die gegenwärtige Corona-Krise verstärkt gerade die Bedeutsamkeit des letztgenannten Aspekts. Die Expertenkommission gibt drei Empfehlungen (vgl. Abbildung 47):

Abbildung 47: Schwerpunkte für einen effektiven Kohleausstieg und zur Stärkung von Marktsignalen



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Den in Deutschland beschlossenen Kohleausstieg auf Basis der Beschlüsse zum europäischen Green Deal nachbessern.

Der beschlossene ordnungsrechtliche Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland ist aus Klima- und Effizienzsicht kritisch zu beurteilen. Der Kohleausstieg müsste deutlich rascher erfolgen, um konform mit internationalen Klimaschutzzielen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen bzw. dem Green Deal zu sein; eigentlich bereits bis zum Jahr 2030. Zudem müsste er weitgehend durch marktliche CO_2-Preissignale erfolgen (vgl. Kapitel 2). Auf Kompensationszahlungen an Unternehmen sollte möglichst verzichtet werden. Der gegenwärtige Gesetzentwurf sieht allerdings einen weitgehend ordnungsrechtlichen Ausstieg aus der Verstromung von Kohle in Deutschland bis spätestens Ende 2038 vor (mit einer schrittweisen Absenkung auf jeweils 15 Gigawatt Stein- und Braunkohle in 2022 und auf 8 bzw. 9 Gigawatt in 2030). Dabei wäre es jedoch zu erwarten gewesen, dass ohne den gesetzlich geregelten Ausstiegspfad viele deutsche Kohlekraftwerke insbesondere aufgrund der Preisentwicklung im Europäischen Emissionshandelssystems und dem relativ starken Gaspreisverfall früher aus dem Markt ausscheiden würden. Aufgrund der im Gesetz angelegten hohen Kompensationszahlungen besteht sogar die Gefahr, dass Kraftwerke länger betrieben werden, als es ohne einen ordnungsrechtlichen Kohleausstieg der Fall wäre, mit entsprechend höheren Emissionen. Die Expertenkommission empfiehlt den gegenwärtigen Gesetzesentwurf hinsichtlich der Modalitäten des Ausstiegs nachzubessern.

Gerade wenn es im Rahmen des Green Deal zu höheren CO_2-Preisen kommt, kann der Fall eintreten, bei dem der ordnungsrechtliche Ausstiegspfad gegenüber einem marktgetriebenen Austritt zu langsam verläuft. Der deutsche Ausstieg ist daher auf Basis der Beschlüsse zum Green Deal dringend neu zu bewerten und gegebenenfalls nachzubessern.

(2) Auf europäischer Ebene verlässliche CO_2-Preissignale für Unternehmen schaffen.

Der Kohleausstieg in Deutschland hat Implikationen für den Europäischen Emissionshandel. Durch den komplizierten mengenbasierten Löschungsmechanismus im Rahmen der Marktstabilitätsreserve (MSR) des EU ETS ergeben sich Unsicherheiten. Diese sind sowohl klimabezogen als auch preisbezogen. Zwar sorgt die MSR kurzfristig für eine Verknappung von Zertifikaten (und damit für eine Reduktion von Emissionen), zu einem späteren Zeitpunkt werden die Zertifikate in der MSR aber möglicherweise wieder frei (Perino, 2018). Die MSR kann in der aktuellen mengenbasierten Form auch keine klaren Preissignale für Investoren bieten. Daher sollte die MSR von einer Mengensteuerung auf eine Preissteuerung umgestellt werden. Gegebenenfalls sind auch hybride Systeme, die eine Preis- und Mengensteuerung kombinieren, oder Flexcap-Mechanismen[2] als Ausgestaltungsformen in Betracht zu ziehen.

Sofern der administrative Kohleausstieg umgesetzt wird, ist es wichtig, Sicherheit für Unternehmen zu schaffen. Es ist zeitnah die Frage zu beantworten, wie mit den durch den deutschen Kohleausstieg freiwerdenden EU ETS-Zertifikaten umgegangen werden soll. Um größtmögliche Sicherheit zu gewährleisten, sollten die Zertifikate idealerweise vollständig aus dem Markt genommen werden. Andernfalls könnten, unter den Regeln der gegenwärtigen MSR, die freiwerdenden EU ETS-Zertifikate dazu führen, dass europaweit Unternehmen weniger Zertifikate für die Zukunft ansparen und ihre kurzfristigen Emissionen erhöhen. Dadurch nimmt die MSR weniger Zertifikate aus dem System (weniger Zertifikate werden gelöscht) und der langfristige Emissions-Cap sinkt nur gering oder kann unter Umständen sogar ansteigen.

(3) Den Wandel hin zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft in Europa sozialverträglich ausgestalten und Lehren aus den verschiedenen Anstrengungen der Mitgliedsstaaten, wie etwa aus dem Kohleausstieg in Deutschland, ziehen.

Im Sinne einer „Just Transition“ sollte die angestrebte klimaneutrale Industrie-Transformation in Europa auf ihre sozialen Wirkungen untersucht und gewünschte Ziele angereizt werden. Dafür ist auch ein richtiges Verständnis bezüglich transnational organisierter Produktion und Verbrauch entlang von Wertschöpfungsketten wichtig (vgl. Kapitel 1). Im Kern geht es um den Schutz besonders vulnerabler Bevölkerungsgruppen. Dazu zählen grundsätzlich Personen, deren Einkommen von fossilen Energieträgern abhängen, die von Energiearmut betroffen sind oder die keinen Zugang zu gesicherter Energieversorgung haben (Newell und Mulvaney, 2013).

Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019) und die Expertenkommission gaben zahlreiche Empfehlungen ab, um sozial unerwünschte Effekte der Energiewende in Deutschland abzufedern. Um Wertschöpfung, Beschäftigung und Zukunftsperspektiven in vom Ausstieg besonders betroffenen Regionen zu sichern, können regional zusätzliche Instrumente – etwa zielgerichtete Strukturhilfen im Bereich Erneuerbare, synthetische Kraftstoffe und Wasserstoff, Batterien und klimaneutrale Technologien – eingesetzt werden (Heinisch et al., 2019; vgl. Kapitel 1, Kapitel 5, Kapitel 6 und Kapitel 7). In Deutschland werden wichtige strukturpolitische Impulse für Kohleregionen durch das Strukturstärkungsgesetz umgesetzt. Ferner sind aus Sicht der Versorgungssicherheit am Strommarkt die oben

[2] Hierbei wird die Menge der zu auktionierenden Zertifikate in Abhängigkeit vom Preis bestimmt. Bei hohem Preis werden mehr Zertifikate versteigert, d. h. das Cap expandiert. Bei niedrigem Preis werden weniger Zertifikate versteigert, d. h. das Cap reduziert sich. Im Vergleich zu einem Emissionshandelssystem mit fixen Cap werden durch die beschriebenen Anpassungen die Zertifikatspreise stabilisiert.

angesprochenen verlässlichen Investitionssignale erforderlich (z. B. EU ETS-Preissignale und Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke). Außerdem sind auch auf europäischer Ebene die Möglichkeiten einer Energiepreisreform zu unterstützen (vgl. Kapitel 2). Die Dringlichkeit dieser Empfehlungen wird durch die Corona-Krise noch verstärkt, wenn in ihrer Folge die Arbeitslosigkeit und damit Armutsgefährdung in EU-Haushalten ansteigen sollte. Da die Ausgangsbedingungen in den EU-Mitgliedsstaaten unterschiedlich sind, ist die Übertragbarkeit entsprechend zu prüfen und Empfehlungen anzupassen. Auch sollte Deutschland die Erfahrungen in anderen Regionen Europas nutzen.

5 Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

Die Umsetzung der langfristigen Klimaziele und des Green Deal erfordern eine deutliche Erhöhung der Ausbauziele für erneuerbare Energien. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland weist aktuell nicht einmal die erforderliche Dynamik für das Erreichen des 65 %-Ziels bis 2030 auf. Die mit dem Green Deal erforderliche Zielerhöhung wird für Deutschland deshalb umso herausfordernder. Als einer der Hauptgründe ist der Einbruch beim Ausbau der Windenergie an Land zu nennen. Dieser wiederum ist auf mehrere Ursachen zurückzuführen. Eine davon ist sicherlich die geringe Zahl an genehmigten Standorten für die Windenergie. Die Problemkonstellation ist hinlänglich bekannt, analysiert und diskutiert, so dass die von vielen Seiten eigebrachten, sehr fundierten Vorschläge längst hätten systematisch geprüft und zu einem Maßnahmenbündel zur Beschleunigung des Ausbaus geschnürt werden können. Stattdessen war die politische Diskussion lange in einem Dilemma gefangen: gegen die seitens der Politik vorgeschlagene Einführung bundesweit einheitlicher Abstandsregelungen für die Windenergie mit dem Ziel der Akzeptanzsteigerung gab es intensiven Widerstand, auch weil es keinen wissenschaftlich nachgewiesenen Zusammenhang zwischen Abstandsregelungen und der Akzeptanz von Windenergieanlagen gibt. So führt die Einführung von verbindlichen Mindestabständen laut einer Studie des DIW nicht automatisch zu einer höheren Akzeptanz (DIW, 2019). Da die Einführung der Abstandregelungen politisch an die Umsetzung der längst beschlossenen Abschaffung des 52 GW-Deckels für die Photovoltaik geknüpft war, bestand hier eine Patt-Situation. Diese konnte nunmehr durch eine Verlagerung der Verantwortung für die Umsetzung von Abstandsregelungen auf Ebene der Bundesländer gelöst werden. Die Expertenkommission begrüßt diese Entwicklung ausdrücklich und unterstreicht darüber hinaus die Notwendigkeit einer raschen umfassenden EEG-Novelle. Deutschland muss schleunigst nachbessern um im europäischen Kontext nicht ins Hintertreffen zu geraten. Die weiteren Ausführungen konzentrieren sich auf die Möglichkeiten der Unterstützung des forcierten Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung auf europäischer Ebene, da die Expertenkommission hier den größten Handlungsbedarf sieht.

(1) Der Green Deal erfordert europaweit den Ausbau der erneuerbaren Energien in einer neuen Dimension, was eine erhebliche Steigerung der Ausbaudynamik bedingt.

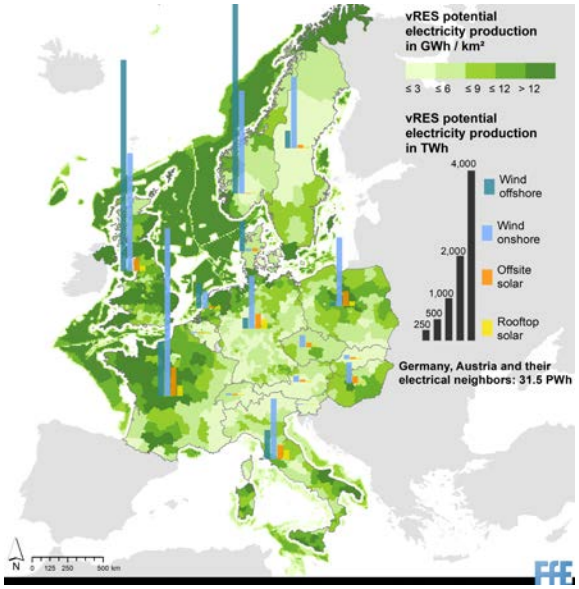
Die Umsetzung des europäischen Green Deal erfordert den Ausbau der erneuerbaren Energien in weit höherer Dynamik als bislang von den Mitgliedsstaaten in ihren Nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP) vorgesehen. Dies betrifft insbesondere die erneuerbare Stromerzeugung, denn der Green Deal zielt nicht nur auf einen raschen Ausstieg aus der Kohleverstromung und eine Defossilisierung der Gasverstromung ab, sondern wird auch eine deutliche Steigerung der Stromnachfrage bedingen. Allein durch das Erfordernis der klimaneutralen Produktion wird die direkte Nachfrage nach erneuerbarem Strombezug stark steigen. Dies gilt auch für die Substitution fossiler Brennstoffe durch Stromanwendungen wie elektrische Prozesswärmebereitstellung oder Wärmepumpen und ebenso für die im Green Deal formulierten Strategien für die Klimaneutralität der Grundstoffindustrie und den avisierten Einsatz von grünem Wasserstoff als Ausgangsprodukt für die Chemieindustrie, Raffinerien und eine neue Art der Stahlproduktion. So weist eine Studie des VCI für die Chemieindustrie in Deutschland einen Transformationspfad zur Klimaneutralität bis 2050 aus, der eine Steigerung des Strombedarfs von 54 TWh im Jahr 2020 auf 685 TWh im Jahr 2050 impliziert (VCI, 2019). Neben der Industrie wird auch in den Sektoren Verkehr und Gebäude die Nachfrage nach erneuerbarem Strom steigen, denn ein Großteil der Klimaschutzanstrengungen im Verkehr kann überhaupt nur über den Ausbau der erneuerbaren Energien realisiert werden. Nicht zuletzt aus Gründen der Energieeffizienz wird der Einsatz von Elektrofahrzeugen ebenso wie von elektrischen Wärmepumpen durch die Maßnahmen des Green Deal weiter forciert.

Ohne einen deutlich ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Hand in Hand mit verschärften Energieeffizienzanforderungen gehen muss, wird eine Anhebung der Treibhausgasminderungsziele auf -50 bis -55 % im Jahr 2030 nicht möglich sein. Szenarienanalysen, die im Auftrag der DG Energy im Jahr 2018 durchgeführt wurden, zeigen, dass mit einem Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in Höhe von 45 % in Kombination mit einem Energieeffizienzziel von 40 % eine Treibhausgasminderung von 53 % ggü. 1990 im Jahr 2030 erreicht werden könnte.[3] Dies beinhaltet einen erneuerbaren Anteil an der Strombereitstellung in Höhe von 79 %, was dessen große Bedeutung unterstreicht (DG Energie, 2018).

(2) Da ausreichend Erzeugungspotenziale für ein klimaneutrales Europa vorhanden wären, geht es vorrangig um Impulse für eine gesteigerte Ausbaudynamik. Gerade für den Ausbau erneuerbarer Energien sind in der Umsetzung europäische Lösungen zu stärken (z. B. durch eine EU-weit koordinierte Offshore-Wind-Strategie kurzfristig im Kontext der deutschen EU-Ratspräsidentschaft), um nationale Aktivitäten besser zu ergänzen.

Wie Abbildung 48 zeigt, verfügt Europa über weitreichende Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Die zugrundeliegende Analyse geht von einem Erzeugungspotenzial von 31.500 TWh/a allein in Deutschland, Österreich und seinen elektrisch direkt verknüpften Nachbarländern aus. Demgegenüber steht bei einer Transformation zur Klimaneutralität ein Strombedarf von knapp 3.600 TWh/a für die betrachtete Region. Dies zeigt, dass die Klimaneutralität Europas nicht am erneuerbaren Erzeugungspotenzial scheitern wird, wenngleich die Mobilisierung des erforderlichen Ausbaus mitnichten ohne Hürden umsetzbar ist. Gerade die mit Blick auf 2030 erforderliche Dynamik der Umsetzung wird ebenso wie die Ungleichverteilung der Potenziale zwischen den europäischen Regionen eine Herausforderung darstellen. Während die Küstenanrainer von Nord-, Ostsee und Atlantik auf große Offshore-Potenziale zurückgreifen können, können die Binnenländer für ein zusätzliches Wachstum nur auf die Windenergie an Land – meist in komplexem Gelände – und die Photovoltaik setzen.

Abbildung 48: Potenzielle erneuerbare Stromproduktion pro Land/NUTS-3 und Energieträger



Quelle: FfE (2019)

[3] Die bisherigen Zielsetzungen enthalten einen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 32 %, ein Energieeffizienzziel von 32,5 % und eine Treibhausgasminderung um mindestens 40 %, wobei die beiden erstgenannten Ziele bei konsequenter Umsetzung eine höhere Treibhausgasminderung auslösen würden.

Die Modellrechnungen der DG Energy identifizieren die größtmögliche Steigerung bei Offshore-Wind, dicht gefolgt von Windenergie an Land und der Photovoltaik. Um die für das obengenannte Klimaschutzziel für 2030 erforderliche Verdopplung des jährlichen Offshore-Zubaus von 3,6 GW in 2019 auf 7 GW jährlich ab 2020 erreichen zu können, ist eine EU-weit abgestimmte Offshore-Strategie erforderlich. Sie sollte eine Kooperation über Ländergrenzen hinweg anstoßen und benötigt einen stabilen Rechtsrahmen, zu dem gerade eine maritime Raumplanung gehört, die eine Mehrfachnutzung von Gewässern zuverlässig regelt und Anreize zur transnationalen Raumplanung gibt. Erforderlich ist auch die Klärung der Verteilung der Kostenübernahme und die Zuständigkeit der nationalen Netzbetreiber bei gemeinsam entwickelten und über Netzanschlüsse in mehreren Ländern angeschlossenen Offshore-Windparks. Die deutsche Ratspräsidentschaft bietet die Chance, die Weichen für den für Europa und auch Deutschland so wichtigen Offshore-Ausbau zu stellen, denn dieser kann perspektivisch auch mit dem Ausbau von Elektrolysekapazität für grünen Wasserstoff (vgl. Kapitel 6) verknüpft werden, was wiederum eine europäische Wasserstoffwirtschaft unterstützt.

(3) Der zentralisierte Ausbau von erneuerbaren Energien muss mit dezentralen Konzepten Hand in Hand gehen, um europaweit einen Zubau-adäquaten Netzausbau und somit eine optimale Netzintegration zu gewährleisten. Darüber hinaus sollten Anreize für jene Mitgliedsstaaten geschaffen werden, die über besonders hohe Potenziale und günstige Ausgangsbedingungen verfügen, diese beschleunigt auszubauen.

Neben der Offshore-Windenergie, die aufgrund der in den Windparks realisierten großen Leistungen eher als „zentrale“ Erzeugung betrachtet werden kann, ist eine Beschleunigung des Ausbaus der „dezentralen“ Erzeugung aus Windenergie an Land und Photovoltaik mindestens ebenso bedeutsam. Ziel muss es sein, beide Prinzipien klug miteinander zu kombinieren: Zentrale Kapazitäten sind an Vorzugsstandorten auszubauen, so dass der Strom Großverbrauchern günstig zur Verfügung gestellt werden kann. Der dezentrale, netzdienliche Ausbau trägt hingegen dazu bei, die Netzausbau- und -bewirtschaftungskosten zu optimieren. Eine intelligente regionale Verteilung der Anlagen kann somit die Gesamtkosten der Energiewende reduzieren (Grimm et al., 2017). Wichtig ist es Impulse für eine verstärkte europäische Zusammenarbeit bei der Netzausbauplanung und -umsetzung zu geben (vgl. Kapitel 8), insbesondere auch die Etablierung einer Interaktion zwischen Netzausbau und Speicherausbau mit dem Ziel einer optimalen Balance zwischen Kosten und Versorgungssicherheit (Grimm et al., 2020).

Darüber hinaus gilt es, neben den laufenden Aktivitäten auf den nationalen Ebenen verstärkt Optionen zu schaffen, die es Regionen mit besonders günstigen Bedingungen und/oder vergleichsweise wenig Vorbehalten gegenüber Windenergie- und Photovoltaikfreiflächenanlagen ermöglichen, von einem wesentlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu profitieren. Hierfür bedarf es jedoch einer Weiterentwicklung des bestehenden Regelwerks: Finanzierungsmechanismen, Fördermechanismen und insbesondere die Anrechenbarkeit in den jeweiligen Mitgliedsstaaten sind zu klären. So sind beispielsweise grenzüberschreitende Ausschreibungen für die Förderung von erneuerbarem Strom bislang nur mit Ländern möglich, mit deren Stromnetz eine unmittelbare Verknüpfung besteht. Dies wirkt kontraproduktiv, auch weil keine Anrechnung auf den erneuerbaren Stromanteil desjenigen Landes erfolgt, das die Kosten der Förderung trägt.

(4) Die Entwicklung von Fördermechanismen wie kombinatorischen Auktionsmechanismen oder Contracts for Difference können den Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß des Green Deal beschleunigen helfen.

Die Vielzahl der unterschiedlichen Förderinstrumente trägt zwar der Diversität der Mitgliedsstaaten Rechnung, erscheint aber für die avisierte hohe Ausbaudynamik in ganz Europa eher hinderlich. Daher sollten, zumindest für den durch den Green Deal erforderlichen zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, gemeinsame Fördermechanismen in Betracht gezogen werden, die die europaweiten Erfahrungen beispielsweise mit

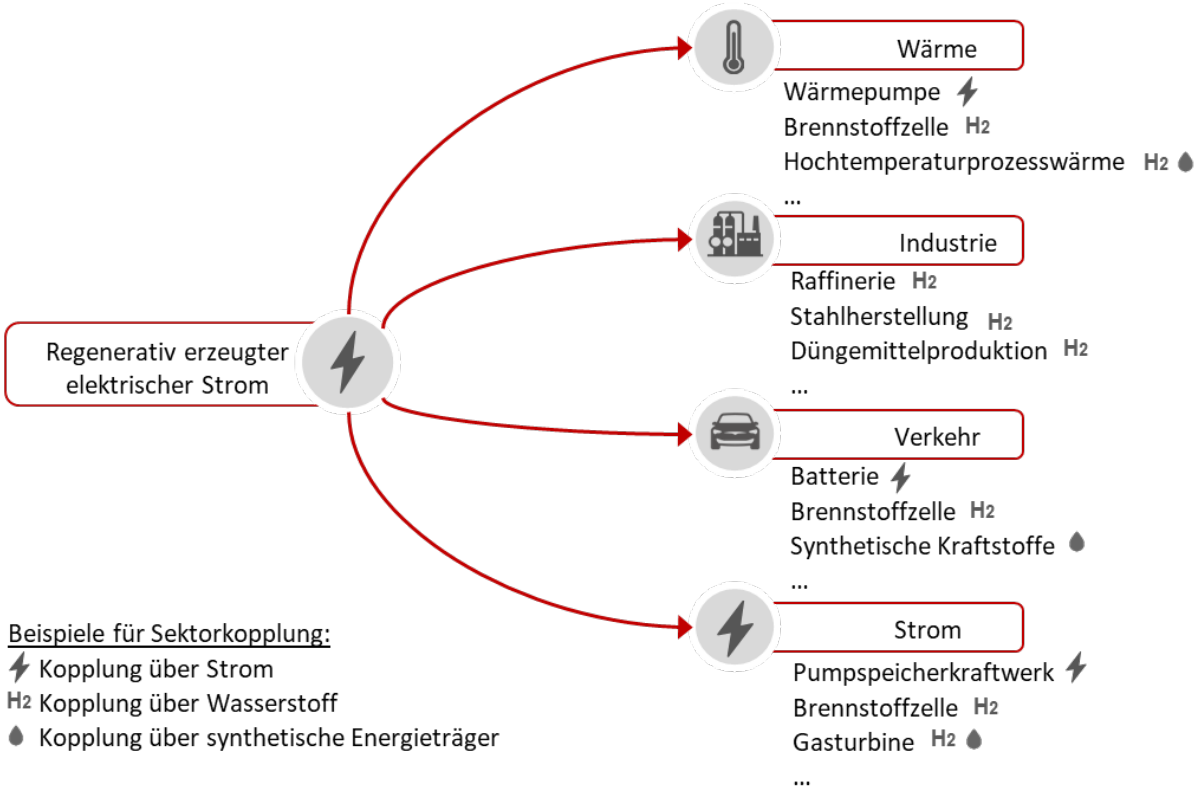
Contracts for Difference sowie grenzüberschreitenden und technologieneutralen Ausschreibungen berücksichtigen. Kombinatorische Auktionsmechanismen könnten eine attraktive Möglichkeit sein, verschiedene regionale Ausbauziele und Rahmenbedingungen bei gleichzeitigem Wettbewerb zwischen Regionen zu erreichen. Wichtig sind in diesem Kontext auch die Transparenz der Regelungen, möglichst einheitliche Regelungen bezüglich der Flächenkulissen, mögliche (finanzielle) Teilhabemöglichkeiten für die betroffene Bevölkerung vor Ort und die Aktivierung gemeinsamer gesellschaftlicher Werte für den Green Deal.

Durch den Ausbau und die Nutzung erneuerbarer Energien ergeben sich zugleich zusätzliche Wertschöpfungspotenziale (vgl. Kapitel 1). Gerade im Zuge der Corona-Krise erscheint ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung als „No-Regret"-Strategie. Sowohl Anlagenhersteller als auch deren Zulieferer erhalten eine planbare Zukunftsperspektive, Lieferketten innerhalb Europas können gefestigt oder neu etabliert werden, so dass auch eine stärkere Absicherung gegen zukünftige Krisen erfolgt. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen schaffen regionale Wertschöpfung und zukunftssichere Beschäftigung. Gerade Teilhabeoptionen können in Krisenzeiten eine wichtige Rolle zur Stabilisierung der Gesellschaft darstellen. Deshalb sollten die Weichen für den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß den Green-Deal-Zielsetzungen gestellt und die zur Bewältigung der Corona-Krise angestrebten Konjunkturprogramme explizit hierfür genutzt werden.

6 Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger entwickeln

Regenerativer Wasserstoff, darauf basierende Industrierohstoffe und synthetischen Energieträger (synFuels) spielen eine Schlüsselrolle für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050. Sie sind vielfältig einsetzbar. Anwendungen liegen im Verkehrssektor, bei der Speicherung von Strom, in der Industrie und im Wärmesektor (vgl. Abbildung 49). Im Verkehrssektor ergeben sich für synthetische Kraftstoffe insbesondere dort Einsatzgebiete, in denen weder Batterie- noch Brennstoffzellenantriebe zumindest mittelfristig technologisch in Frage kommen, z. B. im Luft- und internationalen Seeverkehr (NPM, 2019). Für die Defossilisierung wichtiger Bereiche der energieintensiven Industrie, etwa der Stahlindustrie oder der chemischen Industrie, ist Wasserstoff die einzige sinnvolle Alternative. Auch für die saisonale Stromspeicherung kommen praktisch nur Wasserstoff oder synthetisches Methan infrage. Zahlreiche europäische Staaten und auch einzelne Bundesländer entwickeln zurzeit Wasserstoffstrategien und Roadmaps. Ein gutes Zusammenspiel der dort vorgesehenen Roadmaps, Förderprogramme und Koordinationsmechanismen ist zentral für den Erfolg einer europäischen Perspektive und daher unbedingt anzustreben.

Abbildung 49: Wasserstoff und synthetische Energieträger als entscheidendes Bindeglied bei der Defossilisierung vieler Sektoren über den Stromsektor



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf H2.B (2020)

(1) Zur Erreichung der Klimaneutralität und aus industriepolitischer Sicht ist die Transformation und Ergänzung bestehender Wertschöpfungsketten notwendig. Auf internationaler Ebene ist auf bestehende aber auch auf neue Energiepartnerschaften zu setzen.

Um Wasserstoff und synthetische Energieträger in großem Maßstab einsetzen zu können ist die Transformation und Ergänzung bestehender Infrastrukturen, Liefer- und Wertschöpfungsketten notwendig. Eine zentrale Voraussetzung ist der schnelle Hochlauf der industriellen Produktion von Schlüsselkomponenten einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa. Dies ist auch aus industriepolitischen Gründen unbedingt anzustreben (vgl. Kapitel 1 und Kapitel 7). Mit dem Ausbau und der Planung sollte möglichst frühzeitig begonnen werden, um Verzögerungen durch Genehmigungs- und mögliche Gerichtsverfahren abzufedern und auch die ambitionierten Klimaschutzziele des Green Deal zu erreichen.

In Deutschland wird mittel- und langfristig nur ein Teil der Nachfrage aus dem Inland bedient werden können. Große Mengen werden daher aus europäischen und außereuropäischen Staaten importiert werden. Ein Teil der deutschen Importe wird aus europäischen Staaten kommen, in denen günstige Bedingungen für erneuerbare Energien herrschen. Importe können auch aus Ländern außerhalb Europas stammen, mit denen schon heute Energiepartnerschaften bestehen. Es gibt aber auch zahlreiche Regionen weltweit, in denen Wasserstoff zu günstigen Bedingungen produziert werden kann und mit denen neue Energiepartnerschaften denkbar sind (vgl. Fraunhofer, 2017). Teilweise existieren gerade in diesem Zusammenhang interessante Ko-Benefits.

Elektrolyseanlagen und weitere Anlagen zur Herstellung von synthetischen Energieträgern wie Syntheseanlagen etc. sollten an Standorten und in Regionen mit günstigen Bedingungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms errichtet werden. In Deutschland verhindern aktuell hohe staatlich induzierte Preisbestandteile und deutschlandweit einheitliche Strompreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen (Runge et al., 2019). Hier sind Anpassungen in Form einer Energiepreisreform dringen geboten. Power Purchase Agreements (PPAs) können unter Umständen ebenfalls zu einer besseren Nutzung von Vorzugsstandorten beitragen.

Die Entwicklung einer umfassenden Logistik für Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Energieträgern ist eine zentrale Voraussetzung für deren großskaligen Einsatz (vgl. Kapitel 8). Hierzu zählt die Ertüchtigung und Anpassung von Hafenanlagen (für Importe), eine Infrastruktur zum Transport in die Verbrauchszentren sowie eine Verteillogistik. Wo immer möglich, sollten bestehende Infrastrukturen genutzt werden, um die Kosten des Umstiegs gering zu halten. Dies kann möglicherweise technologische Innovationen erforderlich machen. Die Verteilung von Wasserstoff und der darauf basierenden synthetischen Energieträger kann aufgrund verschiedenster Logistik-Optionen möglicherweise in großen Teilen wettbewerblich organisiert werden. An verschiedenen Stellen sind jedoch Technologie- und Standardisierungsentscheidungen notwendig, um notwendige privatwirtschaftliche Investitionen auszulösen. Dies betrifft beispielsweise die Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff.

Ohne den Realeinsatz von Technologien können perspektivisch keine wettbewerbsfähigen Produkte auf den Märkten etabliert werden. Daher ist ein Hochlauf der Aktivitäten im Inland entlang der gesamten Wertschöpfungskette unbedingt anzustreben. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen sind hier ganz entscheidend: Je ambitionierter die CO_2-Bepreisung und je niedriger die staatlich induzierten Preisbestandteile, desto geringer der Umfang der notwendigen Fördermaßnahmen. Energiepolitische Rahmenbedingungen sind aber nicht nur wichtig, um die Kosten der notwendigen Förderung möglichst gering zu halten. Eine Etablierung der richtigen Anreize über Preissignale führt auch zur notwendigen Koordination der Akteure. Denn: für die Wirtschaftlichkeit einzelner Geschäftsmodelle ist die Entwicklung der gesamten Wertschöpfungskette essenziell. Zur Vorbereitung einer eigenständigen Marktentwicklung ist europaweit eine Koordination über die IPCEI („Important Project of Common European Interest“)-Programme sinnvoll und zielführend. Hierüber können auch Betriebskosten anteilig

gefördert werden. Die nationalstaatlichen Förderprogramme sollten sich mit dieser Maßnahme gut verschränken.

(2) Um die Klimaziele im Verkehrssektor erreichen zu können, ist es zentral sich frühzeitig mit der Akzeptanz für alternativer Antriebe auseinander zu setzen und akzeptanzfördernde Maßnahmen zu entwickeln.

Im Bereich der Mobilität sind grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe heute noch nicht wettbewerbsfähig im Vergleich zu Wasserstoff auf der Basis fossiler Energieträger und konventionellen Kraftstoffen. Dies kann mittelfristig aber durch die Zertifizierung der verursachten CO_2-Emissionen in Kombination mit einer angemessenen Bepreisung von CO_2-Emissionen erreicht werden. Neben den in ihrem weiteren Potenzial eng begrenzten Biokraftstoffen bieten strombasierte Kraftstoffe bereits mittelfristig eine Möglichkeit, um zur Defossilisierung des Verkehrssektors beizutragen. Während diese Kraftstoffe kompatibel zu vorhandenen Antrieben sind, erfordert die Nutzung von Wasserstoff neue Antriebsformen. Angesichts der Tatsache, dass sowohl national als auch international größere Kapazitäten für die Herstellung von Wasserstoff/Brennstoffzellenfahrzeugen erst aufgebaut werden, ist derzeit offen, wie sich die Verfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen in den kommenden Jahren entwickelt. Bis 2030 werden bis zu 100.000 Nutzfahrzeuge (von ca. 680.000 Fahrzeugen) für Deutschland erwartet, bei den Pkw dagegen maximal 350.000 Fahrzeuge (von ca. 46 Mio. Fahrzeugen) als Teil der nationalen Fahrzeugflotte (vgl. NPM, 2020a). Die mittelfristig notwendigen Infrastrukturen müssen bereits jetzt mitbedacht werden (vgl. Kapitel 8).

Wenngleich der Anteil von Fahrzeugen mit einem H_2/Brennstoffzellen-Antrieb vorläufig – vor allem im Personenverkehr – einen eher geringen Anteil ausmachen wird, sollten bereits jetzt Fragen der Akzeptanz durch die Endkunden/Endnutzer Berücksichtigung finden, da neben der grundsätzlichen Verfügbarkeit die Akzeptanz neuer Kraftstoffe und Fahrzeugantriebe eine wesentliche Rolle für die Einführung und Nutzung dieser Technologie spielen wird. Das gilt auch für gewerbliche Verkehre, wo allerdings ökonomische Kriterien absolut im Vordergrund stehen werden. Im [individuellen] Personenverkehr hat sich in der Vergangenheit mehrfach gezeigt (Einführung E10, LNG-/CNG-Antriebe, Elektrofahrzeuge), dass der Preis allein keine ausreichende Incentivierung bietet, sofern mit dem Wechsel auf andere Kraftstoffe oder Antriebe Unsicherheiten bzgl. deren Einsatzfähigkeit verbunden sind oder eine Veränderung von Routinen und Nutzungsgewohnheiten notwendig ist. Akzeptanzfördernde Maßnahmen umfassen ein breites Spektrum, das sich zwischen Kommunikation, Infrastrukturausbau und Regulierung bewegt. Für den Infrastrukturausbau sind anbieterseitig die Investitions- und Betriebskosten für die Kraftstoffbereitstellung und nutzerseitig das Handling bei der Betankung relevant. Der Forschungsbedarf in diesem Bereich ist erheblich.

(3) Eine Anpassung der Renewable Energy Directive (REDII) im Verkehrssektor soll angestrebt und von Deutschland vorangetrieben werden, um die ambitionierteren Ziele des Green Deal erreichen zu können.

Im Rahmen des Green Deal ist eine entsprechende Anpassung der Renewable Energy Directive (REDII) im Verkehrssektor anzustreben. Nach der aktuellen Fassung verpflichtet jeder Mitgliedstaat die Kraftstoffanbieter, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energie am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 einem von dem betreffenden Mitgliedstaat festgelegten indikativen Zielpfad entsprechend mindestens 14 % beträgt (einschließlich Mehrfachanrechnungen). Werden im Zuge des Green Deal ambitioniertere Klimaziele formuliert, so ist aller Voraussicht nach ein deutlich höherer regenerativer Kraftstoffanteil notwendig. Es sollte vor diesem Hintergrund eine einheitliche Anhebung der Untergrenze erfolgen, z. B. auf 20 % oder höher (ohne Mehrfachanrechnung). Aus Aspekten der direkten und indirekten Landnutzungsänderung sollte jedoch auf höhere Quoten von Kraftstoffen aus Anbaubiomasse weitgehend verzichtet werden. Den anzupassenden Mindestanteil an regenerativen Kraftstoffen gilt es dementsprechend durch Einsatz von Kraftstoffen aus Abfall- und Reststoffen, Altölen und Strom zu erreichen. Darüber hinaus gibt es in der aktuellen Fassung der REDII die

Möglichkeit der Mehrfachanrechnung des Energiegehalts bestimmter regenerativer Kraftstoffe. So kann beispielsweise der Anteil erneuerbarer Elektrizität mit dem Vierfachen ihres Energiegehalts veranschlagt werden, wenn sie für Straßenfahrzeuge bereitgestellt wird. Im Vergleich hierzu kann der Energiegehalt von Wasserstoff und anderen synthetischen Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs nur mit dem Einfachen angerechnet werden. Darüber hinaus ist die Anerkennung von den aus dem außereuropäischen Ausland importierten synthetischen Kraftstoffen immer noch offen. Diese ungleichen Anrechnungsmöglichkeiten von erneuerbaren Energien können u. a. zu falschen Anreizen im Nutzfahrzeugbereich führen. Hierbei sollte eine differenziertere Berücksichtigung erfolgen, die eine effizientere Wahl der nachhaltigen Antriebsform je nach Verkehrsbereich (z. B. Individualverkehr, Güterverkehr oder Luft- und internationale Schifffahrt) anreizt. Eine Pönale bei Nichterreichen des Zielwertes könnte sich bspw. an den bereits existierenden Pönalen orientieren, die explizit für Zielverfehlungen im Bereich der Biokraftstoffe (470 Euro/$CO_{2Äq}$, § 37c des Bundesimmissionsschutzgesetz) und implizit für die CO_2-Flottengrenzwerten bei Pkw (EU-Verordnung 2019/631) gelten.

(4) Auch für die Zeit der Übergangsphase mit Brückentechnologien muss das langfristige Ziel der Klimaneutralität im Auge behalten werden.

In naher Zukunft werden grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe noch nicht in ausreichender Menge kostengünstig verfügbar sein. Um einen schnellen Hochlauf der Nutzung dieser Kraftstoffe in allen Sektoren zu ermöglichen, ist in einer Übergangsphase der Einsatz von emissionsneutralem Wasserstoff zu erwägen, der nicht mittels Elektrolyse oder aus Biomasse hergestellt wurde (CCS, CCU, Atomstrom). Wichtig ist in diesem Zusammenhang ein klares Bekenntnis, schnellstmöglich die Nutzung grünen Wasserstoffs anzustreben, um für die Sektoren Verkehr und Industrie ausreichend regenerative Energieträger bereitstellen zu können. Außerdem ist darauf zu achten, dass dabei nur Infrastrukturen aufgebaut werden, die am Ende auch für grünen Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe in vollem Umfang genutzt werden können.

7 Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Auf den Industriesektor entfallen annähernd 20 % der gesamten Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union (2017), was in derselben Größenordnung liegt wie der Verkehr (EEA, 2020). Die Realisierung einer klimaneutralen Produktion ist deshalb ein zentrales Aktionsfeld für die Umsetzung des europäischen Green Deal. Im Wesentlichen handelt es sich um drei Ebenen (vgl. Abbildung 50): die direkt im Einflussbereich der Unternehmen liegenden Emissionen wie eigene Produktionsstätten, Prozesse, Fahrzeuge usw. (scope 1), die zugekauften Energieträger wie Strom, Energieträger für Gebäude- und Prozesswärme/-kälte oder Kraftstoffe (scope 2) sowie sämtliche Emissionen, die mit der gesamten produktbezogenen Wertschöpfung auf der Beschaffungsseite (upstream activities) und der Absatzseite bis zum Recycling bzw. der Entsorgung von Produkten (downstream activities) verbunden sind (scope 3; GGP, 2011). Die Bedeutung der Ebenen ist je nach Unternehmen und Wertschöpfungstiefe sehr unterschiedlich. Während in Branchen wie der Stahl- oder Zementherstellung die prozessbedingten Emissionen im Fokus stehen, können bei den OEMs in der Automobilindustrie durchaus 90 % auf den scope 3 entfallen (Roland Berger, 2019).

(1) Markteinführungsinstrumente wie carbon contracts for difference sollen Ersatzinvestitionen in sprunginnovative Produktionsverfahren ermöglichen, weil die inkrementelle Weiterentwicklung von Technologien für das Erreichen der Klimaneutralität in wichtigen Bereichen nicht ausreicht.

Das scope 1-level ist vor allem für die energieintensive Grundstoffindustrie von Bedeutung, die durch besonders kapitalintensive Anlagen und lange Investitionszyklen charakterisiert ist. Deshalb müssen Ersatzinvestitionen bereits heute so ausgerichtet werden, dass sie den Anforderungen der Klimaneutralität entsprechen. Inkrementelle Verbesserungen von Produktionsverfahren reichen dafür allein nicht aus, vielmehr muss jetzt die Implementierung von Sprunginnovationen angestoßen werden. Zu den Schlüsseltechnologien zählen beispielsweise die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff in der Stahlindustrie (vgl. Kapitel 6), die CO_2-Abtrennung bei der Zementherstellung oder das chemische Recycling von Plastikmüll als Feedstock für die chemische Industrie (Agora, 2019). Die bereits laufenden und vielfach mit öffentlichen Mitteln geförderten Demonstrationsprojekte liefern wichtige praxisrelevante Erkenntnisse, sie laufen jedoch ins Leere, wenn keine Marktperspektive geschaffen wird. Denn nur bei einem langfristigen business case werden Unternehmen strategische Entscheidungen treffen und in klimaneutrale Technologien investieren. Bei vielen Verfahren, wenn auch nicht bei allen, liegen die THG-Vermeidungskosten allerdings deutlich über dem aktuellen und erwarteten CO_2-Preis im europäischen Emissionshandelssystem, von dem die weitaus überwiegende Zahl der relevanten Unternehmen erfasst ist. Um entsprechende Investitionsanreize zu setzen, sollte eine Ausweitung des Instrumentariums geprüft werden, das upstream, midstream und downstream ansetzen kann. Eine interessante midstream-Option stellen sog. carbon contracts for difference dar, die an den Produktionsverfahren ansetzen und bei denen über Betriebskostenzuschüsse in einem festgelegten Zeitraum Differenzkosten ausgeglichen werden; dies aber nur dann, wenn die Differenzkosten höher sind als die Zertifikatspreise im Emissionshandelssystem.

Für die Industrie sollten langfristig belastbare Rahmenbedingungen angestoßen werden. Denn zurzeit ist das Risiko von stranded assets sowohl bei Investitionen in konventionelle wie auch grüne Technologien sehr hoch. Hierfür kann die Umsetzung von carbon contracts for difference in Pilotprojekten für ausgewählte Bereiche der energieintensiven Industrie einen Einstieg bieten, um lock in-Effekte durch Investitionen in fossilbasierte Technologien zu vermeiden. Eine jetzt engagiert einzuleitende grüne industrielle Transformation bietet darüber hinaus die Chance auf eine internationale Technologieführerschaft in Schlüsselbranchen und sichert die industrielle Basis der Europäischen Union. Ein solcher Leitmarkt kann (Technologie-)Standards für die globale Entwicklung setzen und schafft zusätzliche Chancen für europäische Unternehmen im globalen Wettbewerb. So

bestehen z. B. beim Aufbau der Wertschöpfungsketten einer Wasserstoffwirtschaft sehr gute Chancen für die deutsche ebenso wie für die europäische Industrie, eine führende Position auf dem Weltmarkt einzunehmen (vgl. Kapitel Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger).

(2) Eigeninitiativen von Unternehmen sind positiv zu werten und sollten durch den entsprechenden regulatorischen Rahmen unterstützt und verstärkt werden.

Zahlreiche Unternehmen haben inzwischen auch Eigeninitiativen zu einer klimaneutralen Produktion ergriffen (pull-Maßnahmen). Hier geht es nicht nur um die Emissionsminderung in der Produktion sowie die Versorgung mit erneuerbaren Energien oder perspektivisch auch mit grünem Wasserstoff oder sog. eFuels (vgl. Kapitel 6). Zum Teil werden auch CO_2-Kompensationsmaßnahmen genutzt. Mit dieser Kombination will sich beispielsweise das Unternehmen Bosch bereits ab diesem Jahr weltweit CO_2-neutal stellen (scope 1 und 2; Bosch, 2019).

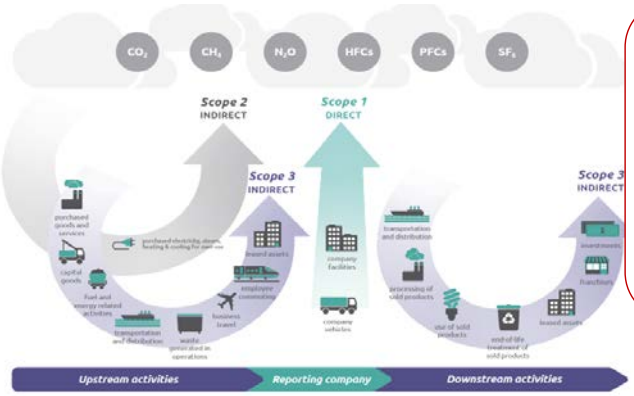
Die Motivation der Unternehmen ist dabei vielfältig und reicht von der Anpassung an den aktuellen bzw. einen vorweggenommenen möglichen regulativen Rahmen zur Emissionsminderung (push-Maßnahmen der Politik z. B. im und außerhalb des europäischen Emissionshandelssystems) über Kostensenkungen und eine Reduktion von Preisrisiken auf der Beschaffungs- (z. B. Energiekosten) und Absatzseite sowie einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Konkurrenten (z. B. bei der Kapitalbeschaffung) bis hin zu öffentlichem Druck und Imagepflege.

(3) Für die langfristige Etablierung klimaneutraler Lieferketten bedarf es der Entwicklung und Umsetzung einer transparenten und praktikablen CO_2-Zertifizierung ebenso wie der Unterstützung kleiner und mittlerer Unternehmen.

Die überwiegenden Maßnahmen in den Unternehmen adressieren kurz- und mittelfristig die scopes 1 und 2, auf der längeren Zeitachse allerdings auch scope 3. So strebt Mercedes-Benz Cars bis 2039 eine CO_2-neutrale Neuwagenflotte entlang der gesamten Wertschöpfungskette an (Daimler, 2019). Scope 3 ist von besonderer Bedeutung, weil erst durch die Einbeziehung international verflochtener Lieferketten dem Ziel einer globalen Klimaneutralität entsprochen werden kann. Im Kontext des Europäischen Green Deal gilt es deshalb nicht nur, durch geeignete Maßnahmen die Produktion in Europa klimaneutral zu stellen (vor allem scope 1 und 2), sondern dem auch bei der Ausgestaltung der sog. border carbon adjustment mechanisms Rechnung zu tragen. Hierzu sollten die vielfältigen Unternehmensinitiativen genutzt und im gemeinsamen Interesse von Politik und Wirtschaft liegende Ansätze unterstützt und aktiv vorangetrieben werden. Exemplarisch seien geeignete Zertifizierungssysteme benannt (vgl Kapitel 3), die auf einschlägigen Normen aufsetzen können, etwa der ISO 14067 (Greenhouse gases — Carbon footprint of products — Requirements and guidelines for quantification). Ebenso ist die umfassende Überarbeitung der bestehenden europäischen Norm (EN16258) zur CO_2-Zertifizierung von Transportketten im Güterverkehr hin zu einer global anwendbaren ISO-Norm unter der Wiener Vereinbarung zu unterstützen. Aufgrund dauerhafter Veränderungen von Liefer- und Wertschöpfungsketten auf internationalisierten Märkten sind Zertifizierungssysteme aufzubauen, die global anwendbar sind, den Status Quo bestmöglich abbilden und gleichzeitig eine dauerhafte Flexibilität gewährleisten. Zur Emissionsbilanzierung auf Unternehmensebene stehen bereits diverse praktikable Methoden zur Verfügung, diese dürften aber insbesondere bei komplexen Produkten und Lieferketten (Fahrzeuge, smart phones etc.) schnell an ihre Grenzen stoßen. Es sollte deshalb geprüft werden, ob längerfristig erweiterte Verfahren wie Blockchain-Technologien zum Einsatz kommen können, die Unternehmen bereits für die Abbildung ihrer Lieferketten erproben. Ein weiteres Handlungsfeld betrifft die Unterstützung kleinerer und mittlerer Unternehmen, die aufgrund ihrer eigenen Ressourcen nicht ohne Weiteres in der Lage sein werden, entsprechende Nachweise zu führen, um daraus einen Wettbewerbsvorteil zu generieren. Dies gilt vor allem für Zulieferbetriebe von Großunternehmen.

Abbildung 50: Klimaneutrale Produktion in der Industrie – Emissionen entlang der Wertschöpfungskette sowie push- und pull-Maßnahmen

Push-Maßnahmen (Politik):
- Europ. Emissionshandel (ETS),
- Maßnahmen im non-ETS-Bereich
- Carbon border adjustment
- Forschung, Entwicklung und Demonstration
- Finanzielle Kompensation für grüne Produkte
- Investitionen in Infrastrukturen
- Ausbildung von Fachkräften
- …



Pull-Maßnahmen (Industrie):
- Strategische Unternehmensziele
- Emissionsbilanzierung
- Zertifizierung,
- Verpflichtung von Zulieferern
- …

Quelle: Eigene Darstellung, Abbildung: Greenhouse Gas Protocol: Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard -Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, September 2011. https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

8 Infrastrukturen koordiniert ausbauen

Um die Klimaneutralität der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft zu erreichen ist ein umfangreicher Umbau der Transport, Verteil- und Speicherinfrastruktur für Energie notwendig. Neben den bestehenden Strom- und Gasnetzen müssen Infrastrukturen für den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern angepasst und ausgebaut werden. Dabei ist eine langfristige und vor allem integrierte Planung zwischen den verschiedenen Energieträgern zentral. Zudem werden Speicher mit verschiedenen Volumina benötigt, um eine zeitliche Unabhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch insbesondere im Bereich der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Transportinfrastruktur stofflicher Energieträger, wie Pipelines, Schiffe, Züge oder Lkw, hat dabei schon eine inhärente Speicherfunktion. Auch ist ein schneller und auf europäischer Ebene langfristig koordinierter Ausbau der Stromnetze erforderlich, um diese an den Anforderungen des zukünftigen Energiesystems auszurichten und die Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien erreichen zu können. Im Verkehrsektor ist der europaweite Ausbau von Tankinfrastrukturen für erneuerbare Kraftstoffe und Ladeinfrastruktur entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes zu entwickeln. Eine wichtige Frage ist dabei auch, welche Teile der Infrastruktur zu regulieren sind und welche dem Wettbewerb überlassen werden können.

(1) Umfangreiche Investitionen in Infrastrukturen (Versorgungsnetze von Strom, Gas und Wasserstoff sowie elektrische Ladeinfrastruktur und Tankstellen für Fahrzeuge) sind notwendig, um die Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Dabei ist eine stärkere Koordination auf europäischer Ebene anzustreben.

Bei der Umsetzung der Ausbaupläne für das Stromnetz kommt es in Deutschland zu starken Verzögerungen. Gründe sind dabei Akzeptanzfragen sowie Unsicherheiten der Unternehmen bezüglich der Energiepolitik, die Investitionsentscheidungen bremsen. Mögliche Optionen zur Beschleunigung des Infrastrukturausbaus sind (a) gesetzliche Maßnahmen zur Beschleunigung der Umsetzung, (b) klare energiepolitische Entscheidungen mit Blick auf die Umsetzung der im Green Deal formulierten Ziele sowie (c) möglicherweise ein Dialogprozess, der Hemmnisse überwindet.

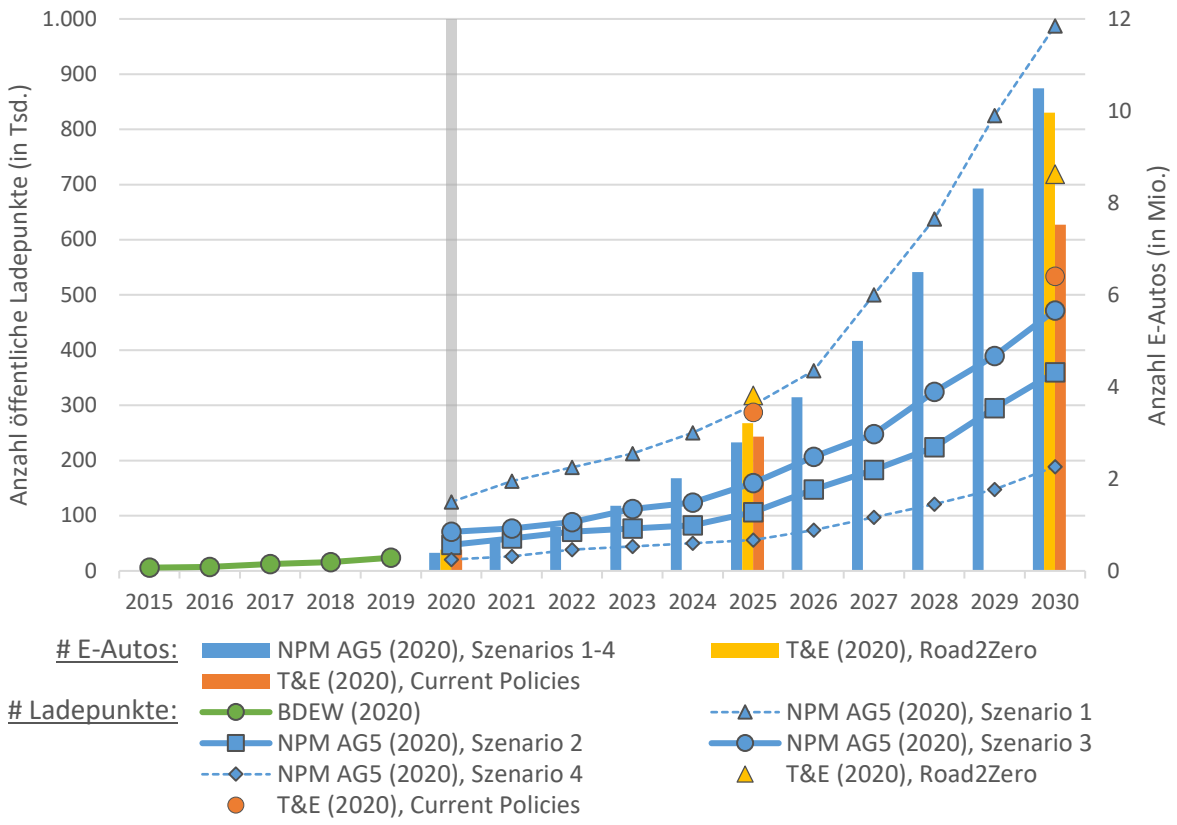
Im Verkehrssektor ist durch die Umstellung auf alternative Antriebe und Kraftstoffe eine schrittweise Umstellung und/oder Erweiterung der Lade- und Tankstelleninfrastruktur notwendig. Dabei ist es unerlässlich, flächendeckend und bedarfsgerecht sowohl die Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge auszubauen als auch den Bestand an Wasserstofftankstellen zu erhöhen. Die Nutzung CO_2-neutraler synthetischer Kraftstoffe hat den Vorteil, dass eine flächendeckende Infrastruktur schon vorhanden ist. Nachteil sind allerdings die im Vergleich zu Wasserstoff niedrigere Energieeffizienz und die vergleichsweise hohen Herstellungskosten des Kraftstoffs selbst.

Auf europäischer Ebene fordert die Richtlinie zum Aufbau von Infrastrukturen alternativer Kraftstoffe (AFID; Alternative Fuels Infrastructure Directive) aus dem Jahr 2014 eine angemessene Ausstattung mit Infrastruktur für die alternativen Kraftstoffe Strom, Wasserstoff und Erdgas in allen EU-Staaten (Europäisches Parlament, 2014). Eine Überarbeitung der Richtlinie ist hinsichtlich der klimapolitischen Ziele des europäischen Green Deal erforderlich, um den Markthochlauf von Pkw mit alternativen Antrieben zu ermöglichen. Der aktuell in der AFID angestrebte Aufbau einer umfassenden Erdgas-Infrastruktur steht jedoch langfristig im Widerspruch zu einer klimaneutralen Mobilität, sofern nicht gleichzeitig Sorge dafür getragen wird, die Erdgasnetze auf klimaneutrale Gase umzustellen. Generell ist bei der technologischen Förderung von Übergangstechnologien auf die Weiternutzungsmöglichkeiten der aufgebauten Infrastrukturen zu achten.

Für den initialen Markthochlauf von batterieelektrischen Fahrzeugen sind für jeden Mitgliedsstaat verbindliche Quoten an öffentlicher Ladeinfrastruktur im Verhältnis zur Anzahl an batterieelektrischen Fahrzeugen förderlich, insbesondere beim Aufbau der Schnellladeinfrastruktur (vgl. Transport & Environment, 2020). Die benötigte Anzahl an öffentlicher Normalladeinfrastruktur kann hingegen regional differenziert werden und ist in Abhängigkeit

von Verfügbarkeit privater Ladeinfrastruktur zu gestalten (vgl. Abbildung 51). Zur Attraktivitätssteigerung der batterieelektrischen Mobilität sollte europaweit ein kundenfreundliches Laden möglich sein, d. h. einfach, immer und überall möglich, transparent und sicher (vgl. NPM, 2020b). Das betrifft Handlungsfelder wie Standardisierung, Bedienbarkeit, Bezahlung, Interoperabilität, Echtzeitinformationen zum Ladevorgang, Fehlerbehebung und Datenschutz.

Abbildung 51: Historische und prognostizierte Entwicklung der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands (BEV und PHEV) in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Werte der öffentlichen Ladepunkte aus BDEW (2020) in grün. Prognosen der öffentlichen Ladepunkte und des Elektrofahrzeugbestands aus NPM (2020c) in blau[4] und Transport & Environment (2020)[5] in gelb und orange.

[4] Die AG5 der „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität" (NPM) gibt unter der Annahme von 10,5 Mio. Elektrofahrzeugen in 2030 mit vier unterschiedlichen Szenarien die mögliche Bandbreite für den Bedarf an öffentlichen Ladepunkten in Deutschland an. Im Szenario 1 ergibt sich der höchste Ladeinfrastrukturbedarf im öffentlichen Raum. Annahmen sind, dass 40 % des Ladens im öffentlichen Raum stattfindet und dies zu 90 % an Ladepunkten mit geringer Ladeleistung (AC-Ladepunkte). Ein mittlerer Bedarf an öffentlichen Ladepunkten wird für die Szenarien 2 (Anteil öffentliches Laden 15 % und Anteil AC-Ladepunkte 90 %) und 3 (Anteil öffentliches Laden 40 % und Anteil AC-Ladepunkte 67 %) prognostiziert. Aus Szenario 4 resultiert der geringste Bedarf an öffentlichen Ladepunkte durch einen hohen Anteil an privatem Laden (85 %) und dem vermehrten Aufbau von Ladeinfrastruktur mit hoher Ladeleistung (33 % DC-Ladepunkte). In Anbetracht von Attraktivität des Ladeinfrastrukturnetzes und Wirtschaftlichkeit ist ein Ladeinfrastrukturausbau in der Größenordnung von Szenario 2 oder 3 anzustreben.

[5] Die Studie Transport & Environment (2020) prognostiziert für alle Länder der EU einen Ladeinfrastrukturbedarf für die Jahre 2025 und 2030. Die Ladeinfrastrukturbedarfsprognosen unterscheiden sich durch einen progressiveren Markthochlauf von Elektrofahrzeugen im Szenario „Road2Zero" gegenüber „Current Policies". Im Szenario „Current Policies" wird von einem EU-weiten Bedarf von 1,2 Mio. Ladepunkte bis 2025 und 2,2 Mio. Ladepunkte bis 2030 ausgegangen.

Der Ausbau von Wasserstofftankinfrastruktur ist ebenso europäisch anzugehen. Hierbei ist besonders auf die Kompatibilität der Wasserstofftankinfrastruktur für Pkw und Lkw zu achten. Aktuell ist Deutschland mit 84 Wasserstofftankstellen führend beim Ausbau (gegenüber 50 im Rest von Europa), wobei bis Ende 2020 ein weiterer Ausbau auf 100 und bis Ende 2023 sogar auf 400 Wasserstofftankstellen geplant ist (vgl. H2 MOBILITY, 2020). Jedoch können die Marktpotenziale von Brennstoffzellenfahrzeugen im Schwerlastverkehr erst geschöpft werden, wenn an den europäischen Hautverkehrsadern eine flächendeckende Wasserstofftankinfrastruktur zur Verfügung steht.

Eine Insellösung in Deutschland ist bei dem hohen Transitverkehrsaufkommen und mit Deutschland als zentrales wirtschaftliches Drehkreuz in Mitteleuropa nicht zielführend. Deutschland sollte sich für eine verbindliche Infrastrukturausstattung alternativer Kraftstoffe entlang Europas Verkehrsmagistralen einsetzen.

(2) Der effiziente Ausbau der Infrastruktur erfordert eine langfristig angelegte und integrierte Planung von Infrastruktur für Strom, Gas und Wasserstoff. Wo möglich sind bestehende Infrastrukturen zu nutzenund und zu erweitern.

Im Bereich der Stromnetze leistet der Ten Year Network Development Plan (TYNDP) auf europäischer Ebene schon heute effektiv die Koordination beim Netzausbau (vgl. https://tyndp.entsoe.eu/). Das von der Europäischen Kommission beauftragte Studienprojekt E-Highway2050 (durchgeführt von 2012 bis 2015) zeigt detaillierte Langfristperspektiven auf, sodass auch ein Zielbild existiert, vor dessen Hintergrund die mittelfristigen Pläne erstellt werden (vgl. e-Highway2050, 2015). Auf europäischer Ebene ist die Koordination beim Ausbau der Stromnetze somit schon weit fortgeschritten und gut verankert. Eine Verschränkung mit den Planungen zum Ausbau der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur fehlt jedoch bisher weitgehend. Vor dem Hintergrund der ambitionierteren Klimaziele im Rahmen des Green Deal sollten (a) die Planungen für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastruktur verschränkt werden, um die Schnittstellen zwischen den Energienetzen in der Planung frühzeitig berücksichtigen zu können und (b) die Planungen, insbesondere auch die Langfristperspektive 2050, angepasst werden, um eine Orientierung für die Erstellung der mittelfristigen Ausbaupfade vorzuhalten.

Beim Aufbau der umfangreichen neuen Infrastrukturen sollte wo immer möglich angestrebt werden, bestehende Infrastruktur zu nutzen. Dies kann z. B. im Gasnetz durch die Umwidmung aktuell nicht benötigter Leitungen zum Transport von Wasserstoff geschehen. In der aktuellen Fassung des Netzentwicklungsplan Gas wird ein Wasserstoffnetz mit 1294 km Länge für Deutschland vorgeschlagen, wovon alleine 88 % durch Umstellung von bestehenden Gas-Leitungen erreicht werden sollen (vgl. FNB Gas, 2020).[6] Die Nutzung bestehender Kapazitäten ist aus Kostengründen geboten, erhöht aber auch die Akzeptanz des Aus- und Umbaus der Infrastruktur.

(3) Mittelfristig ist zu entscheiden, welche Teile der neuen Infrastrukturen zu regulieren sind und welche wettbewerblich betrieben werden sollen.

Für die Wasserstofflogistik stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern auch in Kombination zum Einsatz kommen können. Für den Transport eignen sich generell alle gängigen straßen-, schienen- oder wasserbasierten Transportmittel. Für Druckwasserstoff und tiefkalt verflüssigten (d. h. kryogenen) Wasserstoff ist bisher jedoch nur der Straßentransport gängig. Für komprimierten Wasserstoff oder chemisch in einer Flüssigkeit gebundenen Wasserstoff ist darüber hinaus auch der Transport

[6] Die Umsetzung dieser Maßnahmen steht allerdings unter Vorbehalt der Übertragung der bestehenden gesetzlichen Regelungen für (Erd-)Gasversorgungnetze auf Wasserstoffnetze. Außerdem wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern eine Vision für eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur erstellt, die auf Basis neuer Erkenntnisse stetig weiterentwickelt werden soll, siehe https://www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf.

über ein Pipelinenetz attraktiv. Die Umsetzung eines flächendeckenden europäischen oder deutschen Rohrleitungsnetzes ist aus Gründen der Akzeptanz und der hohen Investitionskosten vermutlich mit großen Herausforderungen verbunden. Alternativ ist es denkbar, dass Wasserstoff, der beispielsweise an den Seehäfen Europas als kryogene Flüssigkeit oder in chemisch gebundener Form ankommt, über europäische Backbone-Leitungen zu den großen Verbrauchszentren transportiert wird. Dort könnte die regionale Weiterverteilung anschließend alternativ über Rohrleitungen oder mittels schienen- oder straßengebundenen Verkehrs erfolgen. Offen ist in dem Zusammenhang, ob alle Logistikebenen standardisiert und reguliert werden müssen oder ob insbesondere im Bereich der Verteil-Logistik ein wettbewerbliches Nebeneinander verschiedener Anbieter und Logistikvarianten bestehen kann. Bei der Regulierung neuer Infrastrukturen ist eine Integration in den bestehenden Regulierungs- und Planungsrahmen anzustreben.

9 Energieeffizienz systemisch denken

Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sind neben der wachsenden Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine zweite wichtige Säule zur Defossilisierng im Gebäude- und Verkehrssektor in Deutschland ebenso wie in Europa. Dabei betreffen beide Bereiche ganz unmittelbar den Endverbraucher: Die durchschnittliche Quote des Wohneigentums in Europa liegt bei annähernd 70 % (Bode und Wiest, 2017); rund 13 % der verfügbaren Haushaltseinkommen werden in der EU für Mobilität und Verkehr ausgegeben, davon fast 860 Mrd. Euro für die Anschaffung und den Betrieb von Fahrzeugen (EU-KOM, 2019). Dementsprechend unterliegen Maßnahmen mit direkten Auswirkungen auf die Endverbraucherpreise einer hohen öffentlichen Aufmerksamkeit im Spannungsfeld zwischen dem auf gesamtgesellschaftlicher Ebene als notwendig anerkannten Klimaschutz und der Kostenbelastung auf der Ebene der einzelnen Privathaushalte. Dies macht sie hinsichtlich ihrer Durchsetzung politisch besonders anspruchsvoll. Gerade Energieeffizienzmaßnahmen können die unmittelbar betroffenen Endverbraucher langfristig vor weiter steigenden Kostenbelastungen durch die Energie- und CO_2-Preisentwicklung schützen. Die entsprechenden Investitionsentscheidungen von Endverbrauchern sollten durch die Maßnahmen und den gesetzlichen Rahmen des Green Deal unterstützt werden. Die notwendigen Rahmenbedingungen der Transformation werden durch Zertifizierung und effiziente Governance-Strukturen sowie – insbesondere im Verkehr – durch europaweit harmonisierte flankierende Anreiz- und Steuerungsmaßnahmen geschaffen. Nicht nur im Verkehrsbereich ist zu berücksichtigen, dass Kosteneinsparungen vielfach zu Rebound-Effekten führen, die Effizienzgewinne kompensieren oder sogar überkompensieren und die es durch flankierende Regulierung zu vermeiden gilt. Dabei muss das Thema „Energieeffizienz“ systemisch gedacht werden: Effizienz wird nicht nur durch mehr Leistung pro eingesetzter Energie erzeugt, sondern auch durch Vermeidungs- oder Verlagerungsstrategien bei gleichzeitiger Befriedigung vorhandener Bedürfnisse nach Wärme oder Kühlung und Mobilität.

Gebäude:

(1) Die zeitnahe Weiterentwicklung der europäischen Rahmensetzungen ist zwingende Voraussetzung für die Umsetzung der Zielsetzung eines europaweit klimaneutralen Gebäudebestands für 2050.

Energie- und ressourcenschonendes Bauen und Renovieren stehen von jeher im Fokus der europäischen Zielsetzungen, auch wenn die jährlichen Renovierungsquoten der Mitgliedstaaten, die zwischen 0,4 % und 1,2 % liegen, zeigen, dass das in diesem Sektor vorhandene Potenzial für den Klima- und Ressourcenschutz bislang nur unzureichend aktiviert wird. Die große Anzahl der Akteure mit ihren unterschiedlichen Interessen sowie landespezifische Besonderheiten mögen dafür ausschlaggebend sein. Für die Sanierungstiefe, die für die Umsetzung eines klimaneutralen Gebäudebestands eine mindestens ebenso wichtige Bedeutung wie die Anzahl der energetischen Sanierungen hat, sind hingegen die Regelungen der EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie und deren jeweilige Umsetzung in nationales Recht ausschlaggebend. Hier besteht dringender Handlungsbedarf, wie das Beispiel des Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG) in Deutschland zeigt. Im GEG-Entwurf ist formuliert: „Die aktuellen energetischen Anforderungen für den Neubau und den Gebäudebestand gelten fort“. Als wesentliche Grundlage hierfür wird das Wirtschaftlichkeitsgebot im Sinne einer sog. Kostenoptimalität angeführt, bei der zwar CO_2-Preise anzusetzen sind, die sich jedoch an der Preisprojektion des Emissionshandelssystems orientieren und damit im Wärmemarkt nicht die erforderlichen Impulse setzen. Es wird daher empfohlen, zu prüfen, ob die geltenden Kostenoptimalitätskriterien dem langfristigen Ziel des klimaneutralen Gebäudebestands entsprechen. Dies gilt insbesondere auch mit Blick auf die zeitliche Dynamik der CO_2-Preisentwicklung, um aufgrund der langen Bauteilnutzungsdauern in Gebäuden Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Angesichts der drohenden Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die ökonomische Entwicklung der Mitgliedsstaaten ist dies umso wichtiger, da ohnehin zu befürchten ist, dass gerade für die notwendigen Investitionen in einen klimaneutralen Gebäudebestand nicht die erforderlichen Mittel aktiviert werden können. Entsprechend sollte bei der Ausgestaltung von Konjunkturprogrammen, darauf geachtet werden, die Transformation des Gebäudesektors hin zur Klimaneutralität europaweit zielgerichtet zu unterstützen. Dies wird auch durch ein aktuelles Paper des SSEE bestätigt (Hepburn et.al., 2020), in dem die Gebäudesanierung („building efficiency retrofits") als eine von fünf Politiken identifiziert wird, die gleichzeitig ein hohes Potenzial als ökonomischer Multiplikator und als wirksame Klimaschutzmaßnahme aufweisen.

Verkehr:

Die besondere Herausforderung im Verkehrssektor liegt darin, dass das vorrangige Ziel in der Reduzierung der absoluten Menge an energieintensivem Verkehr, d. h. insbesondere Straßenverkehr, bestehen muss. Die alleinige Steigerung der Fahrzeugeffizienz kann sich dazu kontraproduktiv erweisen bis hin zur Erzeugung von Rebound-Effekten angesichts von effizienzbedingten Einsparungen[7]. Eine vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie diskutierte Förderung im Pkw-Bereich sollte deshalb vorrangig an der bestehenden Förderung von Elektrofahrzeugen ansetzen, um den notwendigen Beitrag des Individualverkehrs zur Umsetzung der CO_2-Reduzierungsziele nicht in Frage zu stellen.

(2) Die Zukunftsfähigkeit einer rein technisch-ökonomischen Betrachtungsweise von Energieeffizienz im Verkehr sollte überdacht werden. Vor allem im Personenverkehr definiert sich Mobilität nicht ausschließlich über den Umfang an zurückgelegten Kilometern, sondern auch über die Anzahl an zurückgelegten Wegen, unabhängig von deren Länge.

Menschen legen Wege nicht um ihrer selbst willen zurück, sondern zur Erreichung eines Zielortes, an dem eine Aktivität ausgeführt werden kann. Im Personenverkehr liegt somit ein erhebliches Potenzial zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems und der darin verwendeten Energie im Verkehrsmittelwahlverhalten, d. h. in der Auswahl aus vorhandenen Mobilitätsoptionen. Mit dem massiven Ausbau des sog. Umweltverbundes (Öffentlicher Verkehr, Fahrradverkehr, Fußverkehr) können attraktive Alternativen bei der Durchführung von Wegen geschaffen werden, die einen positiven Anreiz zur Verlagerung von motorisiertem Individualverkehr auf Verkehrsmittel mit geringem (bis hin zu keinem) Pro-Kopf-Energieeinsatz setzen. Im europäischen Kontext ist vor allem die Erweiterung des Schienenverkehrsangebotes im grenzüberschreitenden Fernverkehr notwendig. Die auf europäischer Ebene vorhandenen und in Entwicklung befindlichen, vorwiegend auf Städte abzielenden Initiativen zur Substitution des motorisierten (Individual-)Verkehrs[8] sollten als expliziten Teil der CO_2-Reduktionsziele verkehrsträgerübergreifende Energieeffizienzziele aufgreifen. Der notwendige Rückhalt hierfür findet sich in Kapitel 2.1.5 des European Green Deal, wo explizit festgestellt wird: „Multimodal transport needs a strong boost. This will increase the efficiency of the transport system". Darüber hinaus lassen sich aus einer solchen Vorgehensweise Innovationsimpulse ableiten (vgl. Einführung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben/Kraftstoffen

[7] Vgl. dazu bereits 2016: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft" (2016): Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, S. Z-3

[8] U. a. seit 2019 das EU Mission Board on Climate Neutral and Smart Cities"

im öffentlichen Verkehr). Damit würde auch den Rebound-Effekten entgegengewirkt, die sich aus den Effizienzgewinnen und damit Betriebskosteneinsparungen beim Pkw ergeben[9,10], wenn der Pkw-Anteil am Modal Split unverändert hoch bleibt und die Pro-Kopf zurückgelegten Kilometer steigen. Ergänzende Effizienzgewinne, die sich durch Verkehrsvermeidung erzielen lassen, unterliegen im Wesentlichen der lokalen und regionalen integrierten Stadt- und Verkehrsplanung im jeweiligen nationalen Rahmen. Durch die aktive Unterstützung entsprechender Gremien und Initiativen auf europäischer Ebene, wie bspw. das Mission Board for climate neutral and smart cities oder des EU Aktionsplans Radverkehr (Europäischer Ausschuss der Regionen, 2017) kann die Bundesregierung hier wichtige strategische Anstöße liefern.

(3) Um die Energieeffizienz des Straßenverkehrs zu erhöhen, bedarf es auf europäischer Ebene einer Roadmap zur gemeinsamen Zielerreichung über die aktuelle Regelung von Flottengrenzwerten hinaus. In diesem Rahmen muss der Ausbau der Elektromobilität insbesondere bei Pkw und leichten Nutzfahrzeugen weiter vorangetrieben werden.

Die Treibhausgasemissionen aus dem Straßenverkehr sind in Europa seit 1990 kontinuierlich gewachsen. Ursachen dieses Wachstums sind der zunehmende Fahrzeugbestand sowie die steigenden Verkehrsleistungen sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr[11]. Um den Verbrauch fossiler Energie zu reduzieren und die Energieeffizienz des Straßenverkehrs insgesamt zu erhöhen, gilt durch Verordnung der EU ab 2021 der durchschnittliche Grenzwert von 95 g CO_2/km bei Pkw und 147 g CO_2/km bei leichten Nutzfahrzeugen bis 3,5 t. Hersteller, die die Zielwerte nicht erreichen, müssen ab 2021 mit erheblichen Strafzahlungen rechnen (PA Consulting, 2020). Der Zielwert für 2030 wurde im vergangenen Jahr durch das Europäische Parlament gegenüber der ursprünglichen Planung weiter verschärft (THG-Minderung um 37,5 % gegenüber 2021). Gleichzeitig bestehen Planungen seitens einer Reihe von EU-Ländern zum vollständigen Verbot der Neuzulassung von Fahrzeugen mit Verbrennungsantrieb (Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, 2019; vgl. Tabelle 36).

Um Planungssicherheit sowohl für die Fahrzeughersteller als auch die Verbraucher herzustellen, sollten die nationalen Ziele Teil eines EU-weiten integrierten Zielsystems werden[12]. Dies gilt auch hinsichtlich der künftigen Anrechnung von Plug-in Hybriden. Die derzeit verwendete Berechnungsgrundlage für den Kraftstoffverbrauch und damit den CO_2-Ausstoß liegt bei schweren Fahrzeugen deutlich über den von den Herstellern angegebenen Werten, so dass der erwartete Beitrag zur Senkung des CO_2-Ausstoßes der Flotte ausbleibt oder sogar ins Gegenteil verkehrt wird (van Gijlswijk und Ligterink, 2018; Seibt et al., 2020). Derzeit fehlen Anreize zur Förderung des Fahrens von PHEV im E-Modus. Die Ausgabe von Tankkarten bei Dienstwagenfahrzeugen wirkt dem sogar entgegen. Vor diesem Hintergrund sollte die Entwicklung eines integrierten Zielsystems angestoßen und die aufgezeigten Anrechnungsproblematiken gelöst werden.

---

[9] Effizienzgewinne auf Ebene des einzelnen Fahrzeugs verzeichnen alle Pkw-Klassen außer SUV, Sport- und Geländewagen.

[10] Deutschland bspw. verzeichnet seit Jahren ein Wachstum des Pkw-Bestandes um jährlich rund 500.000 Fahrzeuge. Besonders stark nehmen SUVs zu. Alleine von 2018 auf 2019 stiegen die Neuzulassungen um 19,9 % sowie zusätzlich bei Geländewagen um 8,6 % (zusammen sind das rund 12 % der Gesamtflotte (ohne Wohnmobile)), während die Neuzulassungszahlen in allen anderen Fahrzeugsegmenten stagnierten oder nur gering zunahmen (Quelle: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Segmente/segmente_node.html).

[11] Eurostat nennt folgende jährliche Wachstumsraten: (1) Personenverkehr (einschließlich innereuropäischer Luftverkehr): 1995-2017 1,2 % mit 2,4 % von 2016-2017; (2) Güterverkehr 1995-2017 1,2 % mit 2,0 % von 2016-2017 (Statistical Pocketbook EU Transport, 2019; S. 21).

[12] Generell ist bis zum Jahr 2030 durch die nationalen Zielvorgaben mit einem hohen Anteil an Nullemissionsfahrzeugen an den europäischen Neuzulassungen zu rechnen, sodass es mitunter keine Einsparungen der CO_2-Emissionen bei Verbrennerfahrzeugen zur Erreichung der CO_2-Flottengrenzwerte bedarf. In diesem Fall ist nicht auszuschließen, dass die derzeitige Ausgestaltung der CO_2-Flottengrenzwerte nicht zu Emissionseinsparungen bei Verbrennerfahrzeugen beiträgt.

Tabelle 36: Geplante Zulassungsverbote und Verbotsabsichten für Pkw mit Verbrennertrechnik in EU-Staaten

Land	Zeitpunkt	Gegenstand des Verbots
Dänemark	2030 / 2035	neue Benziner und Diesel / neue Hybrid-Pkw
Finnland	2035	neue Benziner und Diesel
Frankreich	2040	neue Benziner und Diesel
Irland	2030 /2045	neue Benziner, Diesel und neue Hybrid-Pkw / alle Verbrenner
Niederlande	2030	neue Benziner und Diesel
Norwegen	2025	neue Benziner und Diesel sowie Leichte Nutzfahrzeuge
Lettland	2040	neue Benziner und Diesel
Schottland	2032	neue Benziner und Diesel
Schweden	2030	neue Benziner und Diesel
Slowenien	2030	Neuwagen > 50g CO_2/km
Spanien	2040 / 2050	neue Benziner und Diesel / alle Verbrenner
Vereinigtes Königreich	2035	neue Benziner, Diesel und neue Hybrid-Pkw sowie Lkw

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages (2019) und Auto-Motor-und-Sport (2020)

(4) Die Effizienzsteigerungen neu zugelassener schwerer Nutzfahrzeuge, die angesichts der 2019 durch die Europäische Kommission eingeführten CO_2-Emissionsnormen zu erwarten sind, sollten durch eine auch nach Emissionsklassen gespreizte Lkw-Maut ergänzt werden.

Bei schweren Nutzfahrzeugen lässt sich etwa ein Drittel der CO_2-Reduktionspotenziale über den Fahrzeugantrieb realisieren; die übrigen zwei Drittel ergeben sich aus Maßnahmen wie Verbesserung der Aerodynamik, technische Hilfen durch Fahrerassistenz, energieoptimales Fahren oder Platooning. Da die Fahrzeuge in vielfältigen Varianten mit funktionalen Ausstattungen für unterschiedliche Einsatzgebiete – so bspw. Müllfahrzeug, Straßenreinigungsfahrzeug, Gliederzug mit Ladungen von unterschiedlichem Gewicht – vorhanden sind, stellen bereits die Messung und der Vergleich fahrzeugspezifischer Verbräuche und CO_2-Emissionen eine große Herausforderung dar. Zwar existiert für die Messung eine von der EU-Kommission per Verordnung zugelassene Software[13], jedoch ist deren Einsatz sehr aufwendig und komplex. Aus diesem Grund werden auch einfachere Verfahren der Differenzierung aufbauend auf dem Verfahren zur EURO-Norm erwogen. Eine EU-weite Harmonisierung von Anreizsystemen könnte die Effizienzsteigerung der Fahrzeuge unterstützen und dabei nicht nur Neufahrzeuge, sondern auch die Bestandsflotte erfassen. Angesichts der limitierten Möglichkeiten zur Verlagerung von Güterverkehren auf die Bahn – die Erwartungen liegen bei max. ein Drittel des Aufkommens – ist eine Verbesserung der Energieeffizienz im Straßengüterverkehr unabdingbar. Die notwendigen Impulse hierfür könnten insbesondere durch die Einführung einer nach Emissionsklassen gespreizten Lkw-Maut gegeben werden[14].

[13] Die EU-Kommission hat das Simulationstool VECTO (Vehicle Energy Consumption Tool) zur einheitlichen Berechnung von CO_2-Emissionen schwerer Nutzfahrzeuge entwickeln lassen (EC/JRC 2014). Mit Hilfe von VECTO können für beliebig konfigurierte Nutzfahrzeuge und definierte Einsatzbereiche spezifischer Kraftstoffverbräuche und CO_2-Emissionen berechnet werden; mit der Verordnung 2017/2400 der EU-Kommission erfolgte die Einführung von VECTO als Berechnungsinstrument.

[14] Die Lkw-Maut ist eine streckenbezogene Straßenbenutzungsgebühr – gültig auf Bundesstraßen und Autobahnen in Deutschland – für Lkw ab 7,5 t Gesamtgewicht im gewerblichen Güterverkehr. Damit werden finanzielle Mittel generiert, die insbesondere dem Erhalt und Ausbau von bundeseigener Straßeninfrastruktur dienen; gleichzeitig setzt die Maut Anreize zur Reduzierung von Emissionen durch Steigerung der Energieeffizienz der Fahrzeuge (vgl. auch Bundesamt für Güterverkehr (BAG) https://www.bag.bund.de/DE/Navigation/Verkehrsaufgaben/Lkw-Maut/lkw-maut_node.html). Rechtlich ist sie auf europäischer Ebene eingebettet in die Eurovignette Directive (1999/62/EC), die

(5) Die notwendige Reduzierung von CO_2-Emissionen im Güterverkehr macht die europaweit einheitlich geregelte Nutzung effizienzverbessernder Transportsysteme unentbehrlich. Im Straßengüterfernverkehr könnte der Lang-Lkw (High Capacity Truck) hierzu einen wichtigen Beitrag bereits in den kommenden Jahren leisten.

Ungeachtet der Dringlichkeit, Maßnahmen zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Schienengüterverkehrs zügig und umfangreich voranzubringen, wird die Straße weiterhin in Bezug auf die Verkehrsleistung die wichtigste Rolle für den Güterverkehr übernehmen müssen. Effizienzsteigerungen im Güterverkehrssystem müssen deshalb auch den Straßengüterverkehr selbst adressieren. Ein wichtiges Instrument könnte dabei der Lang-Lkw[15] sein, dessen Einsatz in Deutschland von 2012 bis 2016 mit Blick auf die technisch-infrastrukturelle Machbarkeit und die intermodalen Verlagerungseffekte getestet wurde und in die Erlaubnis von Lang-Lkw auf einem sog. Positiv-Netzwerk geführt hat. Ebenfalls bestehen in anderen EU Mitgliedsstaaten (u. a. Schweden, Finnland und den Niederlanden) bereits langjährige Erfahrungen. Die in älteren Studien geäußerten Erwartungen, wonach ein kostengünstigerer Straßentransport die Nachfrage nach Güterverkehren anfachen und gleichzeitig zur Verlagerung von Fracht von der Schiene auf die Straße führen könne, wurden bislang nicht bestätigt. Auch die Annahmen bzgl. erheblicher zusätzlicher Infrastrukturkosten hatten sich nicht bestätigen lassen. Neuere Studien – auch im Rahmen von EU-geförderten Projekten (vgl. https://aeroflex-project.eu/) – kommen zu dem Ergebnis, dass fahrzeugtechnische Entwicklungen (insbesondere zur Verbesserung der generellen Straßentauglichkeit und einer flexibleren Manövrierbarkeit (durch den Einsatz von Dollys mit einem elektrischen Antrieb) und die immer besseren Steuerungsmöglichkeiten durch Digitalisierung (insbesondere zur effizienten Beladung, aber auch zur Steuerung des Infrastrukturzugangs und der Infrastrukturnutzung) den Lang-Lkw zu einem Instrument eines effizienteren Gütertransportsystems machen könnten. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, welche europaweit einheitlichen Regelungen notwendig sind, die den Einsatz des Lang-Lkw als High Capacity Vehicle für den Straßengüterfernverkehr grundsätzlich ermöglichen und dafür gleichzeitig einen Rahmen vorsehen, der das Potenzial an Effizienzsteigerungen optimal umsetzt.

die Rahmenbedingungen benennt, unter denen in Europa Straßenbenutzungsgebühren erhoben werden dürfen (vgl. dazu auch https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM%3Al24045b).

[15] Der sog. Lang-Lkw hat eine Länge von bis zu 25,25 m. Herkömmliche Gespanne dürfen maximal 18,75 m lang sein, herkömmliche Sattelzüge 16,50 m.

10 Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Das Erreichen der Klima- und Energieziele der EU erfordert erhebliche Investitionen in Klimaschutzaktivitäten: Die EU-Kommission rechnet für den Zeitraum 2021 bis 2030 mit einem zusätzlichen Investitionsbedarf von rund 2,6 Bill. Euro.[16] Der europäische Green Deal sieht eine weitere Verschärfung der Ziele vor, wodurch sich der Investitionsbedarf nochmals erhöhen wird.[17] Dies verdeutlicht, dass die Investitions- und Finanzmittel der öffentlichen Hand lediglich eine Grundlage schaffen können und sollen. Es ist daher geboten, das erforderliche Kapital privatwirtschaftlicher Investoren stärker zu aktivieren.

Während institutionelle Anleger und börsennotierte Unternehmen mit der Orientierung an kurzfristigen Erfolgen in Verbindung gebracht werden, gibt es positive Anzeichen für eine grundsätzliche Bereitschaft institutioneller Kapitalgeber, verstärkt in die europäische Energiewende zu investieren. Im Dezember 2019 unterstützte bspw. die IIGCC, eine Gruppe von institutionellen Investoren, die Vermögenswerte von über 28 Bill. Euro verwalten, in einem offenen Brief an die europäischen Regierungen das EU-Ziel einer Klimaneutralität bis spätestens 2050 (IIGCC, 2019). Im Mai 2020 veröffentlichte eine weitere, in etwa gleich große institutionelle Investorengruppe einen weltweiten Aufruf an Staatsregierungen, Konjunkturprogramme zur Bewältigung der wirtschaftlichen Folgen der Corona-Krise unbedingt nachhaltig auszugestalten und an das Ziel einer Klimaneutralität auszurichten (The Investor Agenda, 2020). Des Weiteren existieren in den USA zunehmend Anzeichen für eine Berücksichtigung der CO_2-Intensität von kapitalmarktorientierten Unternehmen im Marktwert in Höhe von 79 bis 212 USD/t CO_2. Auch für Europa zeigen sich entsprechende Hinweise. Zudem werden klimaneutrale Technologien und Produkte in den kommenden Jahren ein großes Potenzial für privatwirtschaftliche Investitionen und Geschäftsmodelle eröffnen. Das Wachstum nachhaltiger Finanzprodukte sendet ebenfalls positive Signale. So stiegen die Emissionen von Green Bonds und Green Loans in den Jahren 2015 bis 2019 von 45 auf 255 Mrd. USD (Climate Bonds Initiative, 2020). Daneben gibt es eine Vielzahl weiterer nachhaltiger Finanzinstrumente. Auf dem Finanzmarkt spielen diese Produkte insgesamt allerdings eine noch vergleichsweise kleine Rolle. So besaßen bspw. Green Bonds Anfang 2019 einen Anteil von lediglich 2,5 % an allen Bondemissionen weltweit (Finance, 2019). Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass nachhaltige Unternehmensanleihen bisher nur eine sehr geringe sektorale Abdeckung haben, da entsprechende Standards v. a. für erneuerbare Energien, aber noch nicht für emissionsintensive Industrien verfügbar sind.

Die Gründe für die Zurückhaltung von Investoren hinsichtlich nachhaltiger Finanzinstrumente (Green Finance) sind vielfältig. Um das für die Transformation notwendige Kapital zu mobilisieren, empfiehlt die Expertenkommission folgende Maßnahmen:

(1) Die EU-Taxonomie zügig umsetzen und einer möglichen Aufweichung von Kriterien entschieden begegnen.

Wesentliche Hemmnisse für die erforderliche Verbreitung nachhaltiger Finanzprodukte stellen fehlende einheitliche Kriterien für nachhaltige Investitionen (vgl. auch SFSG, 2018; Bioy und Stuart, 2020) sowie eine erhebliche Informationsasymmetrie zwischen den unterschiedlichen Marktakteuren bezüglich der Klimawirkungen der durch diese Produkte finanzierten Projekte und Unternehmen dar. Zwar gibt es auf internationaler Ebene einige

[16] Szenario EUCO32-32.5 ggü. EU-Referenzszenario 2016. EUCO32-32.5 geht von den aktuellen Zielsetzungen 32 % Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch und Steigerung der Energieeffizienz um 32,5 % aus. Damit wird eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 45,6 % ggü. 1990 erreicht. Im Referenzszenario ergeben sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch von 24 %, eine Steigerung der Energieeffizienz um 24 % und eine Treibhausgasminderung von 35 % ggü. 1990.

[17] Über die klimabezogenen Maßnahmen hinaus hat sich die EU ökologische Ziele gesetzt, die weitere Investitionen von 100 bis 150 Mrd. Euro pro Jahr erfordern.

Standards für nachhaltige Finanzprodukte (z. B. Climate Bonds Initiative, Green Bond Principles), deren Anwendung allerdings nicht verpflichtend ist. Dem begegnet die EU-Kommission mit dem Entwurf eines einheitlichen und verpflichtenden Rahmenwerks („EU-Taxonomie"), durch eine Taxonomie-Verordnung und einen detaillierten Expertenvorschlag für eine „Sustainable Finance"-Taxonomie. In der Verordnung werden Veröffentlichungspflichten für Finanzmarktakteure sowie große kapitalmarktorientierte Unternehmen hinsichtlich ihrer Aktivitäten im Bereich Klima- und Umweltschutz festgelegt, d. h. diese müssen berichten, in welchem Ausmaß ihr wirtschaftliches Handeln EU-taxonomiekonform ist (TEG, 2020; Europäische Kommission, 2020c).[18] Der Bericht liefert den detaillierten Definitionsrahmen dafür, unter welchen Bedingungen wirtschaftliche Aktivitäten als taxonomiekonform gelten. Dieser Rahmen dient zugleich als Grundlage für eine verpflichtende Berichterstattung, die in der anstehenden Überarbeitung der „non-financial reporting directive" (NFRD) umgesetzt werden sollte.

Durch die erhöhte Transparenz werden die erheblichen Informationsasymmetrien abgebaut, um für eine effizientere Kapitalallokation zu sorgen. Finanzmarktakteure erhalten verlässliche Informationen über die „Klimaperformance" (und v. a. im Rahmen der Weiterentwicklung der Taxonomie auch über weitere wichtige Nachhaltigkeitsrisiken) insbesondere von Unternehmen, was die Bildung nachhaltiger Finanzprodukte anregen soll. Die zusätzlichen Informationen sollen gleichzeitig das Vertrauen der Investoren erhöhen und somit auch den Unternehmen die Erschließung weiterer Finanzierungsquellen für nachhaltige Investitionen erleichtern. Darüber hinaus verstärken die Veröffentlichungspflichten gemäß der EU-Taxonomie den Druck auf die Unternehmen, nachhaltiger zu wirtschaften (vgl. auch Kapitel 7). Dies kann bereits zu einer signifikant höheren Emissionsminderung der betroffenen Unternehmen führen. Schließlich ermöglicht die einheitliche EU-Taxonomie die Bildung und Weiterentwicklung von Zertifizierungssystemen (vgl. Kapitel 3). Konkret wird derzeit eine Anwendung der Taxonomie auf Finanzprodukte im Rahmen des EU-Ecolabel getestet.

Im weiteren Verfahren sind technische Bewertungskriterien zur Einordnung von Technologien und Aktivitäten hinsichtlich ihres Beitrags zu den Umwelt- und Klimaschutzzielen über delegierte Rechtsakte festzulegen. Diesbezüglich sollte eine aktive Rolle bei der Umsetzung eingenommen werden und konkret für eine Überarbeitung der NFRD unter Berücksichtigung der Taxonomie gesprochen werden. Hierbei ist insbesondere vor dem Hintergrund der Corona-Krise Forderungen nach einer Lockerung von Umwelt- und Klimaanforderungen im Rahmen eines Wiederaufbaus der Wirtschaft entgegenzuwirken.

(2) Die vorgesehenen Berichtspflichten für Unternehmen kontinuierlich auf kleinere kapitalmarktorientierte sowie nicht-kapitalmarktorientierte Unternehmen ausweiten.

Dadurch werden die o.g. Anreize auf eine breitere Gruppe von Unternehmen erweitert. Mit der Ausweitung der Veröffentlichungspflichten unter Anwendung der Taxonomie sollte auch eine Standardisierung der Berichterstattung einhergehen (Sustainable Finance, 2020). Diese könnte einerseits die Transparenz für Finanzmarktakteure noch stärker erhöhen und gleichzeitig den Aufwand zur Erfüllung, insbesondere im Sinne kleinerer Unternehmen, begrenzen. Angesichts der wichtigen Rolle nicht-börsennotierter Unternehmen (z. B. in Deutschland oder Italien) ist eine sofortige Einführung insbesondere für größere nicht-börsennotierte Unternehmen (im Sinne der NFRD) sinnvoll.

[18] Die Taxonomie-Verordnung sieht die Einführung von Maßnahmen und Sanktionen durch die Mitgliedsstaaten für Verstöße gegen die Berichtspflichten vor. Diese müssen „wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sein" (Europäische Kommission, 2020c).

(3) Das Risikomanagement von Finanzakteuren um eine Pflicht zur Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsrisiken erweiten.

Eine umfassendere Berücksichtigung von (finanziellen) Risiken des Klimawandels innerhalb von Risikomanagementprozessen könnte die Aktivierung privatwirtschaftlichen Kapitals für die europäische Energiewende befördern. In manchen Fällen fokussiert das Risikomanagement derzeit lediglich auf die Einhaltung von umwelt- und nachhaltigkeitsbezogenen Anforderungen mit dem Schwerpunkt auf der Vermeidung von Imagerisiken (Hafner et al, 2020). Die EU-Taxonomie kann zwar eine Ausweitung der Risikomanagementprozesse unterstützen, dennoch bietet es sich ergänzend an, Ansätze – wie im „Merkblatt zum Umgang mit Nachhaltigkeitsrisiken" der BaFin beschrieben – aufzugreifen und europaweit auszuweiten.

(4) Die Vorbildfunktion durch die Mitgliedsstaaten ist konsequent wahrzunehmen.

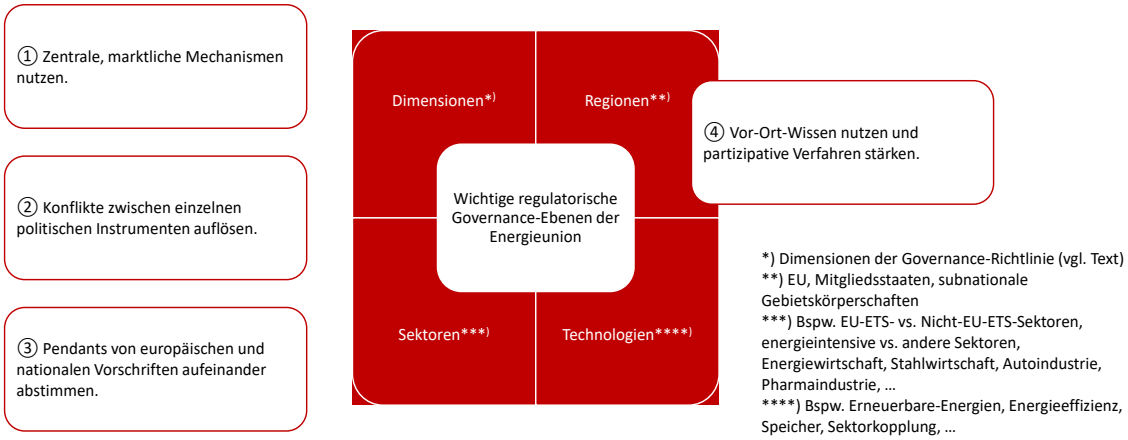
Die EU-Staaten sollten als Nachfrager von Investitions- und Konsumgütern, als Finanzierer von Projekten und als Finanzmarktakteure konsistent im Sinne der von ihnen gesetzten klimapolitischen Ziele handeln. Dazu zählen u. a. die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien bei Kapitalanlagen (z. B. Pensionsfonds) sowie bei Investitions- und Beschaffungsmaßnahmen. Die Taxonomie kann dafür den notwendigen Referenzrahmen darstellen.

Zusammenfassend wird daher empfohlen, bisherige Bestrebungen für die Aktivierung privatwirtschaftlichen Kapitals fortzuführen und kontinuierlich auszuweiten. Eine rasche und konsequente Umsetzung des europäischen Green Deal kann darüber hinaus ein starkes Signal an den Finanzmarkt senden und erforderliche konsistente und langfristige Rahmenbedingungen schaffen.

11 Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

Das Governance-System für die Energieunion und den Klimaschutz wird maßgeblich durch die gleichnamige EU-Verordnung festgelegt, die Ende 2018 als Teil des weiterreichenden Politik-Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ verabschiedet wurde. Auf Basis dieser Rechtsgrundlage sollen mit Hilfe von komplementären und kohärenten politischen Maßnahmen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsstaaten die Ziele der Energieunion im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen erreicht werden. Dies umfasst insbesondere die mittelfristigen Energie- und Klimaziele bis 2030, gilt aber auch für die langfristigen Ziele. Damit die EU-Governance-Verordnung sowie weitere für die Governance bedeutsame Rechtsvorschriften im Energie- und Klimabereich der Mitgliedsstaaten gut ineinandergreifen, empfiehlt die Expertenkommission den Fokus auf folgende vier Gestaltungsoptionen zu legen (vgl. Abbildung 52):

Abbildung 52: Gestaltungsoptionen für eine kohärenter ausgestaltete Governance der Energieunion



Quelle: Eigene Darstellung

(1) Gutes Zusammenspiel der verschiedenen Governance-Strukturen auf den Ebenen von EU, Mitgliedstaaten, Regionen und Kommunen sichern. EU-weite, marktliche Mechanismen implementieren, um eine einfache Koordinierung über die Dimensionen der Energieunion, Regionen, Sektoren und Technologien zu erreichen.

Derzeit besteht ein hoher Koordinierungsbedarf, um alle regulatorischen Ebenen kohärent auszugestalten. Die Governance-Richtlinie definiert fünf Dimensionen der Energieunion: Sicherheit der Energieversorgung, Energiebinnenmarkt, Energieeffizienz, Dekarbonisierung sowie Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Je nach Vorschrift tangieren diese unterschiedliche Regionen, Sektoren und Technologien. Damit der hohe Koordinierungsbedarf die Transformation nicht bremst, empfehlen sich EU-weite, marktliche Mechanismen, vor allem eine einheitliche und umfassende CO_2-Bepreisung als Leitinstrument der Energiewende, die Klimaziele kosteneffizient erreicht und alle regulatorischen Ebenen adressiert (vgl. Kapitel 2). So berührt etwa eine Vereinheitlichung der europäischen Energiesteuern oder eine Ausweitung des EU ETS alle Regionen (EU-Länder) und einen Großteil der Emittenten in der EU (vor allem in Wärme- und Verkehrssektoren), reizt klimaneutrale Technologien an und hat Effekte auf alle Dimensionen der Energieunion (z. B. einheitlichere Gestaltung des Energiebinnenmarkts, Anreize für energieeffiziente Technologien und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit durch ggf. niedrigere Energiepreise). Die Corona-Krise verstärkt die Dringlichkeit einer flexiblen Koordinierung: marktliche Instrumente bieten den Vorteil sich ohne zusätzliche Gesetzgebungsverfahren (bzw. ohne detaillierte Festlegungen im Vorfeld) auf neue Situationen anpassen zu können.

Zentrale, preisliche Mechanismen bzw. eine allgemeine einheitliche CO_2-Bepreisung sind allerdings allein nicht ausreichend. Es bedarf komplementärer Instrumente, um neben den Treibhausgasemissionen andere Marktunvollkommenheiten zu adressieren. Dazu zählen u. a. Marktunvollkommenheiten im Rahmen des Ausbaus von energiewenderelevanter Infrastruktur (vgl. Kapitel 8) und der Förderung von Zukunftstechnologien (vgl. Kapitel 5) (Löschel et al., 2017).

Die im Rahmen der Governance-Richtlinie zu erstellenden Nationalen Energie- und Klimapläne sind für die Erreichung der nationalen und europäischen Ziele durchaus ein sinnvolles Instrument; diese sind jedoch per se für eine Koordinierung auf Ebene der Mitgliedsstaaten nicht ausreichend. Beispielsweise hat sich in einigen Fällen die Erreichung nationaler Ziele als komplexer herausgestellt als ursprünglich erwartet (etwa bei der Tankstelleninfrastruktur). Zur Bewältigung der Komplexität bedarf es der zunehmenden Nutzung preislicher Mechanismen. Zudem sollte gerade auch bei der geplanten Verschärfung der europäischen Minderungsziele die Koordination durch zusätzliche europäische Maßnahmen ergänzt werden.

(2) Konflikte zwischen einzelnen (energie- und klima-)politischen Instrumenten auflösen.

Die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für marktliche Instrumente anstelle vieler kleiner Maßnahmen ist sinnvoll, um Konflikte beim Erreichen politischer Ziele zu vermeiden. Daher auch der obige Vorschlag eines schlanken, marktlichen Instrumentariums mit komplementären Instrumenten (lediglich) wo nötig, um die Energie- und Klimaziele zu erreichen. Wenn allerdings mehrere Instrumente, welche die gleichen Ziele adressieren, existieren (dies kann z. B. auch durch historische Entwicklungen oder aufgrund politischer Machbarkeit bedingt sein), so sollten Inkonsistenzen bzw. Zielkonflikte weitgehend reduziert werden.

Ein Beispiel für Zielkonflikte und Möglichkeiten komplementärer Maßnahmen soll für den Verkehrssektor beschrieben werden: Einerseits dürften Flottengrenzwerte bisher noch die wirksamste Maßnahme zur Emissionsminderung im Verkehr gewesen sein. Andererseits dürfte eine allgemeine CO_2-Bepreisung u. a. mehr Optionen zur Emissionsreduktion im Verkehr aktivieren, Rebound-Effekte reduzieren und Kostenersparnisse bei der Emissionsreduktion erzielen (Paltsev et al., 2018). Bei der Weiterentwicklung der CO_2-Grenzwerte, die einen Beitrag zum technischen Fortschritt liefern, ist daher die Einführung einer komplementär wirkenden CO_2-Bepreisung zu berücksichtigen. Eine weitere komplementäre Politik betrifft die aufzubauende Verkehrsinfrastruktur (vgl. Kapitel 8). Denn bei langfristigen Emissionsreduktions-Strategien kann es optimal sein, Optionen „nach vorne zu ziehen“, die entsprechend den CO_2-Grenzvermeidungskosten weiter hinten zu finden wären (Voigt-Schilb et al., 2018). Auch eine europaweite Ausgestaltung des Förderrahmens für erneuerbare Energien ist besser geeignet, um technologisches Lernen und Skaleneffekte anzureizen und so die CO_2-Bepreisung im EU-Emissionshandel zu ergänzen. Trotz der Wichtigkeit von komplementären Instrumenten bedürfen insbesondere die Nicht-ETS-Sektoren grundsätzlich einer viel stärkeren marktlichen Koordinierung als bisher. Auch die Koordinierung durch die Nationalen Energie- und Klimapläne im Rahmen der Governance-Richtlinie kann diese nicht ersetzen.

Es ist davon auszugehen, dass gerade von den Gestaltungsoptionen (1) und (2) starke Impulse für die Transformation der Industrie ausgehen werden (vgl. Kapitel 7).

(3) Pendants von europäischen und nationalen Vorschriften aufeinander abstimmen.

Zahlreiche Instrumente auf nationaler und europäischer Ebene besitzen zwar die gleiche Zielrichtung, sind in diesem Sinne als Pendants zu betrachten, sind aber in ihrer Ausgestaltung derzeit inkonsistent. Eine verbesserte Integration der nationalen und europäischen Instrumente und Maßnahmen gilt es auch bei den weiteren wichtigen Energiewende-Themen zu erreichen, etwa bei dem nationalen Emissionshandel (Bundes-

Klimaschutzgesetz) und der EU ETS-Ausweitung, dem nationalen Energiesteuergesetz und der (zu novellierenden) EU-Energiesteuerrichtlinie, dem nationalen Kohleausstiegsgesetz und den Ambitionen des Green Deal (vgl. Kapitel 4) usw.

(4) Energiepolitische Maßnahmen auf regionaler Ebene besser mit den nationalen Ansätzen verzahnen, um die höheren Anforderungen aus dem Green Deal erfolgreich umsetzen zu können. Besonderheiten vor Ort durch partizipative Maßnahmen einbeziehen.

Im EU-Governance-System sowie im deutschen Kontext (etwa durch das Bundes-Klimaschutzgesetz) spielen subnationale Einheiten wie Bundesländer, Gemeinden oder Städte nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist zwar durch den Föderalismus in Deutschland leicht zu erklären, ist aber dennoch kritisch zu beurteilen, da Akteure in subnationalen Gebietskörperschaften für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende-Maßnahmen essenziell sind. Diese kennen die konkreten lokalen Bedingungen besser und weisen zudem Alleinstellungsmerkale auf, so dass sie unterschiedliche Schwerpunkte der industriellen Transformation bedienen können (vgl. Kapitel 7). Deshalb sind die bestehenden Abstimmungsmechanismen zwischen den föderalen Ebenen kohärenter auszugestalten und akzeptanzfördernd zu nutzen (acatech et al., 2019; Oppermann und Renn, 2019).

Literaturverzeichnis

Kapitel 1: Europäische Wertschöpfung stärken und internationale Einbettung sichern

EU-KOM (2019). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 08. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EU-KOM (2020a). A New Industrial Strategy for Europe. COM(2020) 102 final. Abgerufen am 08. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/communication-eu-industrial-strategy-march-2020_en.pdf.

Hepburn, C., O'Callaghan, B., Stern, N., Stiglitz, J., Zenghelis, D. (2020). Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change? Oxford Review of Economic Policy, https://doi.org/10.1093/oxrep/graa015.

Löschel, A., Großkurth, P., Colombier, M., Criqui, P., Xiangwan, D., Frei, C., Gethmann, C., Gummer, J., King, J., Lecocq, F., Parikh, J., Sauer, D., Schlögl, R., Schmidt, C., Staiß, F., Stephanos, C., Tanaka, K., Zhiyu, T., Umbach, E., Wenham, M., Yamada, K., & Cong, Y. (2018). Establishing an Expert Advisory Commission to Assist the G20's Energy Transformation Processes. Economics E-Journal, 12, 1-12.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020). Coal Phase-Out in Germany – Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

UNCTAD (2020). Global Trade Impact of the Coronavirus (COVID-19) Epidemic. Trade and Development Report. Update. Abgerufen am 08. April 2020 von https://unctad.org/en/PublicationsLibrary/ditcinf2020d1.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 1:

Burdon, R., Hughes, L., Lord, M., Madeddu, S., Ueckerdt, F., Wang, C. (2019). Innovation and Export Opportunities of the Energy Transition. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/innovation_and_export_opportunities_of_et_final_0.pdf.

EU-KOM (2020b). A Von der Leyen und Timmermans: Green Deal muss unser Kompass aus der Coronakrise sein. Abgerufen am 05. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/germany/news/20200428-green-deal-kompass-aus-der-coronakrise_de.

EWK (2018). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

IEA (2019). The Future of Hydrogen. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.capenergies.fr/wp-content/uploads/2019/07/the_future_of_hydrogen.pdf.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen

am 08. April 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Ueckerdt, F., Dargaville, R., Gils, H.-C., McConnell, D., Meinshausen, M., Scholz, Y., Schreyer, F., Wang, C. (2019). Australia's Power Advantage Energy Transition and Hydrogen Export Scenarios. Abgerufen am 08. April 2020 von https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/australia_power_advantage_0.pdf.

UN (2015). Paris Agreement. Abgerufen am 08. April 2020 von https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

Kapitel CO2-basierte Energiepreisreformen rasch angehen und richtig gestalten

Ciaglia, S., Fuest, C. und Heinemann, F. (2018). What a feeling? How to promote „European Identity". European Network for Economic and Fiscal Policy Research. Abgerufen am 01. Mai 2020 von http://www.econpol.eu/publications/policy_report_9.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019a). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte. CO_2-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf.

Edenhofer, O., Flachsland, C., Kalkuhl, M., Knopf, B., Pahle, M. (2019b). Optionen für eine CO_2-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_für_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Schenker, O., Koesler, S., Löschel, A. (2018). On the Effects of Unilateral Environmental Policy on Offshoring in Multi-Stage Production Processes. Canadian Journal of Economics, 51(4), 1221-1256.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 2:

Alexeeva-Talebi, V., Böhringer, C., Löschel, A., Voigt, S. (2012). The Value-Added of Sectoral Disaggregation: Implications on Competitive Consequences of Climate Change Policies. Energy Economics, 34(Supplement 2), 127-142.

Bach, S., Isaak, N., Kemfert, C., Kunert, U., Schill, W.-P., Wägner, N., Zaklan, A. (2019). Für eine sozialverträgliche CO_2-Bepreisung. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.635193.de/diwkompakt_2019-138.pdf.

BMU (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1.

Deutscher Bundestag (2018). WTO-Konformität eines Grenzsteuerausgleichs bei nationalen Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen. WD 5 - 3000 - 035/18. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/550298/73381c7f00dc8c3e70bdbbb68a8e7673/wd-5-035-18-pdf-data.pdf.

Energate (2020). Coronakrise lässt EEG-Umlage steigen. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.energate-messenger.de/news/201901/coronakrise-laesst-eeg-umlage-steigen.

EU-KOM (2019a). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EU-KOM (2019b). Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the

Community framework for the taxation of energy products and electricity. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/energy-tax-report-2019.pdf.

EWK (2019). Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Hepburn, C., Mattauch, L., Combet, E., Edenhofer, O., Klenert, D., Rafaty, R. und Stern, N. (2018). Making carbon pricing work for citizens, Nature Climate Change, (8), S. 669-677.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O. und Mattauch, L. (2017): Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020). Coal Phase-Out in Germany - Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Kapitel Zertifizierung auf den Green Deal ausrichten

acatech (2018). CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie (acatech POSITION). Herbert Utz Verlag, München. Abgerufen am 28.05.2020 von https://www.acatech.de/publikation/ccu-und-ccs-bausteine-fuer-den-klimaschutz-in-der-industrie-analyse-handlungsoptionen-und-empfehlungen/.

Cosbey, A., Droege, S., Fischer, C., Munnings, C. (2019). Developing Guidance for Implementing Border Carbon Adjustments: Lessons, Cautions, and Research Needs from the Literature. Review of Environmental Economics and Policy 13, 3–22. https://doi.org/10.1093/reep/rey020.

Freudendahl, D. (2016). Carbon capture and usage. Europäische Sicherheit & Technik, 65, 123.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S. (2018). Beat protectionism and emissions at a stroke. Nature, 559, 321–324. https://doi.org/10.1038/d41586-018-05708-7.

Mehling, M.A., van Asselt, H., Das, K., Droege, S., Verkuijl, C. (2019). Designing Border Carbon Adjustments for Enhanced Climate Action. The American Journal of International Law, 113(3), 433-481.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 3:

EU Technical Expert Group on Sustainable Finance (2020a). Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance. Abgerufen am 28.05.2020 von https://ec.europa.eu/knowledge4policy/node/38192_de.

EU Technical Expert Group on Sustainable Finance (2020b). Usability Guide - TEG Proposal for an EU Green Bond Standard. Abgerufen am 28.05.2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-green-bond-standard-usability-guide_en.pdf.

EU-KOM (2018a). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen. COM/2018/353 final. Abgerufen am 28.05.20 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52018PC0353.

EU-KOM (2018b). Aktionsplan: Finanzierung nachhaltigen Wachstums. COM/2018/97 final. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:52018DC0097.

Europäisches Parlament (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32018L2001.

Europäisches Parlament (2019). Verordnung (EU) 2019/631 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO_2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011. Abgerufen am 28.05.2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32019R0631.

Gössling, S., Buckley, R. (2016). Carbon labels in tourism: persuasive communication? Journal of Cleaner Production, 111, 358–369. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2014.08.067.

Li, Q., Long, R., Chen, H. (2017). Empirical study of the willingness of consumers to purchase low-carbon products by considering carbon labels: A case study. Journal of Cleaner Production, 161, 1237–1250. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2017.04.154.

Shewmake, S., Cohen, M.A., Stern, P.C., Vandenbergh, M.P. (2015). Carbon triage: a strategy for developing a viable carbon labelling system, in: Handbook of Research on Sustainable Consumption. Edward Elgar Publishing, 285–299. https://doi.org/10.4337/9781783471270.00030.

Thøgersen, J., Nielsen, K.S. (2016). A better carbon footprint label. Journal of Cleaner Production, 125, 86–94. https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2016.03.098.

Vanclay, J.K., Shortiss, J., Aulsebrook, S., Gillespie, A.M., Howell, B.C., Johanni, R., Maher, M.J., Mitchell, K.M., Stewart, M.D., Yates, J. (2011). Customer Response to Carbon Labelling of Groceries. Journal of Consumer Policy, 34, 153–160. https://doi.org/10.1007/s10603-010-9140-7.

Kapitel Effizient aus der Kohle aussteigen und marktliche Signale stärken

Die Bundesregierung (2020). Kabinett beschließt Kohleausstiegsgesetz. Pressemitteilung am 29.01.2020. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200129-kabinett-beschliesst-kohleausstiegsgesetz.html.

Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C. (2019). Power Generation and Structural Change: Quantifying Economic Effects of the Coal Phase-Out in Germany. IWH Discussion Papers, No. 16/2019. Abgerufen am 23. April von 2020 https://www.econstor.eu/bitstream/10419/201807/1/1671531043.pdf.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019). Abschlussbericht. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile.

Newell, P., Mulvaney, D. (2013). The Political Economy of the ‘Just Transition’. The Geographical Journal, 179(2), 132-140.

Perino, G (2018). New EU ETS Phase 4 Rules Temporarily Puncture Waterbed. Nature Climate Change, 8, 262-264.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 4:

EU-KOM (2019). Der europäische Grüne Deal. COM(2019) 640 final. Abgerufen am 23. April 2020 von https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_de.pdf.

EWK (2019). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“: Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

Iles, A. (2004). Mapping Environmental Justice in Technology Flows: Computer Waste Impacts in Asia. Global Environmental Politics, 4(4), 76-106.

Oei, P.-Y., Hermann, H., Herpich, P., Holtemöller, O., Lünenbürger, B., Schult, C. (2020a). Coal Phase-Out in Germany - Implications and Policies for Affected Regions. Energy, 196, 117004.

Oei, P.-Y-, Kendziorski, M., Herpich, P., Kemfert, C., von Hirschhausen, C. (2020b). Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.725608.de/diwkompakt_2020-148.pdf.

Oei, P.-Y., Lorenz, C., Schmalz, S., Brauers, H., Herpich, P., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., Dröschel, B., Hildebrand, J., Horst, J., Klann, U., Matschoss, P., Porzig, M., Rau, I., Wern, B., Brautzsch, H.-U., Heimpold, G., Heinisch, K., Holtemöller, O., Schult, C., Hermann, H., Heyen, D., Schumacher, K., Ziehm, C. (2019). Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien.

Osorio, S., Pietzcker, R.C., Pahle, M., Edenhofer, O. (2020). How to Deal With the Risks of Phasing out Coal in Germany. Energy Economics, 87, 104730.

Pahle, M., Edenhofer, O., Pietzcker, R., Tietjen, O., Osorio, S., Flachsland, C. (2019). Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69(6), 1-4.

Traeger, C., Perino, G., Pittel, K., Requate, T., Schmitt, A. (2019): Das Flexcap – eine innovative CO_2-Bepreisung für Deutschland. Abgerufen am 23. April 2020 von https://www.ifo.de/DocDL/sd-2019-18-traeger-perino-pittel-etal-co2-bespreisung-2019-09-26.pdf.

Kapitel Erneuerbare Energien beschleunigt ausbauen

DG Energy (2018). Non paper on complementary economic modelling undertaken by DG ENER regarding different energy policy scenarios including updated renewable energy technology costs in the context of Council and Parliament discussions of the recast of the renewable energy directive and the revision of the energy efficiency directive. Abgerufen am 17. Mai 2020 von https://elperiodicodelaenergia.com/wp-content/uploads/2018/03/Complementary-economic-modelling-non-paper.pdf.

DIW (2019). Strikte Mindestabstände bremsen den Ausbau der Windenergie. DIW Wochenbericht 48/2019, DIW Berlin.

FfE (2019). Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe; IEEE, Ljubljana, November 2019; DOI: 10.1109/EEM.2019.8916317.

Grimm, V., Grübel, J., Rückel, B., Sölch, C., Zöttl, G. (2019). Storage investment and network expansion in distribution networks: The impact of regulatory frameworks in Applied Energy (262), 15. März 2020. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114017.

Grimm, V., Zöttl, G., Sölch, C. (2017). Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung im Auftrag der Monopolkommission. Nürnberg, 17. Juli 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf.

VCI (2019). Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland im Auftrag des VCI; München/Frankfurt, 2019.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 5:

Bichler, M., Grimm, V., Kretschmer, S., Sutterer, P. (2019). Market Design for Renewable Energy Auctions: An Analysis of Alternative Auction Formats. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://ssrn.com/abstract=3417550 oder http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3417550.

Kapitel Globale Schlüsseltechnologien für Wasserstoff und synthetische Energieträger

Fraunhofer (2017). Mittel- und langfristige Potenziale von PtL- und H2-Importen aus internationalen EE-Vorzugsregionen. Teilbericht im Auftrag des BMU, August 2017. Abgerufen am 28. Mai 2020 von http://www.energieversorgung-elektromobilitaet.de/includes/reports/Teilbericht_Potenziale_PtL_H2_Importe_FraunhoferIWES.pdf.

H2.B (2020). Positionspapier des Wasserstoffbündnis Bayern zur bayerischen Wasserstoffwirtschaft. Nürnberg, Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.bayern/wp-content/uploads/2020/05/Positionspapier_Wasserstoffbuendnis_Bayern_052020_web.pdf.

NPM (2020a). Einsatzmöglichkeiten unter realen Rahmenbedingungen. 2. Kurzbericht der AG 2, Berlin, Juni 2020. Abgerufen am 10. Juni 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/06/NPM-AG-2_Einsatzm%C3%B6glichkeiten-unter-realen-Rahmenbedingungen.pdf.

NPM (2019). Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht. 1. Kurzbericht der AG 2, Berlin, November 2019. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf.

Runge, P., Sölch, C., Albert, J., Wasserscheid, P., Zöttl, G., Grimm, V. (2019). Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. Applied Energy, 233-234, 1078 - 1093. https://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 6:

Metzner-Dinse, G. (2005). Wasserstoff, ein neuer und ungewohnter Kraftstoff. In: Rammler, S. (ed) Wasserstoffauto: zwischen Markt und Mythos. LIT Verlag, Münster.

Schmidt, A., Canzler, W., Epp, J. (2019). Welche Rolle kann Wasserstoff in der Energie- und Verkehrswende spielen?. In: Fraune, C., Knodt, M., Gölz, S., Langer, K. (eds) Akzeptanz und politische Partizipation in der Energietransformation. Energietransformation. Springer VS, Wiesbaden.

Stadelmann-Steffen, I., Ingold, K., Rieder, S., Dermont, C., Kammermann, L., Strotz, C. (2018). Akzeptanz erneuerbarer Energie. Interface Politikstudien – Forschung – Beratung. Bern.

Kapitel Industrielle Transformation durch klimaneutrale Produktion beschleunigen

Agora (2019). Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Agora Energiewende. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf.

Bosch (2019). Klimaschutz: Bosch ab 2020 weltweit CO_2-neutral. Pressemeldung vom 09.05.2019. Bosch. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.bosch-presse.de/pressportal/de/de/klimaschutz-bosch-ab-2020-weltweit-co2-neutral-188800.html.

Daimler (2019). „Ambition2039“: Unser Weg zu nachhaltiger Mobilität. Pressemeldung vom 13.5.2019. Daimler. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.daimler.com/investoren/berichte-news/finanznachrichten/20190513-ambition-2039.html.

EEA (2020). Total greenhouse gas emission trends and projections in Europe. European Environment Agency. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-6/assessment-3.

GGP (2011). Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard - Supplement to the GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, Greenhouse Gas Protocol, September 2011. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://ghgprotocol.org/standards/scope-3-standard.

Roland Berger (2019). Wie der klimaneutrale Umbau des Industriestandorts Deutschland gelingen kann. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.rolandberger.com/de/Point-of-View/Klimaschutz-in-der-deutschen-Industrie-Herausforderungen-und-L%C3%B6sungsans%C3%A4tze.html.

Kapitel Infrastrukturen koordiniert ausbauen

BDEW (2020). Elektromobilität – Ausbau der Ladeinfrastruktur. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.bdew.de/media/documents/PI_20191211_ZdW_Ausbau-Ladeinfrastruktur-ab-2015.pdf.

Europäisches Parlament (2014). Richtlinie 2014/94/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094&from=de.

e-Highway2050 (2015). Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure. e-Highway2050 project results, November 2015. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf.

FNB Gas (2020). Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Konsultation, 4. Mai 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.fnb-gas.de/media/2020_04_30_fnb_gas_2020_nep_konsultation_de.pdf.

H2 MOBILITY (2020). H2 tanken. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://h2.live/.

NPM (2020b). Kundenfreundliches Laden – Fokus öffentliche Ladeinfrastruktur. Themenpapier der AG 5, April 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Kundenfreundliches-Laden-Fokus-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

NPM (2020c). Bedarfsgerechte und wirtschaftliche öffentliche Ladeinfrastruktur – Plädoyer für ein dynamisches NPM-Modell. Bericht der AG 5, April 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/04/NPM-AG-5-Bedarfsgerechte-und-wirtschaftliche-%C3%B6ffentliche-Ladeinfrastruktur.pdf.

Transport & Environment (2020). Recharge EU: How many charge points will Europe and its Member states need in the 2020s. January 2020. Abgerufen am 28. Mai 2020 von https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf.

Kapitel 9: Energieeffizienz systemisch denken

Bode, V., Wiest, K. (2017). Selbstgenutztes Wohneigentum: regionale Unterschiede in Deutschland und Europa. N aktuell 11 (11.2017) 9, Leibnitz-Institut für Länderkunde. Leipzig. Abgerufen am 07. Mai 2020 von http://aktuell.nationalatlas.de/wp-content/uploads/17_09_selbstgenutztes_Wohneigentum.pdf.

Europäischer Ausschuss der Regionen (2017). Stellungnahme des Europäischen Ausschusses der Regionen — Ein EU-Aktionsplan für den Radverkehr. (2017/C 088/10). Amtsblatt der Europäischen Union C88/49. Brüssel. Abgerufen am 06. Mai 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016IR1813&from=DE.

EU-KOM (2019). Statistical Pocketbook 2019 – EU Transport in figures. Europäische Kommission. Luxemburg. Abgerufen am 15. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/transport/facts-fundings/statistics/pocketbook-2019_en.

Europäisches Parlament (2019). Neue CO_2-Emissionsgrenzwerte für Pkw und Transporter gefordert. Pressemitteilung Europäisches Parlament. Brüssel. Abgerufen von 01. Mai 2020 von https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20190321IPR32112/neue-co2-emissionsgrenzwerte-fur-pkw-und-transporter-gefordert.

Hepburn, C., O'Callaghan, B., Stern, N., Stiglitz, J., Zenghelis, D. (2020). Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change?, Accepted in *Oxford Review of Economic Policy*.

PA Consulting (2020). CO2 EMISSIONS ARE INCREASING. CAR MAKERS MUST ACT. PA Consulting. London. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www2.paconsulting.com/rs/526-HZE-833/images/PA-CO2-Report-2019_2020.pdf.

van Gijlswijk, R., Ligterink, N. E. (2018). Real-world fuel consumption of passenger cars based on monitoring of Dutch fuel pass data 2017. TNO. Den Haag. Abgerufen am 01. Mai 2020 von http://publications.tno.nl/publication/34626700/cEr4Yt/TNO-2018-R10371.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 9:

BASt (Bundesanstalt für Straßenwesen) (2017). Feldversuch mit Lang-Lkw in Deutschland 01.01.2012 bis 31.12.2016. Vortrags- und Diskussionsveranstaltung der DVWG. Wuppertal. Abgerufen am 15. Mai 2020 von https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v1-lang-lkw/Praesentation-06072017.pdf;jsessionid=2C6D25C9B867845D0AD63E197DBCD4B4.live11294?__blob=publicationFile&v=1.

Doll, C., Fiorello, D. Pastori, E., Reynaud, C., Klaus, P., Lückmann, P., Hesse, K., Kochsiek, J. (2009). Long-Term Climate Impacts of the Introduction of Mega-Trucks. Study for the Community of European Railway and Infrastructure Companies (CER). Karlsruhe. Abgerufen am 15. Mai 2020 von http://www.cer.be/sites/default/files/publication/090512_cer_study_megatrucks.pdf.

EU-KOM (2017). Verordnung (EU) 2017/2400 der Kommission vom 12. Dezember 2017 zur Durchführung der Verordnung (EG) Nr. 595/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich der Bestimmung der CO_2-Emissionen und des Kraftstoffverbrauchs von schweren Nutzfahrzeugen sowie zur Änderung der Richtlinie 2007/46/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EU) Nr. 582/2011 der Kommission.

ITF (International Transport Forum) (2019). High Capacity Transport. Towards Efficient, Safe and Sustainable Road Freight. International Transport Forum Policy Papers, No. 69, OECD Publishing.

Liedtke, G. (2016). Verkehrsverlagerungspotenzial auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. Berlin (nicht veröffentlicht).

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H. (2016). Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft": Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Plötz, P., Gnann, T., Wietschel, M. Kluschke, P., Doll, C., Hacker, F., Blanck, R., Kühnel, S., Jöhrens, J., Helms, H., Lambrecht, U., Dünnebeil, F. (2018). Alternative Antriebe und Kraftstoffe im Straßengüterverkehr – Handlungsempfehlungen für Deutschland. Fraunhofer ISI, Öko-Institut, ifeu. Karlsruhe, Berlin, Heidelberg. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Thesen-Zukunft-StrGueterverkehr.pdf.

Seibt, T.; Harloff, T.; Baumann, U. (2020). Verbot von Verbrenner-Fahrzeugen – Das sind die Fahrpläne der Länder. Auto, Motor und Sport, 05.02.2020. Abgerufen am 1. Mai 2020 von https://www.auto-motor-und-sport.de/verkehr/verbrenner-aus-immer-mehr-verbote-zukunft-elektroauto/.

Sonntag, H.; Liedtke, G. (2015). Studie zu Wirkungen ausgewählter Maßnahmen der Verkehrspolitik auf den Schienengüterverkehr in Deutschland - Modal Split der Transportleistungen und Beschäftigung. Im Auftrag von Allianz pro Schiene e.V. Berlin. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.allianz-pro-schiene.de/wp-content/uploads/2015/10/studie_verlagerung_riesen_lkw.pdf.

UBA (Umweltbundesamt) (2019). Entwicklung und Bewertung von Maßnahmen zur Verminderung von CO_2-Emissionen von schweren Nutzfahrtzeugen. Abschlussbericht. Texte 12/2019. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-19_texte_12-2019_co2-minderung-schwere-nutzfahrzeuge.pdf.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages (2019). Verbot von Verbrennungsmotoren in Europa. WD 8 - 3000 - 048/19. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin. Abgerufen am 01. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/651454/e949b6b43bd9b5ac738510e556e611e6/WD-8-048-19-pdf-data.pdf.

Kapitel Privates Kapital stärker für Green Finance aktivieren

Bioy, H. und Stuart, E. (2020). Investing in Times of Climate Change. An Expanding Array of Choices for Climate-Aware Investors. Morningstar Manager Research, Chicago.

Climate Bonds Initiative (2020). Green Bonds Reach Record $255bn for CY 2019 - New Milestone. $350-400bn Climate Bonds initial forecast for 2020. $1trillion in annual green investment in sight for early 2020s. Pressemitteilung. Climate Bonds Initiative. Abgerufen am 03. Februar 2020 von https://www.climatebonds.net/files/releases/media_release-green_bonds_255bn_in_2019-new_global_record-latest_cbi_figures_-16012020.pdf.

Europäische Kommission (2020c). Standpunkt des Rates in erster Lesung im Hinblick auf den Erlass einer VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088. Europäische Kommission. Abgerufen am 20. April 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CONSIL:ST_5639_2020_INIT.

Finance (2019). Neuer Rekord am Green-Bond-Markt. Finance Magazin. Abgerufen am 20. April 2020 von https://www.finance-magazin.de/finanzierungen/alternative-finanzierungen/neuer-rekord-am-green-bond-markt-2039811/.

Hafner, C., Häßler, R. D., Shahyari, P. (2020). Kurswechsel bei deutschen Banken. WWF-Rating zur Integration von Nachhaltigkeit in Kerngeschäftsfeldern der 14 größten Banken Deutschlands. Abgerufen am 15. April 2020 von https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Bankenrating.pdf.

IIGCC (2019). Open letter to EU leaders. The Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC), London. Abgerufen am 29. Januar 2020 von https://www.iigcc.org/resource/iigcc-investor-letter-eu-net-zero-target/.

SFSG (2018). G20 Argentina 2018. Sustainable Finance Study Group. Synthesis Report. Abgerufen am 19. März 2020 von http://www.g20.utoronto.ca/2018/g20_sustainable_finance_synthesis_report.pdf.

Sustainable Finance (2020). Zwischenbericht. Die Bedeutung einer nachhaltigen Finanzwirtschaft für die große Transformation. Sustainable Finance-Beirat der Bundesregierung. Abgerufen am 19. März 2020 von https://sustainable-finance-beirat.de/wp-content/uploads/2020/03/200306_SFB-Zwischenbericht_DE.pdf.

TEG (2020). Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance. EU Technical Expert Group on Sustainable Finance. Abgerufen am 17. März 2020 von https://ec.europa.eu/knowledge4policy/publication/sustainable-finance-teg-final-report-eu-taxonomy_en.

The Investor Agenda (2020). The Investor Agenda: A sustainable recovery from the Covid-19 pandemic. Abgerufen am 13. Mai 2020 von http://theinvestoragenda.org/wp-content/uploads/2020/05/THE_INVESTOR_AGENDA_A_SUSTAINABLE_RECOVERY_FROM_COVID-19.pdf.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 10:

BaFin (2020). Merkblatt zum Umgang mit Nachhaltigkeitsrisiken. Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht. Abgerufen am 22. April 2020 von https://www.bafin.de/SharedDocs/Downloads/DE/Merkblatt/dl_mb_Nachhaltigkeitsrisiken.html.

Clarkson, P. M., Li, Y., Pinnuck, M., Richardson, G. D. (2015). The Valuation Relevance of Greenhouse Gas Emissions under the European Union Carbon Emissions Trading Scheme. European Accounting Review, 24 (3), 551-580.

Downar, B., Ernstberger, J., Rettenbacher, H., Schwenen, S., Zaklan, A. (2019). Fighting Climate Change with Disclosure? The Real Effects of Mandatory Greenhouse Gas Emission Disclosure. Discussion Paper DIW. Abgerufen am 13. Mai 2020 von https://www.diw.de/de/diw_01.c.616045.de/publikationen/diskussionspapiere/2019_1795/fighting_climate_change_with_disclosure_the_real_effects_of_mandatory_greenhouse_gas_emission_....html.

Europäische Kommission (2019). Vereint für Energieunion und Klimaschutz – die Grundlage für eine erfolgreiche Energiewende schaffen. COM(2019) 285 final. Europäische Kommission. Abgerufen am 20. April 2020 von https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2019/DE/COM-2019-285-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF.

Europäische Kommission (2020a). EUCO scenarios. Europäische Kommission. Abgerufen am 23. April 2020 von https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/euco-scenarios_en?redir=1.

Europäische Kommission (2020b). Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa. Investitionsplan für den europäischen Green Deal. COM(2020) 21 final. Europäische Kommission. Abgerufen am 02. April 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0021&from=DE.

Griffin, P. A., Lont, D. H., Sun, E. Y. (2017). The relevance to investors of greenhouse gas emission disclosures. Contemporary Accounting Research, 34(2), 1265-1297.

Haldane, A. G. (2016). The cost of short-termism. Michael Jacobs and Mariana Mazzucato (Herausgeber): Rethinking Capitalism: Economics and Policy for Sustainable and Inclusive Growth (Political Quarterly Special Issues) 5. August 2016.

Holtermann, F. und Maisch, M. (2019). Klimaschäden sind ein unbewertetes Risiko bei Banken. Handelsblatt, 17.09.2019. Abgerufen am 24. April 2020 von https://www.handelsblatt.com/finanzen/banken-versicherungen/bilanzen-klimaschaeden-sind-ein-unbewertetes-risiko-fuer-die-banken/25020332.html?ticket=ST-659110-p62wLjFEVV3mvutShuDr-ap6.

Jürgens, I. und Hessenius, M. (2019). How relevant is corporate GHG information about firms in and outside the EU-Emissions Trading Scheme? An econometric analysis of information asymmetry and firm value. Paper presented at EAERE 2019, Manchester, 29 June 2019.

Matsumura, E. M., Prakash, R., Vera-Muñoz, S. C. (2014). Firm-value effects of carbon emissions and carbon disclosures. The Accounting Review, 89(2), 695-724.

Schiemann, F., Busch, T., Bassen, A., Klein, C., Jürgens, I., Moslener, U., Wilkens, M. (2019). Verpflichtende klimabezogene Unternehmensberichterstattung als Mittel zur Reduzierung von CO_2-Emissionen - Policy Brief (Policy Brief – 2/2019). Wissenschaftsplattform Sustainable Finance in Kooperation mit BMBF-Projekt „Klimaberichterstattung als Instrument zur CO_2-Reduktion (CRed)“. Abgerufen am 13. Mai 2020 von https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/diw_01.c.680026.de/sfrp_policybrief2_disclosure_de.pdf.

Schiemann, F. und Sakhel, A. (2019). Carbon Disclosure, Contextual Factors, and Information Asymmetry: The Case of Physical Risk Reporting. European Accounting Review, 28(4), 791-818.

Kapitel Governance der Energieunion kohärent ausgestalten

acatech, Leopoldina und Akademienunion (2018). Governance für die Europäische Energieunion. Gestaltungsoptionen für die Steuerung der EU-Klima und Energiepolitik bis 2030. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.acatech.de/publikation/governance-fuer-die-europaeische-energieunion/.

Löschel, A., Hepburn, C., Kaltenegger, O., Mattauch, L. (2017). Schriftliche Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung zu dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung "Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Energie- und des Stromsteuergesetzes“. BT-Drucksache 18/11493. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bundestag.de/resource/blob/506524/80c6bfe49e29b364a1fa28cbc76303b0/07-data.pdf.

Oppermann, B., Renn, O. (2019). Partizipation und Kommunikation in der Energiewende. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Partizipation_Kommunikation.pdf.

Paltsev, S., Chen, Y.-H. H., Karplus, V., Kishimoto, P., Reilly, J., Löschel, A., Koesler, S. (2018). Reducing CO_2 from Cars in the European Union. Transportation, 45, 573-595.

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.

Weiterführende Literatur zu Kapitel 11:

EU-KOM (2019). Saubere Energie für alle Europäer: Kommission begrüßt Annahme neuer Vorschläge für die Gestaltung des Strommarkts durch das Europäische Parlament. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/IP_19_1836.

EWK (2018). Stellungnahme zum sechsten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.

EWK (2016). Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Berlin, Münster, Stuttgart. Abgerufen am 08. Mai 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html.