



Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2020

SCHWERPUNKTTHEMA:
WEGE ZUR KLIMANEUTRALITÄT



Impressum

Energie für Deutschland 2020
Redaktionsschluss: April 2020

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergieerat.de
www.weltenergieerat.de
 WEC_Deutschland

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Robin Höher, Flavia Jakob, Nicole Kaim-Albers, Christoph Wüstemeyer

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Bildnachweise:

Titel: © nataba – stock.adobe.com
S. 173–189: © Weltenergieerat – Deutschland (wo nicht anders angegeben)
S. 181–187: © Weltenergieerat – Deutschland | Christian Kruppa
S. 173: SET Award © dena
S. 176/177: Power-to-X © World Energy Council
S. 177: Baltic Sea Round Table © WEC Latvia
S. 189: Power-to-X © WEC Estland
S. 190/191: © World Energy Council

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

während die vorliegende Ausgabe unserer „Energie für Deutschland“ erstellt wird, haben die COVID-19 Pandemie und die damit verbundenen Maßnahmen und Einschränkungen des öffentlichen und wirtschaftlichen Lebens Deutschland und die ganze Welt fest im Griff.

Die Coronakrise bedroht nicht nur unsere Gesundheit, sie hat auch starke Auswirkungen auf die Wirtschaftssysteme: Weltweit sind im ersten Quartal des Jahres Börsenkurse eingebrochen, es droht eine weltweite Rezession. Gleichzeitig werden beispiellose Konjunkturprogramme diskutiert und z.T. auch sofort umgesetzt. Betroffen davon ist natürlich auch der Energiesektor. Nicht nur durch direkte Folgen wie Krankheitsfälle, anhaltende Ausgangs- und Arbeitsbeschränkungen sowie Kurzarbeit, sondern auch wegen stagnierender Investitionen, unterbrochener Industrielieferketten und noch nicht abzusehenden Auswirkungen auf bestehende Energieliefer- und Energiehandelsverträge. Dies spiegelt sich schon längst in einer geringeren Nachfrage und fallenden Preisen für energetische Rohstoffe wider. Der Ölpreis lag mit rund 20 \$/bl zwischenzeitlich so niedrig wie vor rund 20 Jahren, im April rutschte er an der New Yorker Börse sogar kurz ins Negative. Mittelfristig kann die Situation insbesondere bei Export-Nationen von Öl und Gas zu großer wirtschaftlicher und politischer Instabilität führen.

Auf europäischer Ebene scheint die Pandemie die politische Debatte ideologisch aufzuheizen: Während einige politische Lager verlangen, den „European Green Deal“ mit seinen Klimaschutzambitionen auf Eis zu legen, fordern andere, staatliche Finanzhilfen in der Krise nur nachhaltigen Unternehmen zukommen zu lassen.

Weniger wirtschaftliche Aktivität und verringerter Verkehr führt derzeit europaweit zur Verringerung der Emissionen: Deutschland wird sein 2020 Ziel von –40 % THG-Emissionen im Vergleich zu 1990 voraussichtlich erreichen, und dies trotz derzeit sinkender Preise für CO₂-Zertifikate.

Die endgültigen Folgen der Pandemie für die Energiewirtschaft sind zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses nicht einmal grob abzuschätzen. Nur eins ist klar: Nach Bewältigung der akuten Coronakrise wird in der „neuen“ Normalität das Thema Klimaneutralität nicht an Bedeutung verlieren. Somit ist unser Schwerpunktkapitel dieser Ausgabe auch im Zeitalter einer von einem Virus befallenen Wirtschaft zeitgemäß. Unsere beiden Autoren zeigen auf, wie unterschiedlich „Klimaneutralität“ von Staaten und Unternehmen aufgegriffen wird und machen deutlich, dass wir diese ohne die Anwendung von „negativen Emissionen“ nicht erreichen werden. Was dies im Einzelnen bedeutet, welche Technologien, Kosten und gesellschaftliche Debatte es erfordert – dies werden Sie nach dem Lesen des Artikels nachvollziehen können. Wir freuen uns, wenn wir mit diesem Beitrag Transparenz und Fakten in diese oftmals emotionale Debatte einbringen können.

Wie jedes Jahr wünsche ich Ihnen wieder eine spannende Lektüre – und bleiben Sie gesund!

Ihr

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Wege zur Klimaneutralität	7
Executive Summary	8
Einleitung	10
1.1 Klimaneutralität	11
1.2 Klimapolitik in verschiedenen Ländern	15
1.3 Klimaneutralität von Unternehmen	39
1.4 Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen	42
1.5 Negative Emissionstechnologien	48
1.6 Schlussfolgerungen	53
2. Energie in der Welt	55
2.1 Die Entwicklung der Energiemärkte der G20-Staaten im Jahr 2019	56
2.2 Einordnung und Darstellung der zentralen Ergebnisse der World Energy Scenarios des World Energy Council	64
2.3 Die 25. Klimakonferenz in Madrid	72
2.4 Status der Endlagersuche im internationalen Kontext	74
2.5 „Corporate PPAs“: Überblick über weltweite und europäische Entwicklungen	81
2.6 Batteriespeicher – Die Schweizer Taschenmesser der Energiewende	85
2.7 Relevanz von Exportkreditgarantien im internationalen Wettbewerb	90
3. Energie in der Europäischen Union	95
3.1 Zahlen und Fakten	96
3.2 EU Green Deal	106
3.3 Ausblick Deutsche EU-Ratspräsidentschaft: Schwerpunkt Krisenmanagement?	110
3.4 Klimaschutz durch CO ₂ -Grenzausgleich – Anspruch und Wirklichkeit	113
3.5 Der europäische Wärmemarkt: Überblick und Herausforderungen	116
3.6 Die europäische Gastransportinfrastruktur vor dem Hintergrund der Energiewende	120
3.7 Nachhaltige Finanzierung im Kontext der EU	125
3.8 Optionen für die Einbeziehung des Verkehrs- und Wärmesektors in den europäischen Emissionshandel	129

4. Energie in Deutschland	133
4.1 Zahlen & Fakten	134
4.2 Das deutsche Klimaschutzpaket	150
4.3 Was bedeutet der European Green Deal für Deutschland?	153
4.4 Kohleausstieg in Deutschland	158
4.5 Klimafreundliche Gase – eine wichtige Säule der zukünftigen Energieversorgung	161
5. WEC Intern	169
World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland	170
5.1 Höhepunkte 2019/2020	171
5.2 Publikationen 2019/2020	186
5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland	188
6. Abkürzungsverzeichnis	190

Schwerpunktthema: Wege zur Klimaneutralität



Der Weltenergieerat dankt den Autoren des Schwerpunktkapitels Prof. Dr. Stefan Ulreich (Hochschule Biberach), Dr. Karl Schönsteiner und Dr. Volkmar Pflug (Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG) ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung

Executive Summary

Der Begriff der „Klimaneutralität“ wird in der politischen Debatte auf verschiedenen Ebenen verwendet. Immer mehr Unternehmen, Staaten oder sogar die Europäische Union proklamieren dieses Ziel. Die Bedeutung des Begriffs ist oftmals unklar und die Maßnahmen zum Erreichen des Ziels sind vielfältig. Klimaneutralität ist bereits im Pariser Klimaabkommen verankert als ein Gleichgewicht zwischen dem Ausstoß anthropogener Emissionen auf der einen, und dem Abbau der Gase durch Senken auf der anderen Seite. Als anvisierter Zeitpunkt wird hierbei die Mitte dieses Jahrhunderts genannt. Die politischen und technologischen Maßnahmen zum Klimaschutz unterscheiden sich in Reife und Kosten und jeder Staat und jedes Unternehmen finden unterschiedliche Bedingungen vor, unter denen sie agieren. Zugleich unterscheidet sich das Ambitionsniveau der Klimaschutzmaßnahmen. Es lassen sich trotz aller Unterschiede Erkenntnisse aus dem Vergleich ziehen und analysieren, welcher Handlungsbedarf noch besteht, um das Pariser Ziel der Klimaneutralität zu erreichen.

1. **Bis 2030 ist mit steigenden Emissionen zu rechnen.** Dies liegt insbesondere an der wirtschaftlichen Entwicklung verschiedener Schwellenländer, mit der in den nächsten Jahren zu rechnen ist. Ein Indikator hierfür ist der CO₂-pro Kopf-Ausstoß. Vergleicht man Indien beispielsweise mit Japan, so wird dies deutlich: Japan hat als entwickeltes Industrieland einen CO₂-Ausstoß von 10,17 t pro Einwohner, Indien hingegen, ein Land, in dem über 230 Mio. Menschen keinen Zugang zu Strom haben, hat einen pro Kopf-Ausstoß von 2,23 t CO₂.
2. Die Strategien und Ziele für Klimaschutz sind in allen Ländern unterschiedlich. **Oftmals ist Klimaschutz nicht prioritär, sondern Teil einer ganzen Reihe von politischen Zielen**, die eine Regierung erfüllen möchte. Diese können sogar im Konflikt miteinander stehen. So ist der Zugang zu Energie in vielen Ländern von hoher Priorität, um so andere Entwicklungsziele zu erreichen, wie Bildung, Ernährung, Gesundheit und Wirtschaftswachstum.
3. **Klimaschutz wird teilweise auf der lokalen/regionalen Ebene umgesetzt.** Während die USA aus dem Klimaabkommen aussteigen, werden US-Bundesstaaten mit anspruchsvollen Klimazielen und -standards Teil einer internationalen *Climate Ambition Alliance*. Darüber hinaus werden wichtige Standards im Klimaschutz in einem Bundesstaat auch von anderen Staaten kopiert und wirken damit über die Grenzen hinaus. In China wurden auf regionaler Ebene Erfahrungen mit Emissionshandelssystemen gesammelt, die nun auf nationaler Ebene eingeführt werden. Vereinzelt wird auf Ebene der chinesischen Großstädte verstärkter Klimaschutz umgesetzt, um so für andere Teile des Landes Handlungsspielräume vorzugeben.
4. **Neben der Politik hat auch die marktliche Entwicklung einen wichtigen Einfluss auf den Klimaschutz.** Aufgrund von Wettbewerbsvorteilen von Erdgas gegenüber Kohle konnten die USA in den vergangenen Jahren 25 % ihrer CO₂-Emissionen im Stromsektor einsparen: Der Anteil von Erdgas verdoppelte sich in den USA in der Stromerzeugung seit 2000, der Anteil der Kohle ging vom 50 % auf 30 % zurück. Politische Entscheider sollten marktliche Entwicklungen antizipieren und Technologieoffenheit mit Klimaschutz verbinden.
5. **Selbst die ambitionierten nationalen Klimapläne umfassen derzeit nur Maßnahmen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen** wie den Ausbau erneuerbarer Energien, Elektrifizierung, Energieeffizienz, Verhaltensänderungen im Verbrauch oder den Einsatz von emissionsarmen Brennstoffen bzw. Wasserstoff. In einigen wenigen Ländern spielt der Einsatz von Carbon Capture and Usage/Storage eine Rolle, allerdings im kleineren Maßstab. In diesem Zusammenhang wird in einigen Projekten das Recycling von CO₂ weiterentwickelt. Wenige Länder haben den Import von Klimaschutzleistungen aus dem Ausland oder negative Emissionstechnologien in ihre Strategien integriert.
6. **Unternehmen proklamieren zunehmend Klimaneutralität.** Das Ambitions- und Kostenniveau für Klimaschutzmaßnahmen divergiert naturgemäß. Neben Wettbewerbsvorteilen sind es gesetzliche Rahmen oder Investoren-Vorgaben, die erfüllt oder zum Teil antizipiert werden.

7. **Die angestrebte Klimaneutralität von Unternehmen erfolgt insbesondere bilanziell**, sodass die Maßnahmen oftmals systemisch keinen direkten Einfluss auf das Erreichen des Klimaschutzzieles eines Staates haben. Z.B. sind bei einem Cap-and-Trade-System die Gesamtemissionen gedeckelt, unabhängig vom Ausstoß oder der Einsparung. Die bilanzielle Erfassung der Treibhausgasemissionen ist jedoch ein wesentlicher erster Schritt, der auch zu Investitionen in tatsächliche THG-Vermeidung auf beiden Seiten der Lieferkette führen kann. Der Wettbewerb im Markt erhält dadurch neben der preislichen Komponente auch den Klimaschutz als wesentliches Kriterium für die Kaufentscheidung.
8. Genau wie auf staatlicher Ebene verbleiben auf Unternehmensebene Treibhausgasemissionen, die kaum oder nur mit einem sehr hohen Kostenaufwand selbst reduziert werden können. Hierdurch entsteht der naturgemäße Bedarf an „negativen Emissionen“, die der Atmosphäre entzogen werden müssen. **Je später das Ziel einer vollständigen Reduktion aller anthropologischen THG-Emissionen vollzogen ist, desto höher wird der Bedarf perspektivisch an negativen Emissionstechnologien bzw. THG-Senken sein.** Um das 1,5 °C-Ziel zu erreichen müssen laut IPCC bis spätestens 2067 alle THG-Emissionen Netto-Null sein.
9. **Negative Emissionstechnologien stehen noch am Anfang ihrer Entwicklung und Anwendung.** Am vielversprechendsten erscheinen heute folgende negative Emissionstechnologien bzw. Treibhausgasenken: Aufforstung, Biomasseverstromung mit Carbon Capture and Storage (BECCS), Biokohle zur Anwendung auf dem Boden, Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS), Kohlenstoffbindung im Boden u. a. durch Biomassewachstum. Ferner werden Verwitterung, Erhöhung von Alkalität von Ozeanen und Ozeandüngung diskutiert. Negative-Emissions-Technologien (NET) und CO₂-Senken divergieren in ihrem Stand der Entwicklung, in den Kosten pro eingesparte Tonne CO₂, in ihren physikalischen Grenzen und in ihrem Einfluss auf die Umwelt. Die Aufforstung ist derzeit die günstigste Variante ab 5 USD/t CO₂ (bis zu 50 USD), das Direct Air Capture ist mit einer Kostenspanne von 100–300 USD/t CO₂ derzeit noch sehr kostspielig.

Die Analyse zeigt klar: Ohne die Integration von negativen Emissionen in Klimaschutzstrategien, werden die Pariser Klimaziele nicht erreichbar sein. Umso drängender ist es für Politik und Gesellschaft, die Weiterentwicklung dieser zu diskutieren und zu fördern. Der internationale Austausch auch im Hinblick auf den Handel von Klimaschutzleistung wird hierbei essenziell sein, denn jedes Land findet unterschiedliche geografische und strukturelle Bedingungen vor, die es ihm erlauben, mehr oder weniger Klimaschutzmaßnahmen umzusetzen als notwendig sind, um das Netto-Null-Ziel zu erreichen. Transparenz ist in der komplexen Zählweise von Emissionen zentral, um so Klimaschutz-Maßnahmen einzuschätzen, möglicherweise zu priorisieren und doppelte Zählungen zu vermeiden. Die frühzeitige Anerkennung der Relevanz und die Förderung von negativen Emissionstechnologien durch Entscheider aus Politik und Wirtschaft, kann bei einer weiteren Verstärkung der Klimaschutzambitionen auf internationaler Ebene zu Wettbewerbsvorteilen führen.

Einleitung

Das Erreichen der Klimaneutralität ist das Ziel der globalen Klimapolitik: alle anthropogenen Treibhausgasemissionen (im weiteren auch THG-Emissionen) sollen keinen Einfluss mehr auf das Klima nehmen. Etliche Länder haben oder entwickeln bereits eine Gesetzgebung oder eine Strategie, wie sie das Ziel bis 2050 oder früher erreichen können. Unternehmen haben sich in Antizipation strengerer Grenzen für THG-Emissionen selbst verpflichtet, ihre THG-Emissionen auf Null zu reduzieren, teilweise noch deutlich vor 2050. Private Haushalte werden bei der Energienutzung und Produktauswahl durch Regulierung erfasst und können mit Änderungen ihrer Verhaltensmuster darauf reagieren.

Klimaneutralität wird international in Wissenschaft, Wirtschaft und Politik jedoch unterschiedlich interpretiert z. B. mit oder ohne Kompensation durch Treibhausgasenken¹ oder Fokussierung auf bestimmte Technologien. Zudem differieren die Zieljahre, ab denen ein Land oder ein Unternehmen klimaneutral sein möchte. Insgesamt ergeben sich daher vielfältige Wege: Länder orientieren sich an nationalen Klima- und Emissionszielen, welche sich aggregiert an den globalen Abkommen wie bspw. COP-21 orientieren. Unternehmen orientieren sich jedoch anhand ihrer wirtschaftlichen Wertschöpfung, welche heute internationaler und damit länderübergreifender denn je ist.

Die Strategien der Länder und der Unternehmen zielen dabei zunächst auf die Vermeidung von THG, typischerweise durch effizientere Nutzung von Ressourcen und der Anwendung emissionsfreier Technologien. Darüber hinaus wollen viele Akteure Treibhausgasenken in Zukunft verstärkt nutzen. Erstens dienen Senken zur Kompensation unvermeidlicher THG-Emissionen, zweitens kann es die kostenmäßig günstigere und zeitlich schneller umsetzbare Alternative zur Treibhausgasvermeidung sein und drittens können diese Optionen auch eingesetzt werden, um die historischen Emissionen eines Landes oder eines Unternehmens zu kompensieren.

Die Senken können dabei auf sehr unterschiedliche Arten realisiert werden, entweder durch bessere Ausnutzung natürlicher Senken z. B. in Wäldern oder Ozeanen, oder durch technologische Hilfsmittel, mit denen THG dauerhaft und sicher der Atmosphäre entzogen werden. Damit bieten sich sogenannte *Negative-Emission-Technologies* (NET) an, um über die bisherigen Ansätze zur Vermeidung des Treibhausgaseffekts deutlich hinauszugehen und das Ziel der Klimaneutralität verlässlich und geplant zu erreichen.

Der Weg zu langfristigen Zielen wird allerdings durch das Tagesgeschehen beeinflusst. Immer wieder auftretende globale Krisen haben vor allem ex post einen nachhaltigen Einfluss auf den Zielfokus. Als direkte Folge der globalen Coronakrise 2020 kann man zunächst eine sehr starke Aufwertung des Themas Versorgungssicherheit im Energiesektor erkennen.²

Die Idee einer global arbeitsteiligen Wirtschaft mit weltumspannenden Versorgungsketten wird nachdrücklich in Frage gestellt. Ob die vielen geschnürten Pakete zur Stützung der Wirtschaft greifen, kann zum jetzigen Zeitpunkt keiner beantworten: Damit bleibt auch ungewiss wie stark das Thema wirtschaftliche Situation und Perspektiven das zukünftige Handeln der Akteure bestimmen wird. Zudem können sich in Krisensituationen auch international veränderte Koalitionen ergeben, weil man feststellt, wer kooperiert, und auch, wer nicht.³

Noch ist es zu früh, die Gesamtlage valide zu deuten. Den Staaten, denen Klimaschutz wichtig ist, sollte dennoch klar sein, dass ihre Reaktion auf die Coronakrise und die Art und Weise ihrer Unterstützung von schwer betroffenen Ländern die Klimakoalitionen der Zukunft nachhaltig beeinflussen kann. Gelingt es, bei der Stimulierung wirtschaftlicher Aktivitäten einen Fokus auf Investitionen in klimafreundliche Technologien zu legen, wäre die Krise sinnvoll genutzt. Insbesondere Prozessumstellungen in Bezug auf Energieeffizienz oder größere Veränderungen im Anlagenpark sind – ausreichend Eigenkapital bei den Firmen vorausgesetzt – in Zeiten schwacher Anlagenausnutzung einfacher möglich als bei Vollausslastung. Die stärkere Nutzung von Telekommunikation als Reaktion auf das Kontaktverbot sind ein Beispiel, das lange positiv nachwirken kann.

Der Artikel zeigt die unterschiedlichen Wege von Ländern und Firmen auf, wie Klimaneutralität erreicht werden kann. Hier bietet sich eine große Auswahl von technischen Lösungen an. Unabdingbar bleibt aber, sich für einen Satz von Lösungen zu entscheiden und diese umzusetzen.

1 Kohlenstoffsinken dienen als langfristiger Speicher von Kohlendioxid und können damit die Wirkung von Kohlendioxid und anderer Treibhausgase kompensieren.

1 Kohlenstoffsinken dienen als langfristiger Speicher von Kohlendioxid und können damit die Wirkung von Kohlendioxid und anderer Treibhausgase kompensieren.

2 IEA: <https://www.iea.org/topics/covid-19>; EURELECTRIC: <https://www.eurelectric.org/covid-19/>; Energy Community, COVID-19: Security of energy supply monitoring (1 April 2020, 10:00 am)

3 „China präsentiert sich bei der Coronavirus-Bekämpfung als Helfer und Freund von Ländern in Not“, Neue Zürcher Zeitung, Matthias Müller, 25.3.2020; „Russland, China und Kuba helfen Italien im grossen Stil – die Europäer sind zurückhaltender“, Neue Zürcher Zeitung, Andreas Wyslasing, 24.3.2020

1.1 Klimaneutralität

Klimaneutralität wurde im Übereinkommen von Paris als Ziel in Artikel 4 verankert: „... um in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen (THG) aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken [...] herzustellen.“⁴ Aktuellen Schätzungen zufolge werden jährlich durch natürliche Kohlendioxidsenken wie z. B. Böden, Ozeane und Wälder zwischen 9,5 und 11 Gt CO_{2äq} aufgenommen.⁴ Dem stehen 2017 globale THG-Emissionen von 47,7 Gt CO_{2äq} gegenüber.⁵ Damit bestehen grundsätzlich zwei Hebel zur Erreichung von Klimaneutralität: Die Reduktion der THG-Emissionen und die Erhöhung ihrer Aufnahme in den verschiedenen Senken.

Den weltweiten Emissionen von 47,7 Gt CO_{2äq} stehen natürliche Senken bis zu 11 Gt CO_{2äq} gegenüber

Die globalen THG-Emissionen umfassen dabei neben Kohlendioxid auch andere THG wie Methan und Lachgas.

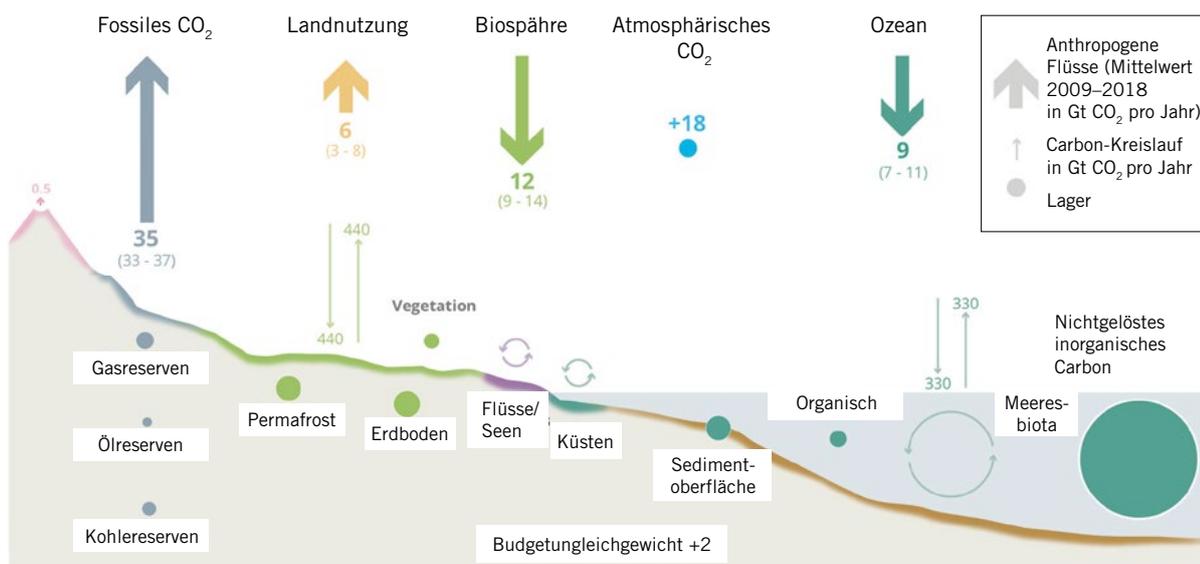
4 Le Quéré et al, Global Carbon Budget 2015, Earth Syst. Sci. Data, 7, 349-396, 2015
 5 Gütschow, J.; Jeffery, L.; Gieseke, R., Günther, A. (2019): The PRIMAP-hist national historical emissions time series (1850-2017). v2.1. GFZ Data Services

gas. Letztere werden in CO₂-Äquivalente umgerechnet, wozu verschiedene Ansätze gewählt werden können – je nach angenommener Verweildauer der THG in der Atmosphäre. Oft werden die Werte aus dem Vierten Sachstandsbericht des IPCC bezogen auf eine Verweildauer von 100 Jahren verwendet, d. h. 1 t Methan (CH₄) entspricht 25 t Kohlendioxid (CO₂) und 1 t Lachgas (N₂O) 298 t Kohlendioxid.⁶

Klimaneutralität geht über Kohlendioxidneutralität hinaus, da alle THG in ihrem Einfluss auf das Klima betrachtet werden und nicht nur Kohlendioxid – auch wenn letzteres den Löwenanteil der THG-Emissionen auf sich vereint. Kohlendioxid zeichnet sich zudem durch diverse Möglichkeiten aus, das in der Atmosphäre vorhandene Kohlendioxid in Senken zu lagern und damit die Wirkung auf das Klima abzumildern. Neben den natürlichen Senken durch Wälder und Ozeane können hier auch Techno-

6 Forster et al. 2007: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
 7 Global Carbon Project (2019) Carbon budget and trends 2019. [www.globalcarbonproject.org/carbonbudget] published on 4 December 2019

Abbildung 1.1: CO₂-Kreislauf zwischen Emissionsquellen und -senken



Dargestellt sind die Mittelwerte der Dekade 2009–2018 in Gt CO₂ pro Jahr. Vorhandene Ungenauigkeiten in den Messungen führen zu einem Bilanzungleichgewicht. Vorhandene Senken sind ebenso dargestellt. Quelle: Global Carbon Project (2019)⁷

logien für negative Emissionen eine Rolle spielen, so wie beispielsweise das Auffangen und Speichern von Kohlendioxid bei Biomassekraftwerken, das sogenannte BECCS. Ebenso wird die anaerobe Speicherung von Holz (zur Vermeidung einer CO₂-Freisetzung im Verrottungsprozess) bei gleichzeitiger Aufforstung vorgeschlagen.⁸ Negative Emissionen zu erreichen bedeutet, der Atmosphäre zusätzlich CO₂ zu entziehen.

Der globale Energieverbrauch (Transport, Wärme/Kälte, Strom) steht für rund Dreiviertel der Treibhausgasemissionen

Um die Effekte der THG auf die Strahlungsbilanz der Erde zu beschreiben, führte der Weltklimarat den Begriff des Strahlungsantriebs (*radiative forcing*) ein. Die Änderung der globalen Gleichgewichtstemperatur der Erde

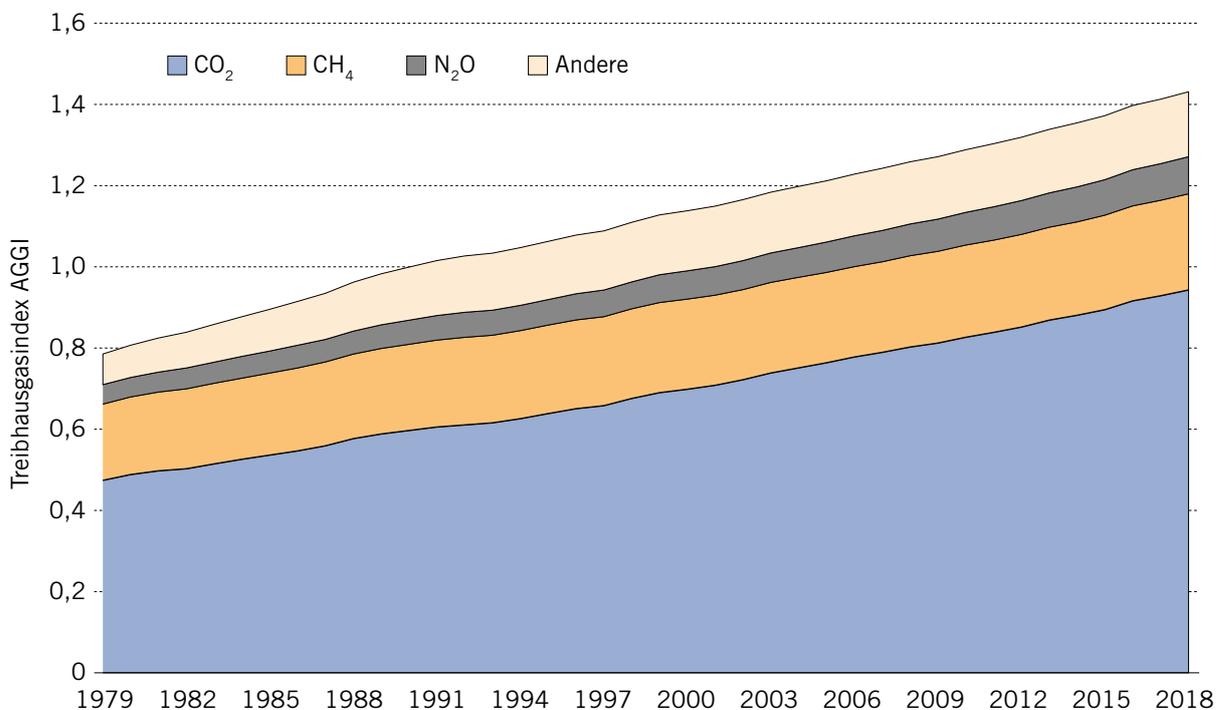
steht in einem linearen Zusammenhang mit dem Strahlungsantrieb. Der jährliche Treibhausgasindex (AGGI für *Annual Greenhouse Gas Index*) ist definiert als das Verhältnis des gesamten direkten Strahlungsantriebs aufgrund langlebiger THG im Vergleich zum Referenzjahr 1990, dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls. Die vom NOAA *Earth System Research Laboratory* veröffentlichten Daten illustrieren den Effekt der THG.⁹

Global steht Kohlendioxid (CO₂) für etwa Dreiviertel der Gesamtemissionen an THG, gefolgt von Methan mit 16,9 % (CH₄) und Lachgas mit 4,5 % (N₂O). Andere THG umfassen Fluorkohlenwasserstoffen (HFCs), Perfluor-Kohlenwasserstoffe (PFCs) und SF₆ und sind das Ergebnis industrieller Aktivitäten. Sie machen rund 2 % der globalen THG-Emissionen aus. Ein klimaneutraler Ansatz kann dabei durchaus vorsehen, die Nicht-CO₂-Emissionen durch CO₂-Senken zu kompensieren, falls eine vollständige Reduktion nicht möglich ist.

8 Carbon sequestration via wood burial, Ning Zeng Carbon Balance and Management vol. 3 art. 1 (2008).

9 James H. Butler und Stephen A. Montzka, THE NOAA ANNUAL GREENHOUSE GAS INDEX (AGGI), NOAA Earth System Research Laboratory, Updated Spring 2019

Abbildung 1.2: Anteile unterschiedlicher Treibhausgase weltweit



Kohlendioxid ist für knapp Zweidrittel des Anstiegs verantwortlich, gefolgt von Methan (rund ein Sechstel) und Lachgas (rund ein Sechzehntel).

Quelle: NOAA

Abbildung 1.3: Übersicht über die Quellen der Treibhausgasemissionen 2017, weltweit

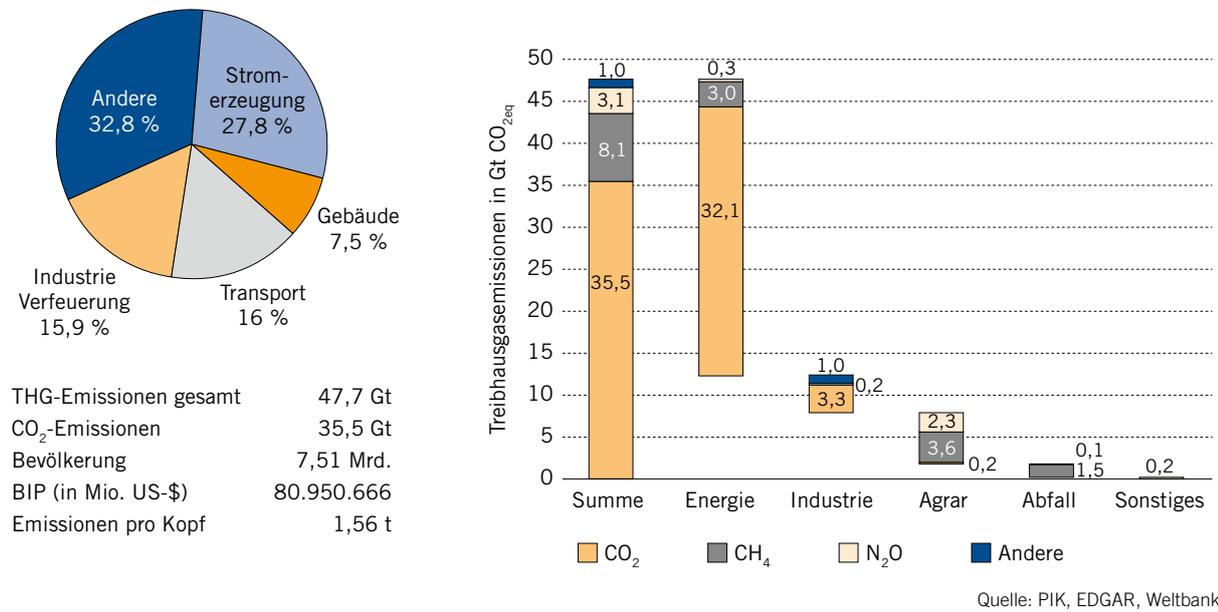
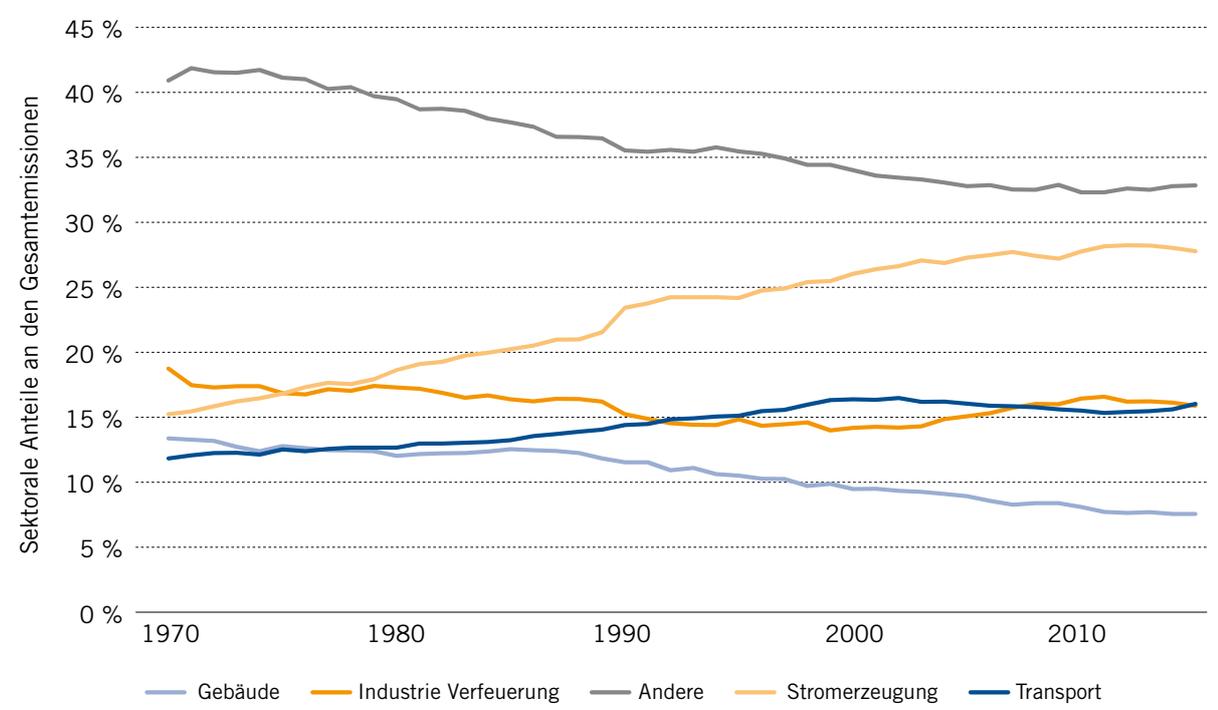


Abbildung 1.4: Sektorale Anteile an Gesamtemissionen, in Prozent



Weltweit haben die Anteile der Stromerzeugung an den THG-Emissionen seit 1970 stark zugenommen, in den letzten beiden Jahrzehnten setzte hier eine leichte Verflachung ein. Die Transportemissionen haben anteilig leicht zugenommen, während Gebäude und die industrielle Verfeuerung ihre Anteile an den Gesamtemissionen reduzieren konnten. Andere umfasst u. a. industrielle Prozessemissionen, Landwirtschaft und Abfall.

Datenquelle: EDGAR

Bedeutung des Energiesektors

Der Energieverbrauch steht für knapp drei Viertel der globalen THG-Emissionen und beinhaltet unter anderem Stromerzeugung, Wärme/Kälte und Transport. Eine andere Aufschlüsselung der THG-Emissionen nach Quellen (siehe Abbildung 1.4) macht deutlich, dass neben der Stromerzeugung eine Reihe anderer Energienutzungen eine wesentliche Rolle spielen. Insbesondere auch solche, die für private Haushalte bedeutsam sind.

Erste Erfahrungen mit Senkenprojekten wurden vor allem mit Wäldern gesammelt

Erste Erfahrungen mit Senkenprojekten wurden global durch den Clean Development Mechanismus (CDM) gewonnen. Im Laufe der Zeit hat sich daraus der REDD+¹⁰-Mechanismus entwickelt, der in der Klimarahmenkonvention verankert ist. Dabei sollen Entwicklungsländer unterstützt werden, Wälder als Kohlenstoffsinken zu erhalten und auszubauen. REDD+ beachtet dabei soziale und ökologische Aspekte. Im Warschauer Rahmenwerk wurde eine leistungsorientierte Bezahlung vereinbart, so dass die Finanzierung entsprechender Kohlenstoffsinken nun möglich ist¹¹. Das Übereinkommen von Paris bekräftigt die bedeutende Rolle der Wälder als Treibhausgassinken. Die genauen Festlegungen von REDD+-Projekten, insbesondere die Berechnung und Anerkennung der Senkenleistung, ist allerdings immer noch strittig. Laut der Ernährungs- und Landwirtschaftsorganisation der Vereinten Nationen¹² wurden bis Juli 2019 über 8,66 Gt an Senkenleistung für die Jahre 2006 bis 2017 bei der UNFCCC eingereicht, der Löwenanteil mit 94 % aus Brasilien. Es wird als nicht sehr wahrscheinlich erachtet, dass diese Menge insgesamt anerkannt wird. Dennoch zeigt die Größenordnung, dass Wälder einen wesentlichen Beitrag als Senken haben.

Im Rahmen des EU-Emissionshandels wurden Forstprojekte nicht akzeptiert, so dass es in Europa eine nennenswerte Nachfrage nach Waldsenkenprojekten nur aus dem Bereich freiwilliger Klimaleistungen gab. Der freiwillige Markt kann jedoch auch ein beträchtliches Volumen auf sich vereinigen. Für das Jahr 2018 notierte *Ecosystem Marketplace*¹³ 50,7 Mio. t CO₂-Äquivalente als Ausgleich aus Wald- und Landnutzungsprojekten. Im Vergleich zum Potenzial aus Senkenprojekten ist das zwar relativ gering – aber die Weiterentwicklung der *Carbon Credits* ist durch die Kontinuität des Marktes garantiert. Sowohl Käufer und Verkäufer als auch Zertifizierer gestalten weiterhin den Markt und die Regeln für die Anerkennung.

10 Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation

11 UN-REDD Programme Fact Sheet – About REDD+, February 2016

12 FAO. 2019. From reference levels to results reporting: REDD+ under the United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019 update. Rome.

13 Forest Trends' Ecosystem Marketplace. Financing Emission Reductions for the Future: State of Voluntary Carbon Markets 2019. Washington DC: Forest Trends, 2019.

1.2 Klimapolitik in verschiedenen Ländern

Das Übereinkommen der COP-21 von Paris trat am 4. November 2016 in Kraft, nachdem am 5. Oktober 2016 die notwendige Abstimmungsschwelle überschritten wurde: mindestens 55 Vertragsparteien, die für mindestens 55 % der globalen THG-Emissionen stehen, hatten das Übereinkommen ratifiziert. Bis zum Februar 2020 hat sich diese Zahl auf 187 der 197 Vertragsparteien erhöht. Damit ist Klimaneutralität ein völkerrechtlich verbindliches Ziel – natürlich mit den Schwierigkeiten behaftet, die das Völkerrecht in Bezug auf seine Durchsetzbarkeit kennt.¹⁴

Dabei ist die Erreichung der COP-21-Ziele keineswegs selbstverständlich. Seit dem Jahr 2010 konnte die auf die Wirtschaftsleistung bezogene CO₂-Intensität weltweit um jährlich 1,8 % reduziert werden. Für die Umsetzung der zugesagten Klimaziele aus COP-21 in Form der „National Determined Contributions“ (NDC) müsste bis 2030 jährlich aber eine Verringerung der CO₂-Intensität von ca. 2,5 % erreicht werden. Um das vereinbarte Ziel einer Erderwärmung von unter 2 °C zu erreichen, ist hingegen eine jährliche Reduktion der CO₂-Intensität von etwa 5 % notwendig, eine Verdreifachung der bisherigen Minderungsanstrengungen.¹⁵

Bei der COP-25 in Madrid bildete sich die *Climate Ambition Alliance*, welche das Erreichen von Netto-Null-Emissionen bis 2050 als Ziel bekräftigt. Neben 73 Vertragsparteien haben sich dieser Allianz auch 14 Regionen, 398 Städte, 786 Firmen und 16 Investoren angeschlossen. Das zeigt zum einen, dass das Thema Klimaneutralität für viele Akteure im privaten Sektor ein klares Ziel ist und zum anderen, dass Pfade hin zur Klimaneutralität auf lokaler und regionaler Ebene im öffentlichen Sektor definiert werden.

In den eingereichten NDC geben die Staaten ihre Klimaschutzziele bekannt. Zum jetzigen Zeitpunkt sind dabei Ziele für 2030 zu benennen, wobei im Rahmen der COP-26 im Jahr 2021 eine Aktualisierung der Ziele erfolgen wird. Weltweit ist eher mit steigenden Emissionen bis 2030 zu rechnen, was vor allem bedeutet, dass nach 2030 mit sehr ambitionierten Minderungen von THG bzw. noch stärkerem Einsatz von THG-Senken zu rechnen ist. Damit erhält man bereits jetzt einen ersten Eindruck, vor welchen Herausforderungen die Länder stehen, um Klimaneutralität zu erreichen (siehe Tabelle 1.1).¹⁶

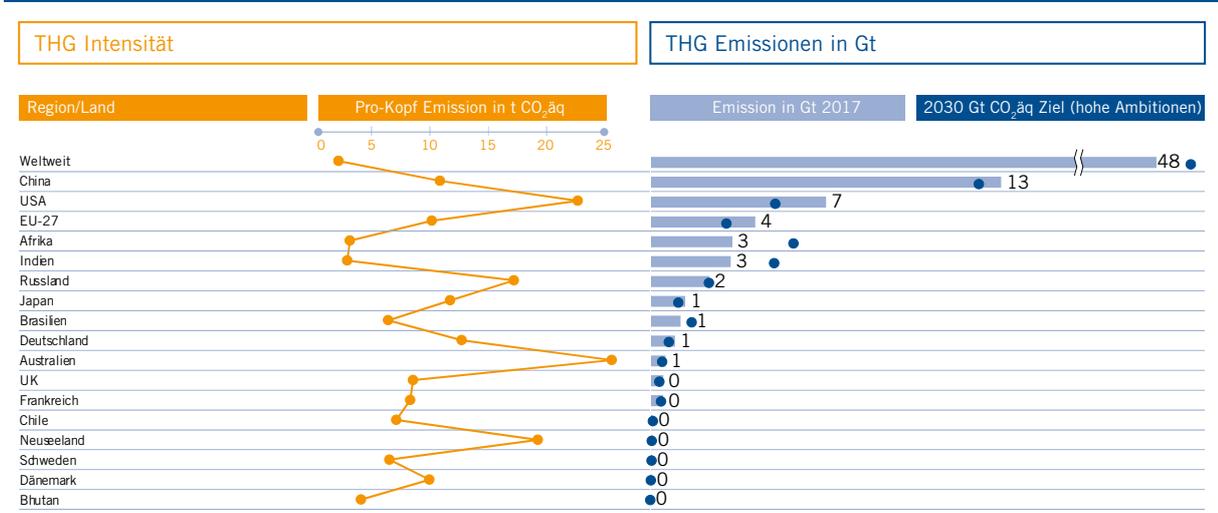
14 G. Hafner: Völkerrechtliche Grenzen und Wirksamkeit von Sanktionen gegen Völkerrechtssubjekte, Zeitschrift für ausländisches öffentliches Recht und Völkerrecht Band 76 (2016) 391

15 Basierend auf globalem BIP und energiebedingten CO₂-Emissionen in IEA WEO 2019

16 UNEP DTU, Stand 1. Dezember 2019. Indien und China haben spezifische statt absoluter Emissionsziele gewählt, es wurden daher die „current policy“-Daten von Climate Action Tracker verwendet.

17 „The Pledge Pipeline“, Joergen Fenham, UNEP DTU Partnership (Stand: 1. Dezember 2019)

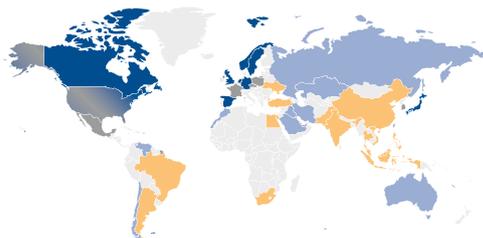
Tabelle 1.1: Überblick zu ausgewählten Ländern¹⁷



Datenquelle: PIK, Weltbank, UNEP DTU

Abbildung 1.5: Ländergruppen gemäß ihrer Energiepolitik

Zugeordnete Länder emittieren > 85 % der THG-Emissionen



Archetypen und exemplarische Länder

	Grüner Vorreiter	Traditionalist	Energiehungrig	Energieexporteur
Credo	Dekarbonisierung der Wirtschaft	Kosteneffizientes Energiesystem	Wirtschaftswachstum	Energie Export
Ziel	Nachhaltige Energie	Bezahlbare Energie	Zuverlässige Energie	Exportierbare Energie
Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> Starkes öffentliches Interesse Emissionen zu vermeiden/reduzieren treibt Politik Sektorkopplung zur Dekarbonisierung über den Stromsektor hinaus Carbon Capture Speicher um hohe Anteile erneuerbarer Energien zu integrieren 	<ul style="list-style-type: none"> Wirtschaftlichkeit maßgeblich für politisches Handeln Neue Märkte zur Unterstützung existierender Infrastruktur (z.B. Kapazitätsmärkte) Erneuerbare Energien werden aufgrund von Wettbewerbsfähigkeit integriert (PV, Wind) 	<ul style="list-style-type: none"> Wirtschaftswachstum resultiert in stark steigendem Energiebedarf Versorgungssicherheit wird durch fossile Kraftwerke gewährleistet Umwelt- und wirtschaftliche Gesichtspunkte treiben Integration von Erneuerbaren (PV, Wind) 	<ul style="list-style-type: none"> Länder sind abhängig von Energieexporten oder haben sehr niedrige Kosten für erneuerbare Erzeugung. Nutzen natürlicher Ressourcen (z.B. Öl, Hohe Einstrahlung, Gute Windbedingungen) Ersetzen fossiler Kraftstoffe mit grünen Energieträgern
Beispiele				

Quelle: Siemens

Bedeutung von Klimaschutz in der Energiepolitik

Klimaschutz hat einen unterschiedlichen Stellenwert in den nationalen Energiepolitiken. Wie in Abbildung 1.5 dargestellt, lassen sich Länder vier Archetypen zuordnen. Für den „Grünen Vorreiter“ steht dabei eine Dekarbonisierung der Wirtschaft im Vordergrund. Diese soll durch nachhaltige Energieerzeugung erreicht werden. Ursächlich hierfür ist ein starkes öffentliches Interesse an der Reduktion bzw. der Vermeidung von THG-Emissionen. Typische Maßnahmen sind die vermehrte Sektorkopplung mit Strom, das Auffangen und die Speicherung von CO₂-Emissionen oder der Ausbau von Speicherlösungen, um hohe Anteile erneuerbarer Energien v.a. im Stromsektor besser integrieren zu können.

Demgegenüber steht der „Traditionalist“. Für diesen Archetyp steht dabei vor allem die ökonomische Effizienz des Energiesystems im Vordergrund und ist maßgeblich für politisches Handeln. Beispielsweise wird die Sicherheit des Stromsystems durch Kapazitätsmärkte unterstützt. Erneuerbare Energien werden kaum gefördert, sondern stehen im Wettbewerb mit konventionellen Arten der Energieerzeugung.

Für den „Energiehungrigen“ Archetyp ist vor allem eine zuverlässige Energieversorgung wichtig, um ein starkes Wirtschaftswachstum zu ermöglichen. Oft wird die Versorgungssicherheit durch fossile Erzeugung gewährleistet. Neben Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten stehen v.a.

Umweltaspekte, wie Luftverschmutzung, im Vordergrund beim Ausbau von erneuerbaren Energien.

Für den „Energieexporteur“ steht die Generierung von Exportüberschüssen durch den Verkauf von Energieträgern im Vordergrund politischen Handelns. Dabei werden die natürlichen Ressourcenpotenziale des Landes genutzt. Neben klassischen Öl oder Gas exportierenden Ländern, werden die Potenziale zukünftig deutlich stärker durch günstige Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien wie PV oder Wind gekennzeichnet sein.

Im Folgenden werden einzelne Länder und Regionen bezüglich ihrer Politikansätze genauer analysiert.

EU-27

Die Europäische Kommission hat am 11. Dezember 2019 den „European Green Deal“ vorgelegt. Das Programm enthält einen Maßnahmenkatalog zur Senkung der THG-Emissionen in allen Bereichen der Wirtschaft. Mit dem „Green Deal“ verfolgt die Kommission zwei Ziele. Das erste: Die EU soll bis 2050 klimaneutral werden. Das zweite Ziel bezieht sich auf das Jahr 2030: Bis dahin soll die EU ihren jährlichen THG-Ausstoß um 50 bis 55 % unter den Wert von 1990 senken. Bisher gilt eine Reduktion um 40 %. Dazu sollen bis Herbst 2020 die Folgen geprüft werden, die eine Zielverschärfung von 40 %-Vermeidung bis 2030 auf 50–55 % mit sich bringen wird. Erst im Sommer 2021 sollen die Ziele auf die Sektoren

und Mitgliedstaaten heruntergebrochen werden. Der für Klimapolitik zuständige Vizepräsident Frans Timmermans betonte bei der Vorstellung des „Green Deals“ im März 2020 den Optimismus, dass es neue Technologien ermöglichen werden, der Atmosphäre CO₂ zu entziehen, was für das Erreichen der Klimaneutralität entscheidend sei.

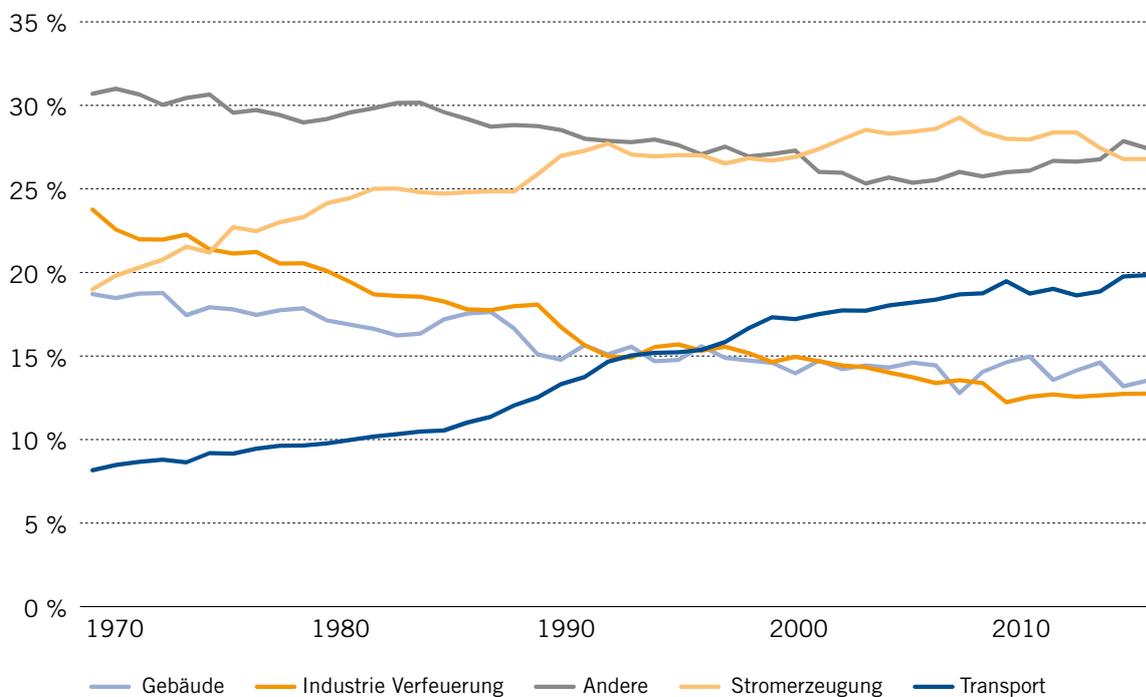
Green Deal soll Leitlinie für eine klimaneutrale EU sein

Zur Senkung der Emissionen sollen nach den Vorschlägen der EU-Kommission alle Sektoren ihren Beitrag leisten. Für den Bereich Energie soll der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht werden und die Energieeffizienz verbessert werden. Zugleich soll der Gassektor durch die Verwendung von erneuerbarem oder klimaneutralem Gas dekarbonisiert werden. Der Verkehrsbereich soll bis 2050 die Emissionen um 90 % senken. Dazu soll der Güterverkehr verstärkt auf Schiene und Schiffe umgelenkt wer-

den. Die Versorgung mit nachhaltigen alternativen Kraftstoffen soll verbessert werden – die EU nennt hier eine Zielmarke von 13 Mio. emissionsarmen Fahrzeugen bis 2025. Auf die Gebäude entfallen in der EU rund 40 % des Energieverbrauchs, daher will die EU hier verstärkt Investitionen im Bereich der Energieeffizienz forcieren. Für die Industrie sieht die EU als zentrales Ziel die Stärkung der Kreislaufwirtschaft, wobei zu Beginn der Fokus auf ressourcenintensive Sektoren z.B. Textilwirtschaft, Bau, Elektronik und Kunststoffe gelegt wird. Insbesondere will die Kommission einen Vorschlag zur Förderung der CO₂-freien Stahlerzeugung bis 2030 vorlegen. Den Agrarsektor will die EU über Budgetmittel steuern: Im EU-Haushalt 2021-2027 sollen 40 % des Agrarhaushalts zum Klimaschutz beitragen und 30 % der Mittel aus dem Meeres- und Fischereifonds für Klimaziele aufgewendet werden.

Die geplante Dekarbonisierung des Energiesektors stellt auch eine Herausforderung für die Infrastruktur beim Energietransport dar. Die Verbände der europäischen Strom- und Gasnetzbetreiber ENTSO-E und ENTSO-G

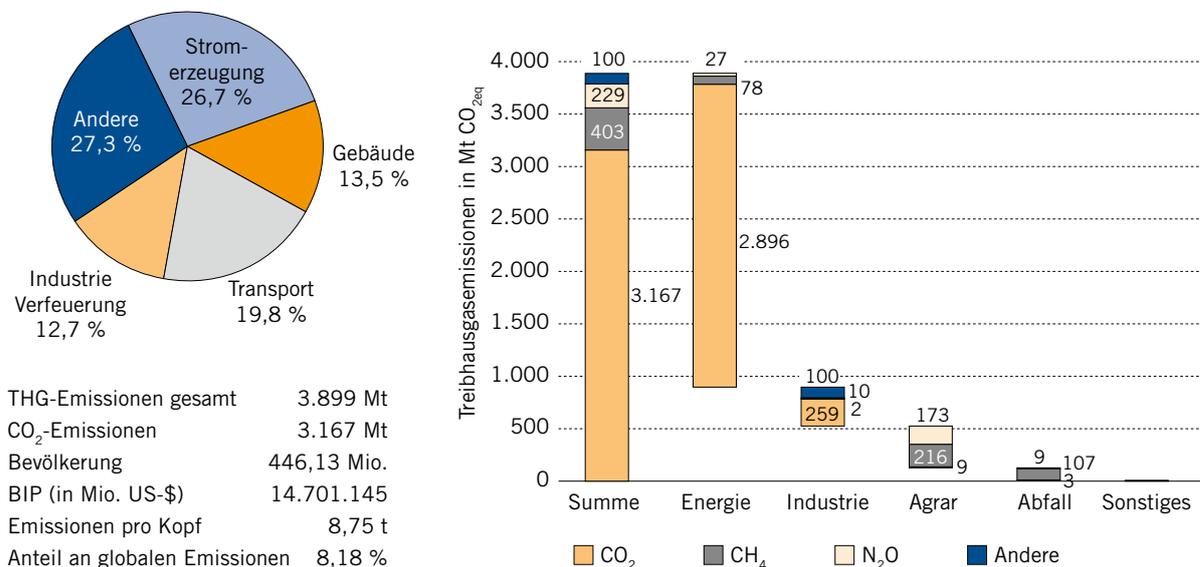
Abbildung 1.6: Anteil der Sektoren an Gesamtemissionen in der EU, in Prozent



In der EU-27 ist der Anteil der Stromerzeugung an den Gesamtemissionen seit Beginn des EU-Emissionshandels gesunken – in starkem Gegensatz zum weltweit beobachteten Wachstum. Auffällig ist das starke relative Wachsen des Transportsektors seit etlichen Jahren.

Datenquelle: EDGAR

Abbildung 1.7: Verteilung der Emissionen der EU nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Im direkten Vergleich zu Deutschland hat die Stromerzeugung der EU-27 einen geringeren Anteil, der Transport einen deutlich höheren Anteil an den Gesamtemissionen des Jahres 2017.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

haben im Dezember 2019 den Entwurf des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 zur öffentlichen Konsultation frei gegeben.¹⁸ Die Anforderungen der Klimaneutralität treffen sowohl den Stromtransport durch die Integration der erneuerbaren Erzeugung als auch den Gastransport z. B. durch veränderte Außenhandelswege. Je nach Szenario werden bis zu 70 % des in Europa verbrauchten Gases aus Importen stammen, wobei das importierte Gas erneuerbar ist und z. B. aus Wasserelektrolyse bzw. Bioreaktoren stammt oder (in Verbindung mit *Carbon Capture and Storage* CCS oder aus Methanpyrolyse gewonnenem Wasserstoff) dekarbonisiert ist.

Negative-Emissions-Technologien werden von der EU als Teil der Lösung angesehen

Wasserstoff spielt in den weiteren Planungen der EU eine bedeutende Rolle: Im Rahmen der Industriestrategie der EU-Kommission soll eine Allianz für sauberen Wasser-

stoff gebildet werden. Deren Ziele und detaillierten Aufgaben müssen allerdings noch erarbeitet werden.¹⁹ Als besonderen Vorteil für Europa sieht die EU-Kommission die bereits existierende Infrastruktur an.

Die Pläne der EU-Kommission zur Verschärfung der Klimaschutzziele 2030 haben bereits 2019 zu großen Bedenken bei einigen Mitgliedsländern geführt. Inzwischen wurden sogar erste Stimmen aus Tschechien und Polen laut, den Green Deal wegen der Coronakrise zurückzustellen. Der starke Rückgang der wirtschaftlichen Aktivitäten seit dem Frühjahr 2020 als Folge der Corona-Prävention wird sicherlich nicht ohne Einfluss auf die langfristigen Klimaziele bleiben.

Im März 2019 wurde der *Innovation Fund* ins Leben gerufen, der bis 2030 insgesamt 10 Mrd. € zur Entwicklung und Implementierung klimafreundlicher Technologien in den Bereichen energieintensive Industrie, Erneuerbare, Energiespeicherung und CCS zur Verfügung stellen soll. Im Rahmen vom Forschungsprogramm *Horizon 2020* wurden zwei Projekte aus dem Bereich CCS in der Industrie (inkl. Bio-CCS) mit 18,70 Mio. € gefördert, ein Projekt aus dem Bereich der geologischen Speicherung mit

¹⁸ <https://tyndp.entsoe.eu/>: Der Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) wird alle zwei Jahre von ENTSO, dem europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber, erstellt.

¹⁹ Eine neue Industriestrategie für Europa, EU Kommission, 10.3.2020

2,20 Mio. € und ein Projekt, das sich mit den Risiken und dem Monitoring bei CCS beschäftigt, mit 9,79 Mio. €. Auch im Nachfolgeprogramm von Horizon 2020 – *Horizon Europe* – sollen Technologien und Wege zur Klimaneutralität gefördert werden. So beschäftigt sich eine der fünf sogenannten „*Mission Areas*“ mit dem Thema von „*Climate-neutral and smart cities*“. Dieser Schwerpunkt soll einen Beitrag leisten, die ausgegebenen Ziele internationaler Vereinigungen, wie beispielsweise COP-21 oder der UN Sustainable Development Goals, zu erreichen.²⁰ Im Rahmen des im März 2020 weiter spezifizierten European Green Deal werden mittels des *Sustainable Europe Investmentplan* 1 Billionen € über einen Zeitraum von 10 Jahren in nachhaltige Projekte investiert. Über den *Just Transition Mechanism* soll dabei sichergestellt werden, dass alle Mitgliedsländer vom Green Deal profitieren.²¹

Die EU beschäftigt sich kontinuierlich mit dem Thema Klimaschutz, was die Chance einer stetigen Verbesserung birgt. Für das Erreichen der Klimaziele ist es entscheidend, einen ambitionierten aber auch machbaren

Pfad vorzuschlagen. Das Verschieben der Investitionen auf einen späteren Zeitraum führt zu insgesamt steigenden Kosten.²² Umgekehrt führen überambitionierte Pfade nicht nur zu hohen Investitionskosten in einem kurzen Zeitraum – man vergibt damit auch die Chance von den Lernkurven der Technologien zu profitieren.

Fazit: Die EU-Kommission hat ambitionierte Klimaziele. Umfangreiche Förderung fließt in die Forschung und Entwicklung von Klimaschutztechnologien. Allerdings sind divergierende nationale Interessen innerhalb der EU und die Einbettung von Klimaschutzpolitik in den globalen Kontext eine Herausforderung.

Deutschland

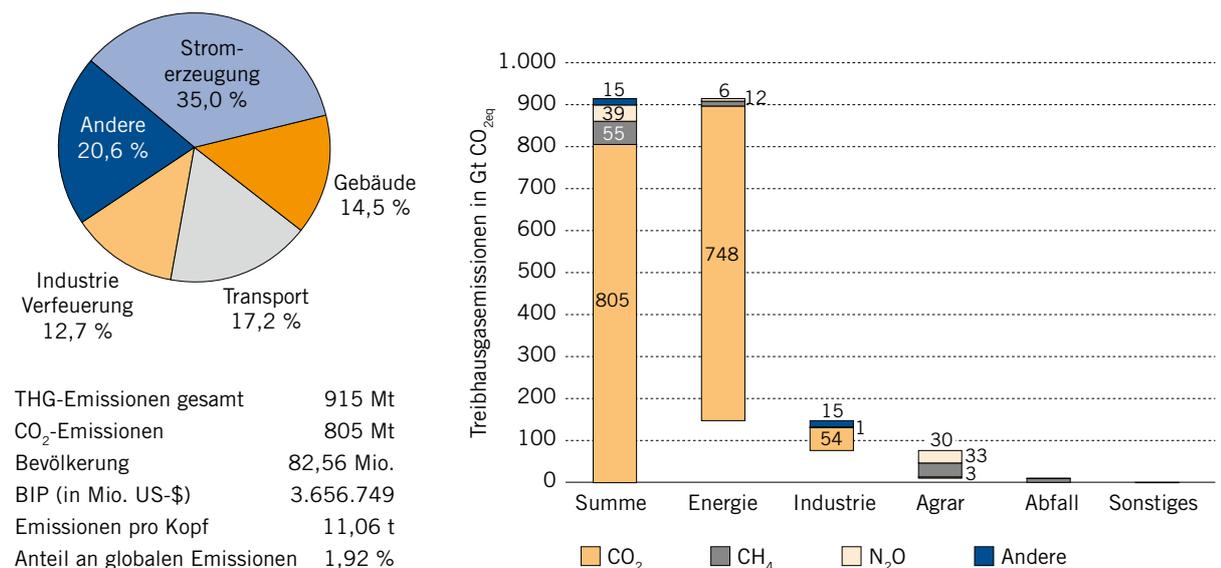
Deutschland verabschiedete 2016 den Klimaschutzplan 2050, der den Emissionspfad des Energiekonzepts bestätigt. Das Ziel ist es 2050 praktisch THG-neutral zu sein, mit einer Emissionsreduzierung zwischen 80 % und 95 % im Vergleich zu 1990. Damit besteht jedoch noch eine Lücke zu dem in Paris vereinbarten Ziel, d. h. das Energiekonzept, das seit 2010 schon um den Kernenergie- und den Kohleausstieg ergänzt wurde, muss hier also weiter

20 EU, Horizon Europe – the next research and innovation framework programme, https://ec.europa.eu/info/horizon-europe-next-research-and-innovation-framework-programme_en

21 EU, The European Green Deal Investment Plan and Just Transition Mechanism explained, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_20_24

22 EURELECTRIC, Power Choices Reloaded, 2013

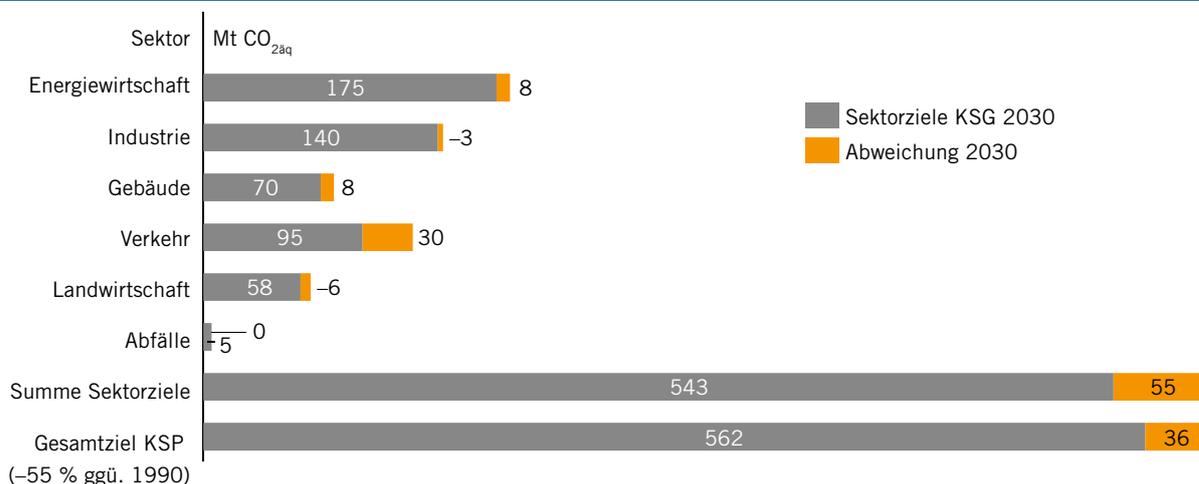
Abbildung 1.8: Verteilung der Emissionen Deutschlands nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Die Stromerzeugung hat in Deutschland einen relativ hohen Anteil an der gesamten Emissionsfracht im Vergleich zu anderen Ländern.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Abbildung 1.9: Vergleich der sektoralen Ziele des Klimaschutzgesetzes mit dem Szenario „Klimaschutzprogramm“



Die größten Zielverfehlungen ergeben sich in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft.

Quelle: Prognos

verändert werden. Das Klimaschutzgesetz vom Dezember 2019 bekräftigt das Ziel der Treibhausgasneutralität.

Mit dem Klimaschutzplan von 2016 wird eine Vermeidung zwischen 80 % und 95 % angestrebt

Für die Energiewirtschaft soll durch den Ausbau erneuerbarer Energien und den Kohleausstieg eine Emissionsreduktion um über 61 % gegenüber 1990 erreicht werden. Die Industrie soll ihre Emissionen bis 2030 um mindestens 49 % gegenüber 1990 senken. Dies soll durch technologieoffene Forschung erreicht werden, wobei auch die Nutzung und Speicherung von CO₂ als Rohstoff eine wichtige Rolle spielen soll (CCUS²³). Ein besonderes Augenmerk wird auf den Gebäudebereich gerichtet, da es hier um sehr langlebige Infrastruktur geht. Daher soll bis 2030 die Minderung mindestens 66 % betragen – als erster Schritt hin zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050. Dazu werden Neubaustandards dienen, ebenso wie Sanierungsstrategien für bestehende Gebäude. Insbesondere müssen fossil befeuerte Heizungssysteme durch erneuerbare Lösungen ersetzt werden. Für den Verkehrsbereich sollen die Emissionen um mindestens 40 % gesenkt werden, was durch Sektor-

kopplung d.h. Elektromobilität und andere alternative Antriebe erreicht werden soll. Auch eine stärkere Nutzung des öffentlichen Nahverkehrs wird angestrebt. In der Landwirtschaft (Ziel mindestens 31 % Minderung) sieht das Klimakonzept vor allem eine Verringerung der Lachgasemissionen durch niedrigere Düngung vor, betrachtet aber die Vermeidungspotenziale als grundsätzlich beschränkt.

Laut einer Studie von Prognos im Auftrag des BMWi wird Deutschland die 2030-Ziele ohne zusätzliche Maßnahmen nicht erreichen.²⁴ Im Szenario mit Klimaschutzprogramm wird eine Minderung von 52,2 % erreicht statt der anvisierten 55 %. Die größten Zielverfehlungen ergeben sich dabei in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft. Die Studie folgert: „Eine Erreichung des Gesamtziels erscheint weiterhin möglich, wenn zusätzlich zum Klimaschutzprogramm weitere Maßnahmen beschlossen werden.“ Allerdings ist auch die Erreichung der Szenarioergebnisse nicht garantiert, sondern erfordert Anstrengungen durch alle Akteure.

Eine besondere Rolle bei der Erreichung der Klimaneutralität spielt die Wasserstoffstrategie: Mittels aus erneuerbarem Strom produziertem Wasserstoff und der Weiterverarbeitung zu sogenannten Synfuels, u.a. durch Anreicherung des Rohstoffs CO₂, kann die fossile Kohlenstoffnutzung sowohl in Industriebereichen, z. B. Stahl

23 CCUS (Carbon Capture, Utilisation and Storage) steht für das Auffangen von Kohlendioxid bei industriellen Prozessen und dessen Nutzung oder Speicherung für weitere industrielle Prozesse.

24 Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Prognos, 10.3.2020

oder Chemie, als auch für die privaten Haushalte, z. B. Mobilität oder Heizung, schrittweise reduziert werden. Damit ist die Wasserstoffstrategie ein entscheidender Baustein zur Realisierung der Sektorkopplung – mit dem Vorteil, dass bestehende Infrastruktur für flüssige und gasförmige Brennstoffe teilweise weiter genutzt werden kann. Das ist nicht zu unterschätzen, in Anbetracht einer Vielzahl von Herausforderungen vor dem der Infrastrukturausbau in Deutschland steht. So will bspw. das Projekt „GET H2 Nukleus“ (BP, Evonik, Nowega, OGE, RWE Generation) bis 2022 ein öffentlich zugängliches Netz für grünen Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen aufbauen und dabei bestehende Leitungen von Nowega und OGE nutzen. Innerhalb der Bundesregierung bestehen jedoch unterschiedliche Ansichten, für welche Bereiche grüner Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff vordringlich genutzt werden soll.

Deutschland muss in den weiteren Fortschreibungen des Klimakonzepts 2050 noch im Detail klären, wie Klimaneutralität erreicht werden kann. Der Schwerpunkt des bisherigen Klimakonzepts liegt auf der Vermeidung von THG-Emissionen. Der Einsatz von THG-Senken wird seitens der deutschen Regierung vor allem in Bezug auf Wälder angesprochen. Im technologieoffenen Kontext des Klimaschutzplans ist jedoch Platz bzw. sogar Bedarf für Technologien mit negativen Emissionen. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung betonte in seinem Sondergutachten: „Der Bedarf an negativen Emissionen wird umso stärker, je ambitionierter das zu erreichende Temperaturziel ist und je weiter Politikmaßnahmen zur Reduktion von THG-Emissionen in die Zukunft verschoben werden.“²⁵ Kritisch sehen Experten einen stark eingeschränkten Wettbewerb mangels Technologieoffenheit, so z. B. im Verkehrsbereich.²⁶

Der Schwerpunkt der Projektförderung des BMWi bei klimaneutralen Technologien liegt in Deutschland bei erneuerbaren Energien (179,44 Mio. €) und Energieeffizienz (122,93 Mio. €). Bei den Basistechnologien für negative Emissionstechnologien liegt der Schwerpunkt bei CCUS-Projekten wie v.a. Carbon2Chem (16,90 Mio. €).²⁷

Fazit: Deutschland verfolgt seit 2010 verstärkt Klimaschutz, jedoch perspektivisch ohne Kernenergie und bislang auch ohne CCS. Dank des Erneuerbaren-Ausbaus und des Kohleausstiegs soll die CO₂-Minderung im

Strombereich bis 2030 über 60 % betragen. Die Senkung von THG-Emissionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr bildet eine Herausforderung. Der Einsatz von Wasserstoff wird zunehmend als Schlüssel für eine klimaneutrale Wirtschaft angesehen.

Schweden

Ende 2017 hat Schweden einen neuen klimapolitischen Rahmen verabschiedet, bestehend aus einem Klimagesetz, Klimazielen und der Einrichtung eines klimapolitischen Rats. Schweden will bis spätestens 2045 keine Netto-THG-Emissionen mehr verursachen. Das Paket wurde vom schwedischen Reichstag mit einer breiten Mehrheit angenommen. Das Klimagesetz trat am 1. Januar 2018 in Kraft. Es sieht vor, dass die Regierung jedes Jahr einen Klimabericht als Bestandteil des Haushaltsentwurfs vorlegt. Zudem soll alle vier Jahre ein klimapolitischer Aktionsplan erstellt werden, in welchem die Regierung beschreibt, wie die Klimaziele erreicht werden sollen. Die Verknüpfung mit dem Haushalt soll sicherstellen, dass Klimapolitik und Staatsetat in Einklang gebracht werden können.

Die Emissionen sollen bis spätestens 2045 um 85 % niedriger liegen als 1990. Die verbleibenden 15 % können durch THG-Reduzierungen außerhalb Schwedens erbracht werden. Nach 2045 will Schweden sogar eine negative Emissionsbilanz erreichen. Schweden zeichnet sich dabei durch einen technologieoffenen Ansatz aus: Neben verstärkter Nutzung von Wäldern als Senken wird auch BECCS als Option gesehen, d. h. die Verknüpfung von Biomassenutzung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung.

Das schwedische Klimagesetz zielt vor allem auf die Emissionen ab, die nicht vom EU-Emissionshandelssystem erfasst sind. Der Zielpfad für die Emissionen, welche unter die EU-Lastenteilung fallen (*effort sharing regulation*) ist (jeweils in Bezug auf das Referenzjahr 1990):

- 2020: Emissionen um 40 % niedriger,
- 2030: Emissionen um 63 % niedriger,
- 2040: Emissionen um 75 % niedriger.

Auch diese Ziele können teilweise durch Maßnahmen außerhalb Schwedens erbracht werden.

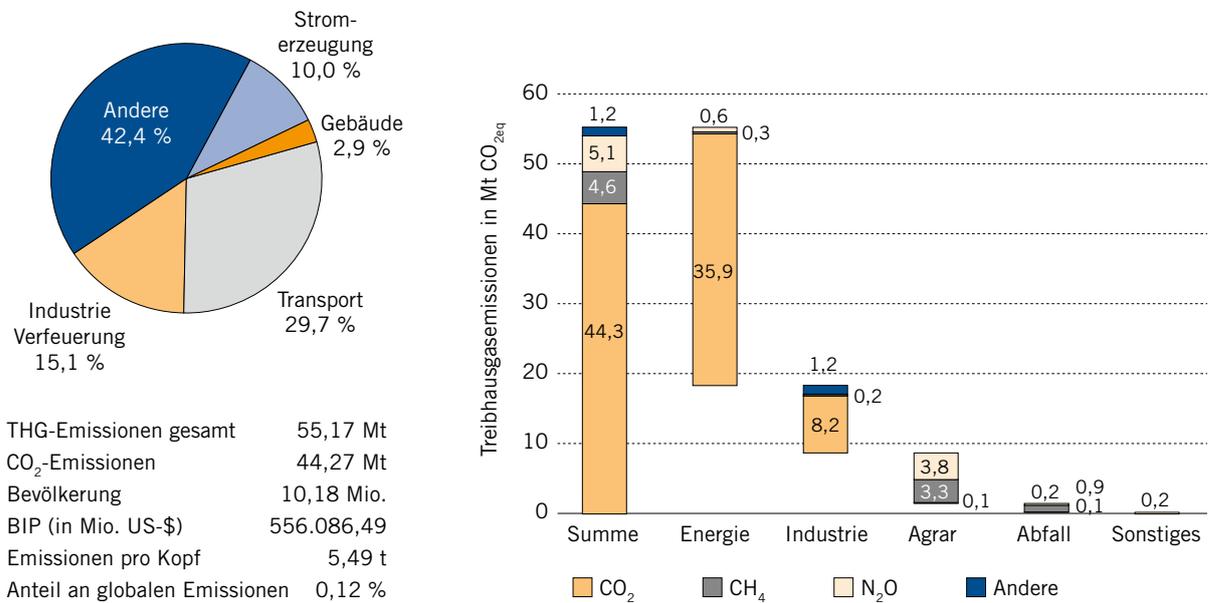
Die Emissionen aus dem Inlandsverkehr sollen bis 2030 gegenüber 2010 um mindestens 70 % gesenkt werden. Die Inlandsflüge werden hierbei nicht erfasst, da sie dem EU-Emissionshandel unterliegen. Zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz für alle notwendigen Maßnahmen

25 Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Sondergutachten „Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik“ (2019), Ausschussdrucksache Bundestag 19(26)41-1

26 Agora Verkehrswende (2020): Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende. Kritische Beleuchtung eines Postulats.

27 BMWi, Bundesbericht Energieforschung 2019 (Zahlen für 2019)

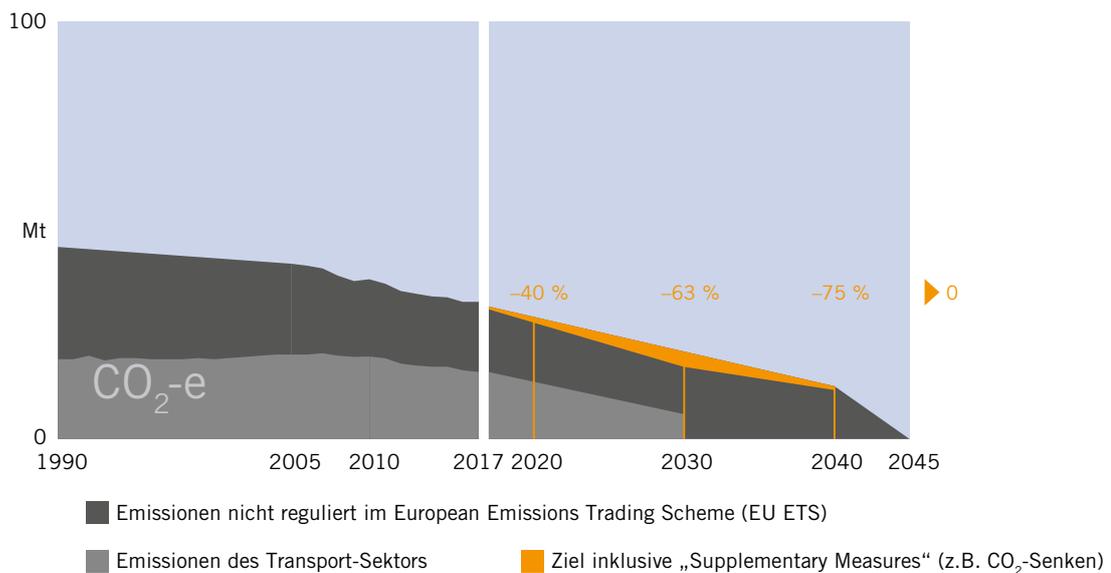
Abbildung 1.10: Verteilung der Emissionen Schwedens nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Schweden hat dank Kern- und Wasserkraft sehr niedrige Emissionen aus der Stromerzeugung, dafür steht der Transportbereich für rund ein Drittel aller Emissionen im Jahr 2017. Die niedrigen Emissionen aus dem Gebäudesektor resultieren vor allem aus der starken Nutzung von Wärmepumpen.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Abbildung 1.11: Der schwedische Pfad für THG-Emissionen bis zum Erreichen der Klimaneutralität 2045, in Mt CO₂-äq (Darstellung ohne Emissionen reguliert in EU ETS)



Quelle: Swedish Environmental Protection Agency

wurde ein klimapolitischer Rat ins Leben gerufen. Der Rat besteht aus Mitgliedern aus den Bereichen Klimaforschung, Klimapolitik, Wirtschafts-, Sozial- und Verhaltenswissenschaften. Jedes Jahr wird der Regierung ein Fortschrittsbericht vorgelegt, der den klimapolitischen Aktionsplan der Regierung bewertet.²⁸ Dabei wurden die bisher eingeleiteten Maßnahmen als nicht ausreichend betrachtet, weil die geschätzten THG-Emissionen im Jahr 2045 nur um 31–41 % niedriger lägen. Dabei wurden im nicht-ETS-Bereich vor allem der Transport als kritischer Bereich genannt und die fehlenden internationalen Regelungen zur Anerkennung von Vermeidungsleistungen außerhalb Schwedens.

Schweden will bis spätestens 2045 klimaneutral sein

Im Rahmen des Nordischen Rats haben Finnland, Schweden, Norwegen, Dänemark und Island eine Erklärung unterzeichnet, in der sie ambitionierte Klimaziele vereinbart haben, die auch eine Weiterentwicklung und

Anwendung von CCS beinhaltet.²⁹ Forschungsprojekte untersuchen dabei u. a. auch den CO₂-Transport per Pipelines von Schweden zu existenten CO₂-Speichern in Norwegen. CCS wird dabei in Schweden als wesentliche Technologie für den Umgang mit Industrieemissionen z. B. bei der Zementherstellung gesehen.³⁰

Fazit: Schweden verfolgt ambitionierte Klimaziele, die auch mit THG-Senken im Ausland erreicht werden sollen. Die bisherigen Maßnahmen reichen derzeit noch nicht aus, um die Klimaziele zu erreichen. In der Forschung und Entwicklung von CCS kooperiert Schweden mit seinen Nachbarländern.

Frankreich

Im November 2019 wurde das Gesetz „Energie und Klima“³¹ veröffentlicht. Frankreich hat das Ziel spätes-

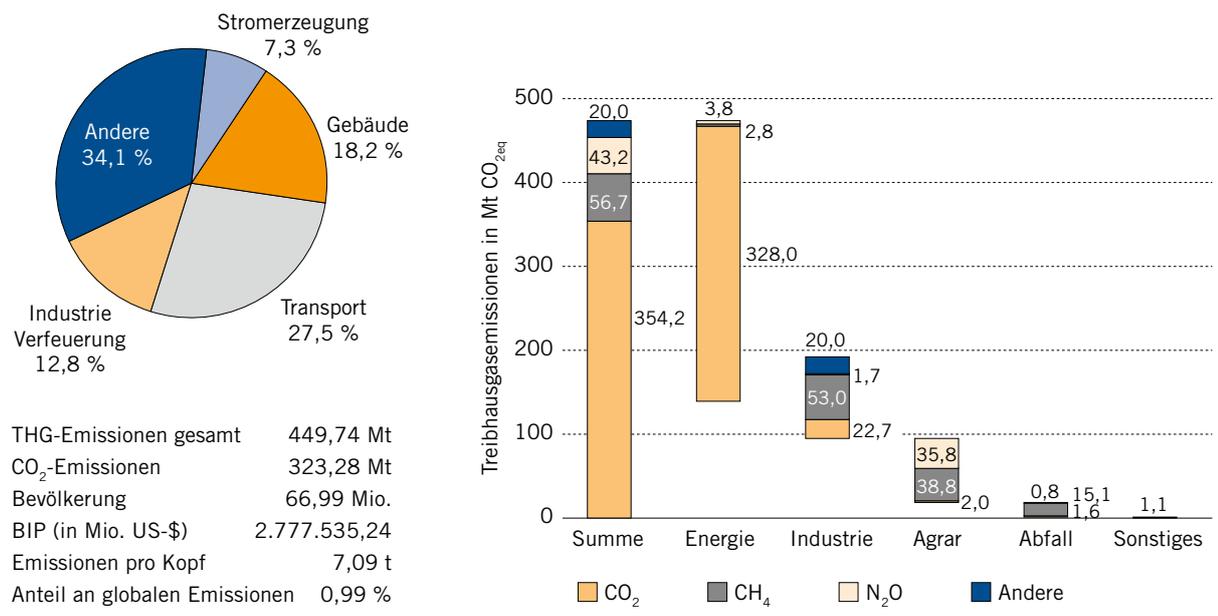
28 Swedish Climate Policy Council, 2019 Report of the Swedish Climate Policy Council

29 Declaration on Nordic Carbon Neutrality'. Summit in Helsinki, Finland, on 25 January 2019.

30 Sofia Klugman et al., A climate neutral Swedish industry -An inventory of technologies, IVL Swedish Environmental Research Institute, December 2019; Beispiele für Wasserstoffprojekte in Schweden: HYBRIT (Stahl) und CEMZERO (Zement)

31 LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

Abbildung 1.12: Verteilung der Emissionen Frankreichs nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Frankreich hat vergleichsweise hohe Emissionen aus dem Gebäude- und dem Transportsektor.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

tens 2050 CO₂-neutral zu werden. Dazu soll bis 2030 der Verbrauch fossiler Brennstoffe um 40 % reduziert werden und der Kohleausstieg aus der Stromerzeugung 2022 vollzogen werden. Der Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung soll bis 2035 auf 50 % sinken. Ursprünglich sollte diese Marke 2025 erreicht werden, unter Präsident Emmanuel Macron verlängerte das Parlament jedoch die Übergangszeit bis 2035. Inzwischen wurden Überlegungen der französischen Regierung bekannt, die den Neubau von Kernkraftwerken als Teil der Lösung zum Erreichen der Klimaneutralität sehen.

➤ Geplantes Verbot von Autos mit fossilen Treibstoffen ab 2040

Der Ausbau erneuerbarer Energie soll verstärkt werden – Ende 2019 wurde das Ziel von 33 % Erneuerbarenanteil am Energieverbrauch genannt –, ebenso sollen Energieeffizienzmaßnahmen bei Wohngebäuden helfen, den Wärmeverbrauch zu senken. Dazu soll eine Kennzeichnung des Energieverbrauchs dienen und die Festlegung von Mindeststandards. Ebenso sollen bestimmte Gebäude z. B. Supermärkte dazu verpflichtet werden, Solarpaneele bei Neubauten zu nutzen. Der Verkauf von

Autos mit fossilen Treibstoffen soll ab 2040 verboten werden.

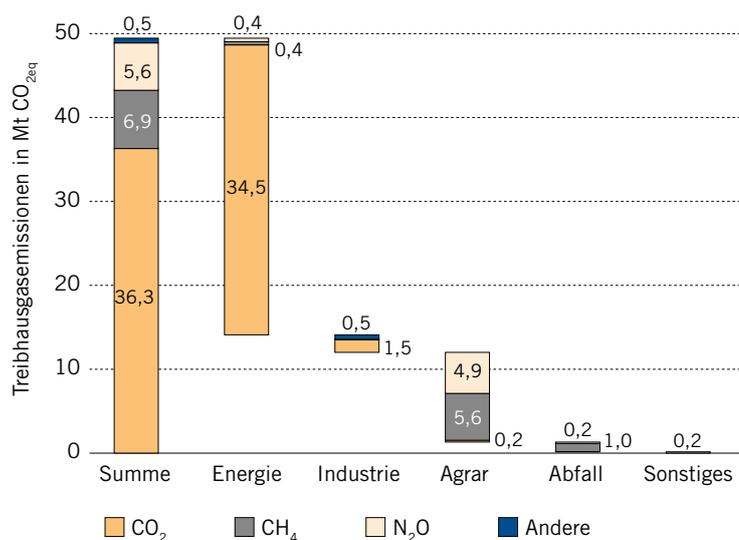
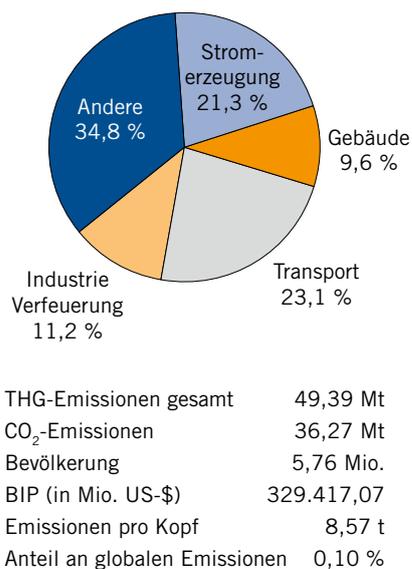
Fazit: Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und Mindeststandards bei Energieeffizienz, verfolgt Frankreich seine Klimaziele auch mit Technologieverböten und dem Ausstieg aus der Kohlekraft. Die Rolle der Kernenergie in der Zukunft bleibt unsicher. Frankreich will bis 2050 CO₂-neutral werden.

Dänemark

Das dänische Parlament hat 2019 ein Klimagesetz verabschiedet, mit dem Ziel bis 2030 die Emissionen um 70 % gegenüber 1990 zu senken. Das Gesetz zielt auf die CO₂-Neutralität bis 2050 ab. Alle fünf Jahre werden neue rechtsverbindliche Ziele mit einer Perspektive von zehn Jahren festgelegt, beginnend im Jahr 2020.

Die Regierung muss jährlich einen Bericht über die internationalen Auswirkungen der dänischen Klimaschutzmaßnahmen sowie über die Auswirkungen der dänischen Importe und des dänischen Verbrauchs vorlegen. Sie muss auch eine Strategie vorlegen, wie ihre Außen-, Entwicklungs- und Handelspolitik die internationalen Klima-

Abbildung 1.13: Verteilung der Emissionen Dänemarks nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Dänemark hat vergleichsweise hohe Emissionen aus dem Agrarsektor. Im Unterschied zu Schweden ist vor allem der hohe Beitrag aus der Stromerzeugung auffällig.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

schutzmaßnahmen vorantreibt. Ein Klimarat wird jährlich die Fortschritte bewerten und Empfehlungen für weitere Maßnahmen abgeben.

Im Transportbereich wird ab 2030 der Verkauf benzin- oder dieselbetriebener Fahrzeuge verboten. Ab 2020 müssen alle Busse im öffentlichen Nahverkehr CO₂-neutral sein, ab 2030 dürfen die Busse dann kein CO₂ oder luftverschmutzende Partikel mehr ausstoßen.

Im Gebäudebereich müssen Holzöfen, die vor dem Jahr 2000 eingebaut wurden, beim Kauf des Gebäudes ersetzt werden.

➤ Verbot von Benzin- und Dieselautoverkauf ab 2030

Für CO₂-Senken will Dänemark vor allem die Wälder nutzen. Durch Forschung soll der Landwirtschaftssektor neue klimafreundliche Methoden entwickeln und nutzen. Ebenso spielt BECCS eine wichtige Rolle. Biogasanlagen

sollen zudem abgedichtet werden, damit kein Methan in die Atmosphäre emittiert wird.

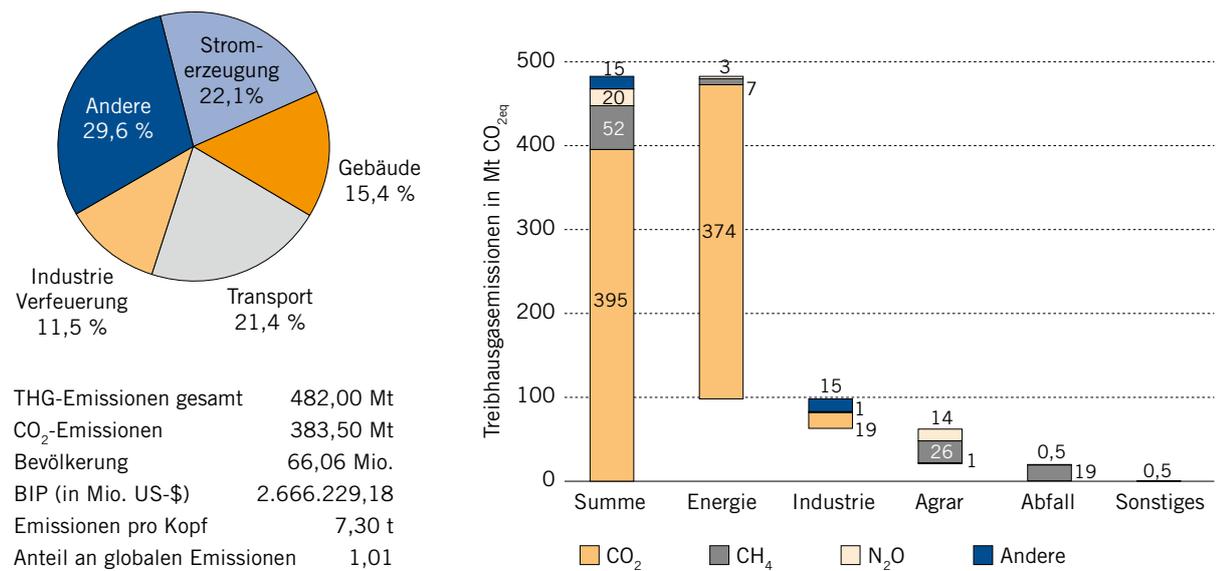
Fazit: Dänemark verfolgt ambitionierte Klimaschutzziele und -maßnahmen. Unter anderem sollen diese Ziele mit Technologieverböten erreicht werden.

Vereinigtes Königreich

Im Juni 2019 beschloss das Vereinigte Königreich Gesetze, um alle THG netto bis spätestens 2050 auf null zu bringen. Das Vereinigte Königreich will dazu auch THG-Senken nutzen wie Aufforstung und CCS. Parallel dazu beschloss Schottland im September 2019 im Zuge einer *Climate Change Bill* 5 Jahre früher – also 2045 – klimaneutral zu werden. Im ersten Zwischenschritt will Schottland bis 2030 eine Reduktion der THG um 75 % erreichen.

Der Bedarf an Technologien mit negativer THG-Bilanz wird im Vereinigten Königreich mit 130 Mio. t CO₂ pro Jahr bis 2050 abgeschätzt, wenn eine sehr weitgehende Reduzierung der THG-Emissionen umgesetzt werden

Abbildung 1.14: Verteilung der Emissionen des Vereinigten Königreiches nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Das Vereinigte Königreich geht davon aus, dass von den jetzigen THG-Emissionen von rund 480 Mio. t CO_{2aq} ein Sockel von 130 Mio. t CO_{2aq} verbleibt, der mit negativen Emissionstechnologien angegangen werden muss.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

sollte.³² Das soll mit unterschiedlichen Methoden erreicht werden: Waldbewirtschaftung, Kohlenstoffbindung im Boden und CCS. Bei letzterem sollen Biomasse-CCS (BECCS) und DACCS mit 75 Mio. t CO₂ jährlich über die Hälfte des Bedarfs erbringen.

CCS soll dabei in den nächsten Jahren mit 800 Mio. GBP gefördert werden.³³ Ein Großteil der Förderung dürfte in die industriellen Cluster Humber River, Merseyside, Teesside, Runcorn und Grangemouth gehen. Drax, ein Kraftwerksbetreiber in der Humber Region, schlug bereits BECCS als Lösung vor und ist optimistisch, dass in den nächsten fünf bis sieben Jahren bei einem Biomassekraftwerk rund 10.000 t CO₂ jährlich abgefangen werden können. Strategisch sind diese Aktivitäten eingebettet in den langfristigen Plan, das Vereinigte Königreich zu einem führenden Technologieanbieter beim Thema CCUS zu machen.³⁴

UK will bis 2050 klimaneutral werden, Schottland schon 2045

Parallel dazu will das Vereinigte Königreich bis 2030 40 GW an offshore Windkapazitäten bei der Stromerzeugung erreichen. Dazu sollen auch schwimmende Plattformen gefördert werden. Aktuell sind rund 10 GW offshore installiert und 4 GW in Planung oder im Bau.

Für private Haushalte spürbarer plant England, die Nichtzulassung von Benzin-, Diesel- und Hybridfahrzeugen von 2040 auf 2035 vorzuziehen. Die schottische Regierung will bis 2032 keine Benzin- und Dieselaautos mehr zulassen. Bislang zeigt sich im UK keine technologieoffene Lösung: Lediglich Elektromobile werden als Null-Emissions-Fahrzeuge angesehen.

Fazit: UK verfolgt sein Ziel der Klimaneutralität bis 2050 insbesondere dem Ausbau von Erneuerbaren und Technologieverbotten. Auch negative Emissionen werden in dem ambitionierten Zielpfad vorausgesetzt. Zugleich positioniert sich das Land als weltweit führender Anbieter von CCUS-Technologie in Kombination mit Biomassekraftwerken.

32 The Royal Society & Royal Academy of Engineering, Greenhouse gas removal, September 2018

33 Bloomberg, Britain Is Getting Ready to Scale Up Negative-Emissions Technology, M. Carr et al. 7. Feb 2020

34 BEIS, Clean Growth – The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway, 2018

Schweiz

Die Schweiz hat sich im Rahmen des Pariser Klimaabkommens verpflichtet, bis 2030 ihren THG-Ausstoß gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Das ursprüngliche Ziel der Schweiz, bis 2050 zwischen 70 % – 85 % der THG-Emissionen zu vermeiden, wurde im Juni 2019 verschärft: Die Schweiz soll spätestens ab 2050 nicht mehr THG ausstoßen, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können.³⁵

Die Schweiz will bis 2050 klimaneutral werden

Die Schweiz fokussiert sich zunächst auf die Vermeidung von energiebedingten THG-Emissionen in den Bereichen Verkehr, Gebäude und Industrie durch den Einsatz bereits jetzt vorhandener technischer Lösungen. Der unvermeidliche Sockel an Emissionen, der sich nicht durch technologischen Fortschritt oder Verhaltensänderungen ändern lässt, soll durch den Einsatz von Technologien mit negativen Emissionen erreicht werden – wobei die Schweiz noch offenlässt, ob diese Technologien in der Schweiz eingesetzt werden oder außerhalb der Schweiz verknüpft mit einer Anrechnung auf die Schweizer Ziele.

Eine grobe Abschätzung der schwer vermeidbaren Emissionen im Jahr 2050 liefert das Bundesamt für Umwelt (BAFU):

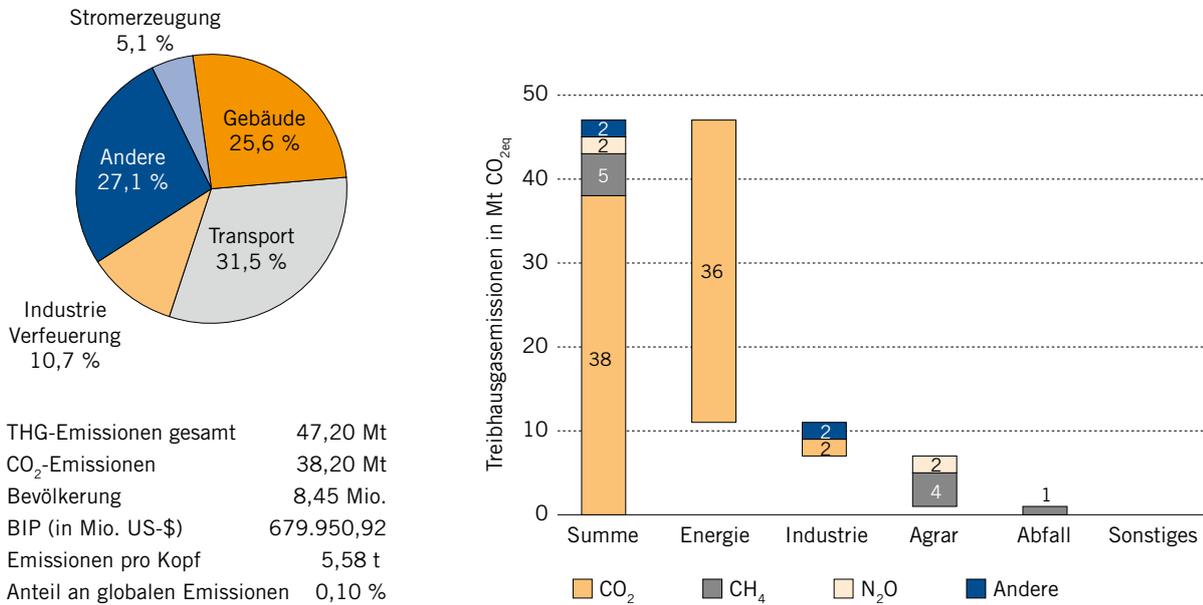
- Zementproduktion: ca. 2 Mt CO_{2aq} pro Jahr
- Abfall (Müllverbrennung, übriger Abfallsektor): 3–3,5 Mt CO_{2aq} pro Jahr
- Landwirtschaft/Nahrungsmittelproduktion: ca. 4,8 Mt CO_{2aq} pro Jahr

Als Lösungsansätze werden für die Industrie CCUS angesehen, für die Landwirtschaft sollten andere Technologien mit negativen Emissionen eingesetzt werden. Das theoretische Speicherpotenzial in der Schweiz wird mit 6 Mio. t CO₂ jährlich als obere Grenze angenommen, so dass die Schweiz kaum ohne internationale Aktivitäten oder zusätzliche technologische Lösungen auskommen wird.

Eine besondere Rolle spielt der Flugverkehr. Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr und der internationalen Schifffahrt fließen nach dem Territorialprinzip aktu-

35 Bundesamt für Umwelt BAFU, Klimaziel 2050: Netto-Null Treibhausgasemissionen, 26.2.2020

Abbildung 1.15: Verteilung der Emissionen der Schweiz nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Die Schweiz hat relativ hohe Anteile von Emissionen im Transport- und im Gebäudebereich.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

ell nicht in die Vermeidungsziele eines Landes ein. Über das EU-Emissionshandelssystem werden bislang Flüge innerhalb der Schweiz und des europäischen Wirtschaftsraums erfasst. Falls in Zukunft alle Flüge erfasst werden sollen – was für das Erreichen einer globalen Klimaneutralität unvermeidlich ist – rechnet das BAFU mit mindestens weiteren 5,4 Mt CO_{2aq} pro Jahr, die kompensiert werden müssen.

Fazit: Die Schweiz verfolgt ihr Ziel der Klimaneutralität bis 2050 durch den Einsatz vorhandener klimaschonender Technologien. Andererseits sieht das Bundesamt für Umwelt in verschiedenen schwer zu dekarbonisierten Bereichen der Wirtschaft Bedarf für negative Emissionen beispielsweise durch den Einsatz von CCUS.

USA

Die Vereinigten Staaten haben am 4. November 2019 offiziell ihren Rückzug vom Pariser Klimaabkommen bekannt gegeben. Rechtlich wirksam wird das im November 2020. Gleichzeitig bekräftigte die US-Regierung, dass sie Emissionen reduzieren will. Gegen den Rückzug aus dem Klimaabkommen regt sich lokaler Widerstand. Die drei Bundesstaaten Kalifornien, Hawaii und New York gehören der *Climate Ambition Alliance* an – ebenso meh-

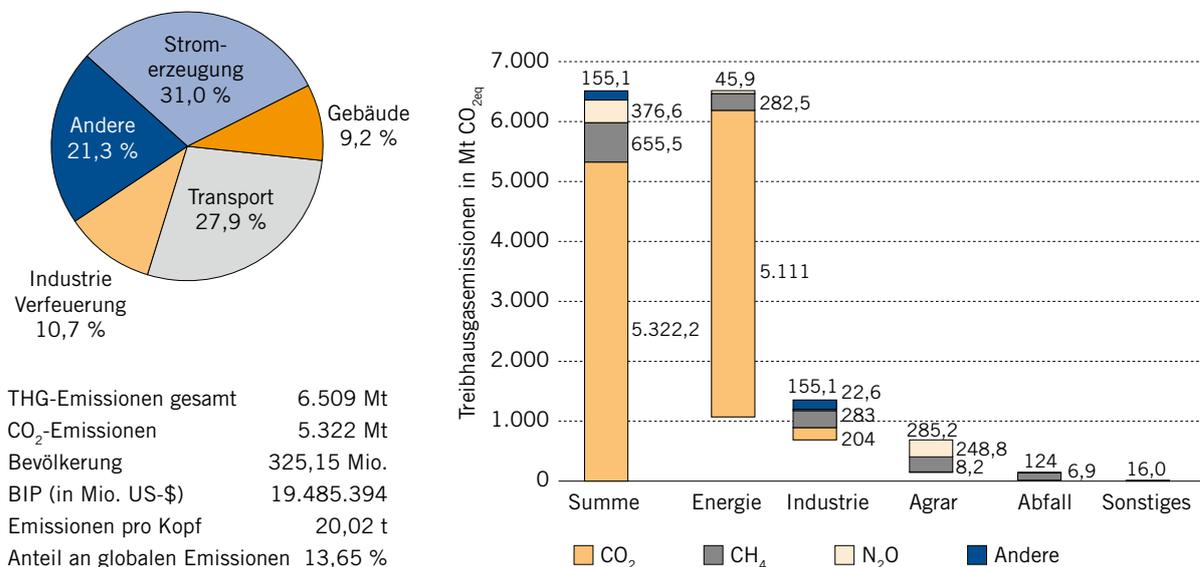
rere Städte, darunter Austin, Dallas, Houston und Washington, D.C. Auch diverse amerikanische Unternehmen gehören zu den Unterzeichnern wie Hewlett Packard, Levi Strauss, Nike und NRG Energy.

2019 kündigten die USA das Klimaabkommen von Paris

Daher wird der weitere Weg der USA in Bezug auf Klimaneutralität gekennzeichnet sein durch regionale und lokale Initiativen. Dabei können Bestimmungen in einem Bundesstaat im Laufe der Zeit auch von anderen Bundesstaaten übernommen werden. Ein Beispiel dafür ist der „*Low Emission Vehicle*“-Standard, der in Kalifornien entwickelt worden ist. Er wurde bislang von dreizehn anderen Bundesstaaten übernommen, seine Einführung wird in sechs weiteren Bundesstaaten diskutiert. Da Kalifornien in Bezug auf Umweltfragen als Vorreiter in den USA gilt, lohnt es sich, Kalifornien genauer zu betrachten.

Kaliforniens ursprüngliches Ziel einer 80 %-Reduktion bis 2050 wurde 2018 verschärft: zum einen wurde ein Gesetz verabschiedet mit dem Ziel einer 100 %-CO₂-freien Stromnutzung bis 2045. Zum anderen eine „Ex-

Abbildung 1.16: Verteilung der Emissionen der USA nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Die USA weisen 2017 im Vergleich zu anderen Ländern einen sehr hohen Anteil an Transportemissionen auf. Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

cutive Order“ mit dem Ziel eines klimaneutralen Kaliforniens bis 2045, die eher den Charakter eines Erlasses hat und keine unmittelbare rechtliche Bindung hat. Damit wird der Weg Kaliforniens nicht durch ein einzelnes Gesetz beschrieben, sondern durch eine Abfolge verschiedener Maßnahmen.

Anfang 2020 hat das Lawrence Livermore National Laboratory (dem Energieministerium der USA unterstehend) die Studie „Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California“ vorgestellt, in welchem der Weg für Kalifornien skizziert wird. Kalifornien muss demnach jährlich 125 Mio. t CO₂ vermeiden. Die Studie betrachtet nur Maßnahmen, die in Kalifornien durchgeführt werden. Die Kosten werden mit etwas weniger als 0,4 % des jährlichen BIP von Kalifornien angegeben. Die Studie empfiehlt drei Säulen zum Erreichen der Klimaneutralität: 25 Mio. t CO₂ können in natürlichen und in genutzten Flächen jährlich absorbiert und gespeichert werden, 84 Mio. t CO₂ durch die Nutzung von Biomasseabfällen und 16 Mio. t CO₂ durch DACCS, d. h. technische Anlagen, die CO₂ aus der Luft filtern und im Untergrund speichern. DACCS soll insbesondere auch dazu genutzt werden, die Wirkungen anderer Klimagase v.a. von Methan und Lachgas zu kompensieren.

➤ Gesetze für Null-Emissions-Fahrzeuge und Null-Emissions-Gebäude in Kalifornien

Die Gesetzgebung Kaliforniens zielt mit dem *Zero-Emission-Vehicle Programm* schon seit 1990 auf die Reduzierung von Emissionen aus dem Straßenverkehr ab. War diese Reduktion anfangs noch eine Maßnahme gegen den Smog in einigen kalifornischen Städten, kam bald Klimaschutz als ein weiterer Beweggrund hinzu. Entsprechend der Gesetzgebung soll es bis 2030 5 Mio. Zero-Emissions-Vehicles und bis 2025 250.000 Ladestationen für Elektroautos in Kalifornien geben.

Für den Gebäudebereich sieht das „Zero-Emissions Buildings and Sources of Heat Energy“-Gesetz vor, dass ab 2030 neue Gebäude keine Emissionen mehr verursachen. Ebenso ist verankert, dass eine Strategie entwickelt werden soll, um eine Emissionsreduktion des Gebäudebestands ab 2030 von 40 % im Vergleich zum Referenzjahr 1990 zu erreichen.

Eine Analyse des Climate Action Tracker³⁶ geht davon aus, dass die Summe aller regionalen Ziele in den USA in

36 <https://climateactiontracker.org/countries/usa/> (abgerufen am 25.3.2020)

Schlagweite des ursprünglichen US-Ziels für 2025 liegt – dieses wird aber auch nicht als besonders ambitioniert eingeschätzt wird. Sowohl der Climate Action Tracker als auch die EIA³⁷ gehen davon aus, dass sich die US-Emissionen in der Dekade bis 2030 seitwärts bewegen oder sogar moderat steigen. Bislang sind 22 Bundesstaaten, 550 Städte und 900 Unternehmen Klimaverpflichtungen eingegangen. Durch diese Programme z. B. zum Erneuerbarenausbau tragen alle US-Bundesstaaten mehr oder minder ausgeprägt zum Klimaschutz bei.

Deutliche Reduktionen der CO₂-Emissionen verzeichnete der Stromsektor in den USA. Gemäß IEA³⁸ sanken diese seit dem Jahr 2000 um mehr als 25 % trotz eines 10%igen Anstiegs des Stromverbrauchs. Ursächlich hierfür ist eine durch niedrige Gaspreise bedingte Transformation der Stromerzeugung. So betrug der Anteil der Kohleverstromung im Jahr 2000 noch über 50 %, während er im Jahr 2018 auf unter 30 % zurück ging. Im gleichen Zeitraum verdoppelte sich hingegen der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung und stieg von 16 % auf deutlich über 30 %.

Die Forschungsaktivitäten in den USA weisen ein beträchtliches Volumen auf. Sanchez et al.³⁹ nennt 7 Mrd. US\$ seit 2008 für die CCS-Forschung (Grundlagenforschung, Technologieentwicklung) durch das *Department of Energy*. Bei den umgesetzten Projekten entfallen rund drei Viertel auf Bioaffinerien. Im März 2020 kündigte das Department of Energy und das National Energy Technology Laboratory an, 22 Mio. US-\$ für die Erforschung von Direct Air Capture Technologien bereitzustellen.⁴⁰

Eine treibende Kraft für CCS in den USA ist die „Enhanced Oil Recovery“ (EOR). Hierbei wird das CO₂ aus Kohlekraftwerken in den Boden verpresst, um höhere Förderraten aus bestehenden Ölfeldern zu erreichen. Der wesentliche Treiber für diese Projekte sind steuerliche Gutschriften: dauerhaft gespeichertes CO₂ erfährt eine Gutschrift von 50 US-\$/t, für EOR genutztes CO₂ eine Gutschrift von 35 US-\$/t.⁴¹ Bei dem Projekt Petra Nova in

Texas werden täglich 5.000 t CO₂ eingefangen und über eine 80-Meilen-Pipeline zu einem Ölfeld geführt, was zu einer Steigerung der Produktion von 300 auf 4.000 Barrels täglich geführt hat. Trotz der Ölförderung weist die Bilanz negative Emissionen auf, da die Mehrförderung von 3.700 barrels rund 1.850 t CO₂ entspricht. Wichtiger ist aber der Nachweis, dass der großtechnische CO₂-Einfang und Transport auf größeren Skalen funktioniert. Andere Rechnungen zeigen jedoch, dass üblicherweise EOR nicht zu negativen Emissionen führt, sondern die spezifischen Emissionen von Rohöl um knapp 10 % senkt, von 500 kg CO₂/bbl auf 438 kg CO₂/bbl.⁴²

Fazit: Während die USA sich aus dem internationalen Klimaabkommen zurückzogen, treiben einzelne Bundesstaaten den Klimaschutz durch eigene Ziele, Standards und den Beitritt zu internationalen Abkommen weiter voran. Auch das Marktgeschehen beeinflusste die CO₂-Emissionen in den USA: So sanken diese im Stromsektor aufgrund von Wettbewerbsvorteilen für Erdgas gegenüber Kohle. Die Forschung im Bereich der Klimaschutz-Technologien wie CCS wird umfangreich gefördert.

Japan

Japan will bis spätestens 2050 klimaneutral sein, erklärte die japanische Regierung im Juni 2019. Das bisherige Ziel war eine Reduktion der Emissionen bis 2050 um 80 % zum Referenzjahr 2010. Als Innovationsschwerpunkte zur Zielerreichung sieht Japan Wasserstofftechnologien sowie die Speicherung (CCS) und Nutzung von CO₂ (CCUS). Angestrebt wird die Wirtschaftlichkeit von CCUS bis 2023 und von CCS bis 2030. Die Produktionskosten von Wasserstoff sollen bis 2050 um mehr als 90 % gesenkt werden.

Im März 2020 beschloss die japanische Regierung das Klimaziel 2030 wie bisher bei –26 % gegenüber dem Basisjahr 2013 zu belassen.

Japan will hohen Kohleanteil in der Stromerzeugung beibehalten und mit CCS klimaneutral gestalten

37 EIA Annual Energy Outlook 2020 (29. Januar 2020) (<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>)

38 IEA Electricity Information 2019 & CO₂-Emissions 2019 from Fuel Combustion, abgerufen über Data browser <https://www.iea.org/countries/united-states>

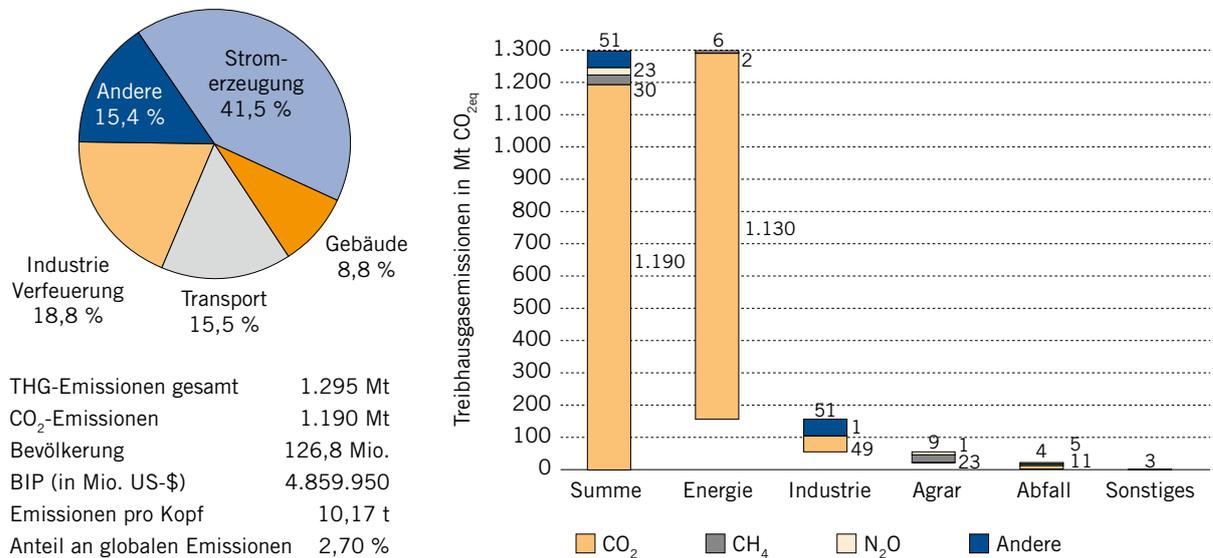
39 Daniel L Sanchez et al 2018 Environ. Res. Lett.13 015005, Federal research, development, and demonstration priorities for carbon dioxide removal in the United States

40 Department of energy to provide \$22 million for research on capturing carbon dioxide from air, <https://www.netl.doe.gov/node/9636>

41 Clean Air Task Force, The Role of 45Q Carbon Capture Incentives in Reducing Carbon Dioxide Emissions, 2017

42 How green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO₂-enhanced oil recovery (CO₂-EOR) sites, International Journal of Greenhouse Gas Control 51 (2016) 369-379, Nicholas A. Azzolina et al.

Abbildung 1.17: Verteilung der Emissionen Japans nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Japan hat sehr hohe Anteile bei Emissionen aus der Stromerzeugung.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Da Japan neben erneuerbaren Energien auch weiterhin Kohle und Gas als wesentlichen Beitrag zur Stromerzeugung ansieht, ist die Konzentration auf CCS verständlich. An dem vorher erwähnten Projekt Petra Nova in Texas ist daher auch JX Nippon Oil beteiligt, um so Erfahrungen mit der Technologie zu gewinnen. Japan ist zu einem sehr hohen Grade von Energieimporten abhängig (rund 94 % des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt). Da der Ausbau erneuerbarer Energien aus geographischen Gründen sehr schwierig ist, sieht Japan in Kohle und Gas Primärenergieträger, die im globalen Markt ausreichend und wettbewerbsfähig verfügbar sind.

Das japanische Wirtschaftsministerium METI sieht zudem in erneuerbarem Wasserstoff eine große Chance⁴³: Wasserstoff kann auch in Verbindung mit CCS klimafreundlich hergestellt werden und zur Diversifikation des Primärenergieimports beitragen. Zudem sieht sich Japan aus technologischer Sicht in einer hervorragenden Position, um Innovationen in der Wasserstofftechnologie voranzutreiben. Anwendungsbereiche sieht das METI bei der Stromerzeugung, in Industrieprozessen und im Transport.

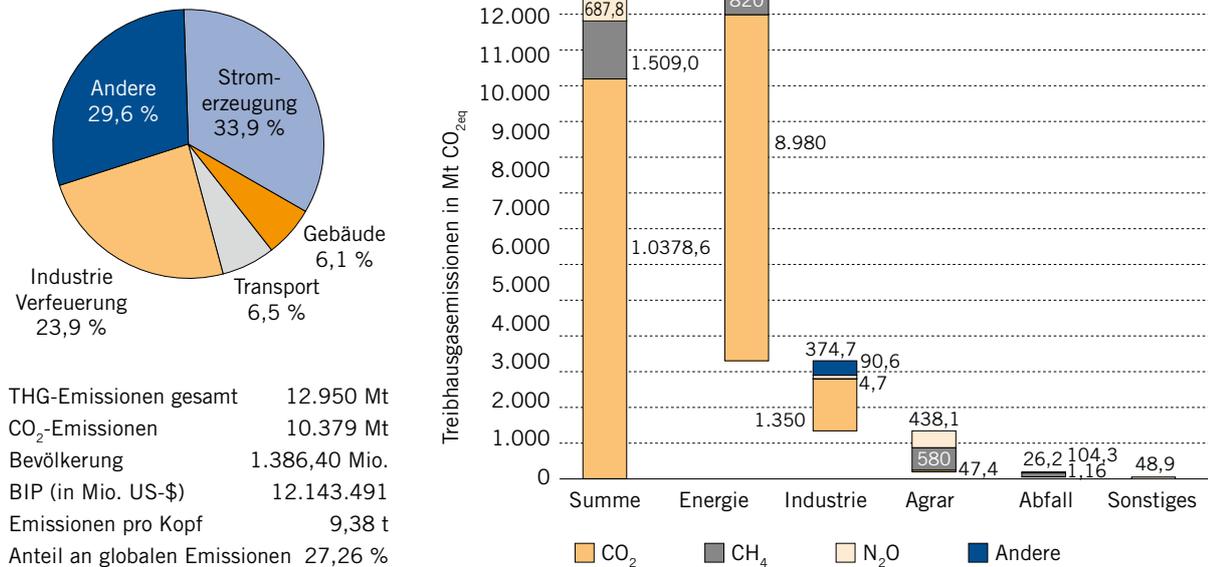
Für ein Land mit hoher Importabhängigkeit und geringen eigenen Potenzialen an erneuerbaren Energien wie Japan sind zudem strategische Partnerschaften mit potentiellen Wasserstoffexporteuren von großer Bedeutung. So vereinbarte Japan mit Australien Anfang 2020 eine Technologiepartnerschaft.⁴⁴ Bereits Ende 2019 gab Kawasaki Heavy Industries den Baubeginn der „Suiso Frontier“ bekannt, ein Schiff für den Transport von Flüssigwasserstoff, das ab Ende 2020 die Route zwischen Australien und Japan befahren soll.

Fazit: Japan plant sein Ziel der Klimaneutralität bis 2050 u. a. durch den Einsatz von CCS zu erreichen, um so den hohen Anteil an Kohlekraftwerken im Stromsektor beizubehalten. Auch der Einsatz von Wasserstoff in den Bereichen Strom, Transport und Verkehr wird vorangetrieben.

43 METI, Basic Hydrogen Strategy, 2017

44 Media release Department of Industry, Science, Energy and Resources, 10 January 2020, Australia, Japan agreement an exciting step towards hydrogen future <https://www.minister.industry.gov.au/ministers/canavan/media-releases/australia-japan-agreement-exciting-step-towards-hydrogen-future>

Abbildung 1.18: Verteilung der Emissionen Chinas nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



China steht für mehr als ein Viertel der globalen THG-Emissionen mit hohen Anteilen aus der Stromerzeugung und der industriellen Verfeuerung (Jahr 2017). Die im Vergleich zu anderen Industrieländern relativ niedrigen pro-Kopf-Emissionen deuten die weiter möglichen Zuwächse an.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

China

China hat in seinem eingereichten NDC erklärt, dass die CO₂-Emissionen spätestens im Jahr 2030 den höchsten Wert erreichen werden und ab dann fallen sollen. Dazu sollen strenger werdende Ziele in Bezug auf die Energieintensität dienen, die aber alleine nicht zu einem Rückgang der absoluten Emissionen führen. Im Rahmen der COP-25 deutete sich an, dass China einen ehrgeizigeren NDC einreichen möchte, was sich aber auch erst realisieren muss.

China bietet ein sehr wechselvolles Bild, was bei einem Land dieser Größe nicht verwundern sollte. Laut einem Forschungsinstitut des staatlichen Energiekonzerns State Grid China werden in China langfristig mindestens 1.250 GW an Kohlekraftwerken benötigt, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten und damit fast das 30-fache der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland.⁴⁵ Allerdings fehlt es in letzter Zeit auch nicht an Hinweisen, dass die Reservemargen im chinesischen System schon seit geraumer Zeit mit ca. 50 % sehr auskömmlich sind

und der notwendige Zubau eher gering ist.⁴⁶ Teilweise erreichen Kohlekraftwerke nur noch sehr niedrige Auslastungen im Betrieb von unter 50 %.⁴⁷ Chinas Fünf-Jahres-Plan für die Periode 2016–2020 nennt eine nicht zu überschreitende Obergrenze von 58 % Kohle am Energiemix. Neueste Informationen bestätigen die Ausbauprospektive für Kohlekraftwerke. So rechnet der China Electricity Council mit ca. 1.250 GW Kohlekraftwerkskapazität zum Ende des Jahres 2025 und damit mit 200 GW mehr als im Jahr 2020. Darüber hinaus sind chinesische Unternehmen auch außerhalb Chinas sehr aktiv in der Kohleförderung und im Neubau von Kohlekraftwerken. Gleichzeitig ist China einer der führenden Produzenten von erneuerbaren Anlagen und Elektroautos. In China soll 2020 auch ein nationales Emissionshandelssystem eingeführt werden und ein verpflichtendes System mit erneuerbaren Zertifikaten mit unterschiedlichen Zielen für die Provinzen.

45 Kraftwerksliste, Bundesnetzagentur Stand 01.04.2020: 43 GW installierte Nettoleistung Braun- und Steinkohle

46 Jiang Lin et al., A regional analysis of excess capacity in China's power systems, Resources Conservation and Recycling 129, p. 93-101Z, February 2018

47 Carbon Brief, Analysis: Will China build hundreds of new coal plants in the 2020s?, 24 March 2020

➤ Spitzenwert der Emissionen soll spätestens 2030 erreicht werden

Will China die Ziele des Pariser Klimaabkommens erreichen, muss nach 2030 ein sehr steiler Reduktionspfad gewählt werden, der China vor große Herausforderungen stellen wird. China ist sich dieser Tatsache bewusst und startete im Fünf-Jahres-Plan ein nationales Pilotprogramm „Near-zero Carbon“. Ein Beispiel ist Meishan, das sich in den letzten zwanzig Jahren von einem Fischerdorf zu einer Stadt mit Hafen entwickelt hat. Der Entwicklungsplan geht davon aus, dass die Bevölkerung um einen Faktor 3,3 bis 2030 wächst und die Wirtschaft um mindestens einen Faktor 3,8. Die Gesamtemissionen in Meishan sollen jedoch unterhalb des Wertes für 2017 (rund 300.000 t CO₂) bleiben, im Gegensatz zu einer Vervierfachung in einem *business-as-usual* Szenario. Zur Erreichung dieses Ziels soll vor allem der Strommix beitragen (49,8 % Zielanteil), aber auch Effizienzmaßnahmen im Bereich Industrie, Transport und Gebäude (36,9 % Zielanteil). Die Energieversorgung soll ohne Kohle auskommen und stattdessen auf einen Mix aus erneuerbarer Energien (mit einem Primärenergieanteil von 71 %) und Gas setzen. Die weitere Entwicklung der Wirtschaft soll dabei einen Schwerpunkt in emissionsarmen Bereichen suchen (13,3 % Zielanteil).

Begünstigt durch stark sinkende Kosten und staatliche Förderung hat sich der Anteil von erneuerbaren Energien, insbesondere Solar- und Windenergie, in den letzten 5 Jahren stark erhöht. Dieser beträgt heute fast 20 % bezogen auf die installierte Erzeugungskapazität und ca. 10 % bezogen auf die erzeugte Strommenge. Hinzu kommt die Wasserkraft, welche in etwa 1/5 der Stromerzeugung und Kraftwerkskapazität ausmacht. Ein starker Fokus auf Zubau von Solar und Wind führte in der Vergangenheit zu temporären Erzeugungsüberschüssen, welche aufgrund von Restriktionen im Netz nicht genutzt werden konnten. Trotz deutlicher Reduktion der Einspeisevergütungen in den letzten Jahren, setzt die chinesische Regierung ihre Unterstützung der erneuerbaren Energien mit einem deutlich stärkeren Fokus auf Netzintegration fort.

China setzt also den Schwerpunkt bei Klimaneutralität auf Regional- und Stadtentwicklung für Gebiete, die noch entwickelt werden, weniger auf Maßnahmen, die sich auf den Bestand fokussieren. Offen ist allerdings, wann aus den Pilotprojekten die Umsetzung auf größeren Skalen erfolgt.

Auch im Verkehrssektor⁴⁸ ist bzw. war China Vorreiter: 50 % des globalen Markts für Elektroautos im Jahr 2018 entfielen auf China. Nachdem die Subventionen jedoch um die Hälfte reduziert wurden, brach dieser Markt ein, dennoch gehen Beobachter davon aus, dass das Ziel von 5 Mio. verkauften Elektroautos bis 2020 erreicht wird, für Ende 2019 wird die Anzahl der Elektroautos auf 3,8 Mio. geschätzt.⁴⁹ Parallel dazu setzt sich China auch bei der Wasserstoffmobilität neue Ziele mit 1 Mio. Brennstoffzellenautos bis 2030.

Fazit: China ist für rund ein Viertel aller globalen THG-Emissionen verantwortlich, daher haben die politischen Klimaschutzmaßnahmen in dem Land starke Auswirkungen auf die gesamte Welt. Insbesondere auf lokaler Ebene werden Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt, die perspektivisch auf das gesamte Land übertragen werden. Politische Maßnahmen umfassen neben der Förderung von erneuerbaren Energien, Elektro- und Wasserstoffmobilität auch die Einrichtung von Emissionshandlungssystemen.

Indien

Indien als der weltweit drittgrößte Emittent hat wie China als stark wachsendes Land keine absoluten, sondern spezifische Emissionsziele bis 2030. Zur Verringerung der Emissionsintensität will Indien bis 2030 den Anteil an nicht fossil-basierter Stromerzeugung auf 40 % erhöhen und durch Aufforstungsprojekte bis 2030 kumulierte Senken zwischen 2,5 und 3 Gt CO₂ erreichen. Dabei soll vor allem der starke Ausbau an erneuerbaren Energien helfen: Bis 2022 sollen 175 GW erneuerbare Kapazitäten errichtet sein, langfristig nannte Premier Modi das Ziel von 450 GW – allerdings blieb der Zeitpunkt offen.⁵⁰ Ende 2019 waren 32 GW Solarphotovoltaik, rund 37 GW Onshore-Wind und 15 GW Kleinwasserkraft installiert. Vor allem PV hat in den letzten Jahren enorme Wachstumsraten gezeigt.

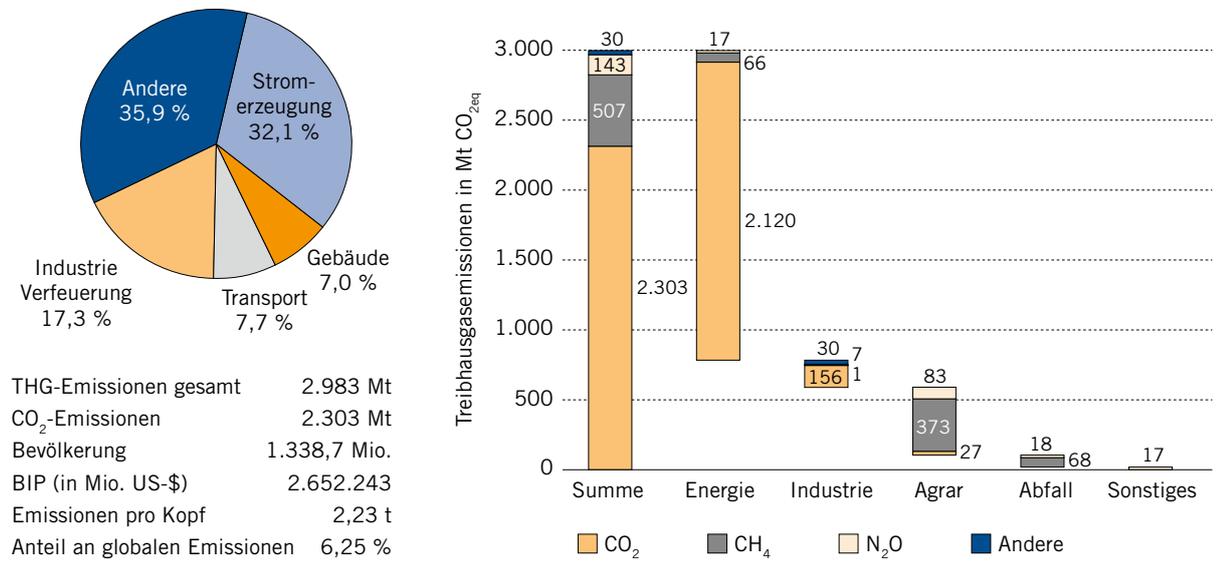
➤ Indien will durch Waldprojekte die CO₂-Senken stärken

48 Lutz Berners, OWC Außenwirtschaft, Chinas NEV-Strategie 2021–2035, 24.3.2020

49 Energypost.eu, China's 2019 electricity generation reviewed as its next 5-year plan is drafted, Simon Göss, March 24, 2020

50 IEA, India 2020 – Energy Policy Review, January 2020

Abbildung 1.19: Verteilung der Emissionen Indiens nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Indien zeigt relativ hohe Emissionsanteile aus der Stromerzeugung. Trotz der Größe des Landes spielen Transportemissionen (noch) keine große Rolle. Die pro-Kopf-Emissionen liegen deutlich unter den Daten für viele Industrieländer, was das hohe Potenzial zur Steigerung der Emissionen aufzeigt.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Für Indien ist jedoch neben einem starken Ausbau an Erneuerbaren auch ein starkes Wachstum bei der Kohle zu sehen. Indien ist hinter China auf Platz 2 der Kohleproduzenten. Kohle steht für rund drei Viertel der Stromproduktion Indiens. Indien steht daher vor dem schwierigen Spagat, die weitere Entwicklung des Landes – viele der UN Social Development Goals sind eng mit Elektrifizierung verbunden – zu gewährleisten und dabei die Klimaziele zu beachten. Es besteht eine gewisse Hoffnung, dass der aktuelle Zubau von 50 GW neuer Kohlekraftwerke dazu führen wird, dass ältere Kohlekraftwerke vom Netz gehen.

Zugleich sieht Indien in CCS eine Lösungsoption, ist hier aber vor allem in einem beobachtenden Status. Pläne für ein kleineres CCUS-Projekt und ein EOR-Projekt existieren. Bislang gibt es zudem nur wenige Studien zu den geologischen Speichermöglichkeiten in Indien, so dass hier noch große Unsicherheit vorherrscht.⁵¹

Beim Thema Elektromobilität hat Indien das Ziel eines Anteils von Elektroautos von 30 % bis 2030. Parallel dazu sieht Indien in der Entwicklung von Stromspeichern

große Chancen für die eigene Industrie. Das wird auch durch Forschungsgelder unterstützt. Insgesamt gab Indien 2017/2018 rund 110 Mio. US\$ für Forschung im Bereich saubere Energien aus.

Fazit: Indien verfolgt derzeit spezifische Klimaschutzziele, wie den Ausbau erneuerbarer Energien sowie Aufforstungsprojekte. Die Elektrifizierung des Landes, um die Entwicklung weiter voranzutreiben, stehen zum Teil in Konflikt mit dem Klimaschutz: Drei Viertel der Stromerzeugung Indiens basiert auf Kohle. Perspektivisch könnte CCS eine wichtige Option im Klimaschutz für Indien sein. Elektromobilität als auch elektrische Speichertechnologien haben einen hohen Stellenwert.

⁵¹ Peter Viebahn et al., Future CCS implementation in India: a systemic and long-term analysis, Energy Procedia 4 (2011) 2708-2715

Afrika

Afrika hat nur einen geringen Beitrag an den globalen THG-Emissionen. Die IEA erwartet in allen Szenarien, dass dies bis 2040 weiterhin der Fall bleibt⁵², obwohl für Afrika ein deutliches Wirtschafts- und starkes Bevölkerungswachstum angenommen wird. Die fünf größten Emittenten verantworten in Summe die Hälfte aller afrikanischen Emissionen: Südafrika (18 %), Nigeria (11 %), Ägypten (10 %), Algerien (8 %) und Äthiopien (4 %).

➤ Afrikanische Länder können mit einer Sprungentwicklung THG-arme Industrieländer werden

Technologische Verbesserungen und Ressourcenausstattung eröffnen Afrika die Möglichkeit zu einem kohlenstoffarmen Entwicklungsmodell, bei dem weniger Kohle und Gas für den wachsenden Energiehunger eingesetzt wird als in anderen Ländern. Afrika hat ein enormes Potenzial in Bezug auf Wasserkraft und Solarenergie. Umgekehrt gilt jedoch auch: solange das Potenzial nicht ge-

hoben wird, besteht ein erhebliches Risiko, dass Afrika mit weiter fortschreitender Industrialisierung die THG-Emissionen deutlich steigert. Das deuten die bislang eingereichten *pledges* an: sie summieren sich im besten Fall auf 5,3 Gt pro Jahr im Jahr 2030 – eine deutliche Steigerung im Vergleich zu den 3,0 Gt für 2017.

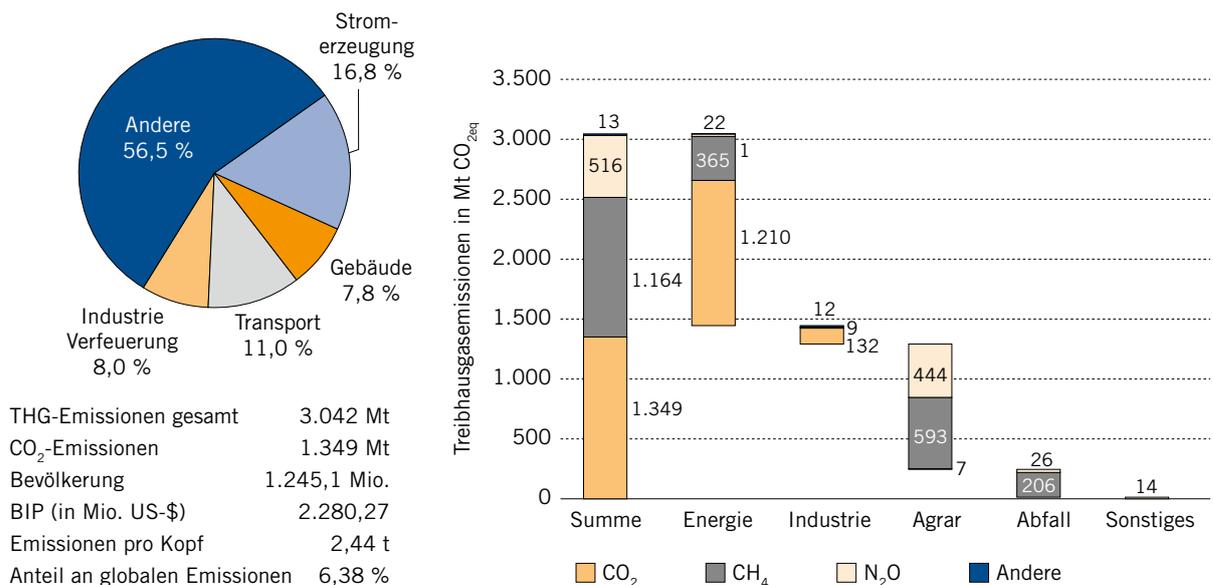
Unter den 73 Vertragsparteien der Climate Ambition Alliance befinden sich auch eine Reihe afrikanischer Länder, wie Benin, Demokratische Republik Kongo, Namibia und Südsudan. Daneben gibt es eine Reihe lokaler Initiativen wie in Südafrika, die auf „zero carbon buildings“ abzielen.

Afrika spielt dank des Waldreichtums ebenso eine wichtige Rolle als CO₂-Senke. Allerdings deutet sich in letzter Zeit auch an, dass die Bodendegradation eine starke Quelle für THG-Emissionen sein kann⁵³. Daher können in Afrika auch mit dem Schutz bestehender Umweltressourcen bedeutende Gewinne für den globalen Klimaschutz erreicht werden. Beispielhaft ist das Projekt „The Great Green Wall Initiative“ zu nennen, welches bereits

53 University of Edinburgh. „Satellite study reveals that area in Africa emits one billion tonnes of carbon.“ ScienceDaily. ScienceDaily, 13 Aug 2019 <http://www.sciencedaily.com/releases/2019/08/190813112213.htm>

52 IEA, Africa Energy Outlook 2019, November 2019

Abbildung 1.20: Verteilung der Emissionen Afrikas nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Aufgrund der geringen Industrialisierung hat Afrika relativ hohe Anteile bei den Agraremissionen.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

2007 ein grünes Band entlang der Sahara-Wüste aufforstet und bis 2030 insgesamt 100 Mio. Hektar wieder nutzbar machen und damit ca. 250 Mt CO₂ speichern möchte.⁵⁴

Fazit: Dem afrikanischen Kontinent werden geringe THG-Emissionen bis sogar 2040 vorausgesagt. Das Potenzial für CO₂-Senken insbesondere durch Aufforstung kann eine wichtige Rolle spielen. Einzelne Staaten etablieren Klimaschutzziele und -maßnahmen, teilweise auch grenzüberschreitend.

Chile

Chile formuliert derzeit ein neues Rahmengesetz zum Klimawandel, dessen Hauptziele die Erreichung der THG-Neutralität im Jahr 2050, die Erhöhung der Widerstandsfähigkeit gegen Auswirkungen des Klimawandels und die Einhaltung der internationalen Verpflichtungen zum Klimawandel sind. Der aktuelle Gesetzesentwurf (Anfang 2020), umfasst Governance- und Managementinstrumente, Finanzierungsmaßnahmen und wirtschaftliche Instrumente. Dabei wird auch eine CO₂-Steuer als

Instrument eingesetzt: Thermische Kraftwerke größer 50 MW werden mit einer Steuer von 5 US\$ je Tonne CO₂ belegt. Die Steuer soll nach einer Änderung im Frühjahr 2020 für Anlagen gelten, die mehr als 25.000 t CO₂ pro Jahr emittieren.⁵⁵

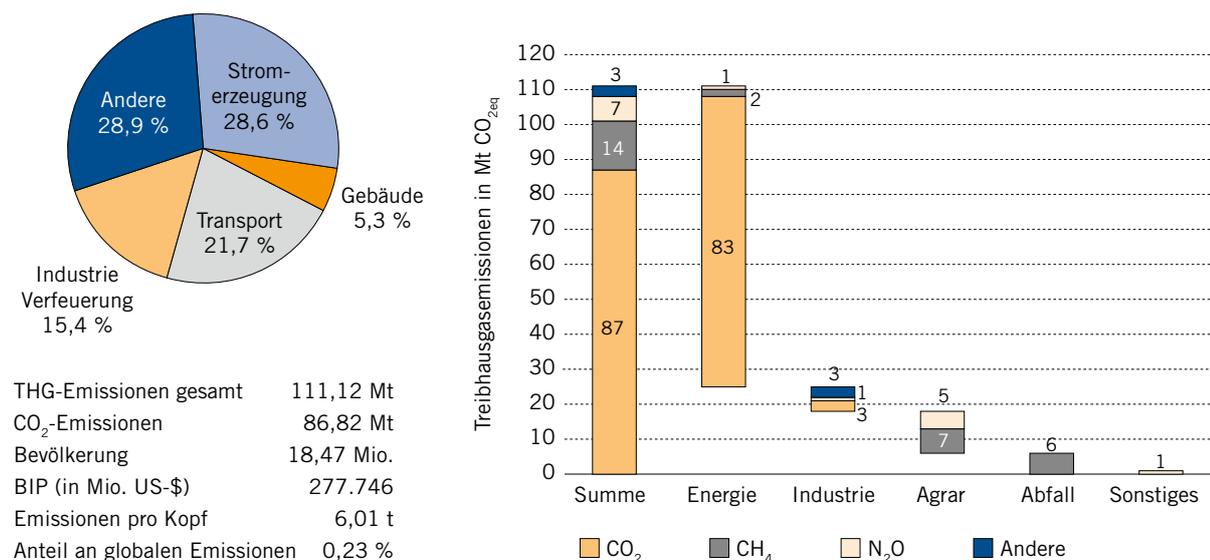
Chile hat ausgezeichnete Perspektiven ein Exporteur erneuerbaren Wasserstoffs zu werden

Anfang Juni 2019 legte die Regierung zudem einen detaillierten Zeitplan für die erste Phase der Stilllegung der Kohlekraftwerke vor, in der acht Kraftwerke bis 2024 stillgelegt werden sollen. Der Plan wurde wenige Tage später mit zwei 171-MW-Blöcken des Tocopilla umgesetzt, die nach etwas mehr als drei Jahrzehnten Betrieb abgeschaltet werden. In der zweiten Phase sollten die restlichen 20 Kohlekraftwerke des Landes bis 2040 den Betrieb einstellen. Die chilenische Regierung hat zugesagt, regulatorische Änderungen und Investitionen zu beschleunigen, um die angekündigten Stilllegungen durchführbar zu machen. Nach Angaben des Energie-

54 <https://www.unccd.int/actions/great-green-wall-initiative>

55 International Carbon Action Partnership (ICAP) ETS Detailed Information Chile, Last Update: 24 March 2020

Abbildung 1.21: Verteilung der Emissionen Chiles nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Chile reagiert auf den relativ hohen Anteil an Emissionen aus der Stromerzeugung durch seine Ausbaupläne für Erneuerbare, zumal das Land über sehr hohe Potenziale in dem Bereich verfügt. Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

ministeriums verfügt Chile derzeit über eine Projekte von 602 Kilometern Übertragungsleitungen und 3,562 MW Kraftwerken, von denen 97 % Projekte für erneuerbare Energien sind.

Chile sieht dabei auch perspektivisch die Möglichkeit, von einem Energieimporteur zu einem Exporteur zu werden: Die hohe Standortgüte für erneuerbare Energien kann aus Chile einen Lieferanten für erneuerbar erzeugten Wasserstoff bzw. dessen Folgeprodukte machen.⁵⁶

Chile will die nationalen Senken durch Waldprojekte nutzen. Ende 2019 unterzeichnete Chile eine Vereinbarung mit der *Forest Carbon Partnership Facility* (FCPF) um die Aufnahmefähigkeit der Wälder zu steigern.

Fazit: Chile verfolgt sein Ziel der Klimaneutralität insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und Abschalten von Kohlekraftwerken. Ferner positioniert sich das Land als potenzieller Hersteller und Exporteur von erneuerbarem Wasserstoff.

⁵⁶ Frontier Economics, International Aspects of a Power-to-X roadmap, 18th October 2018

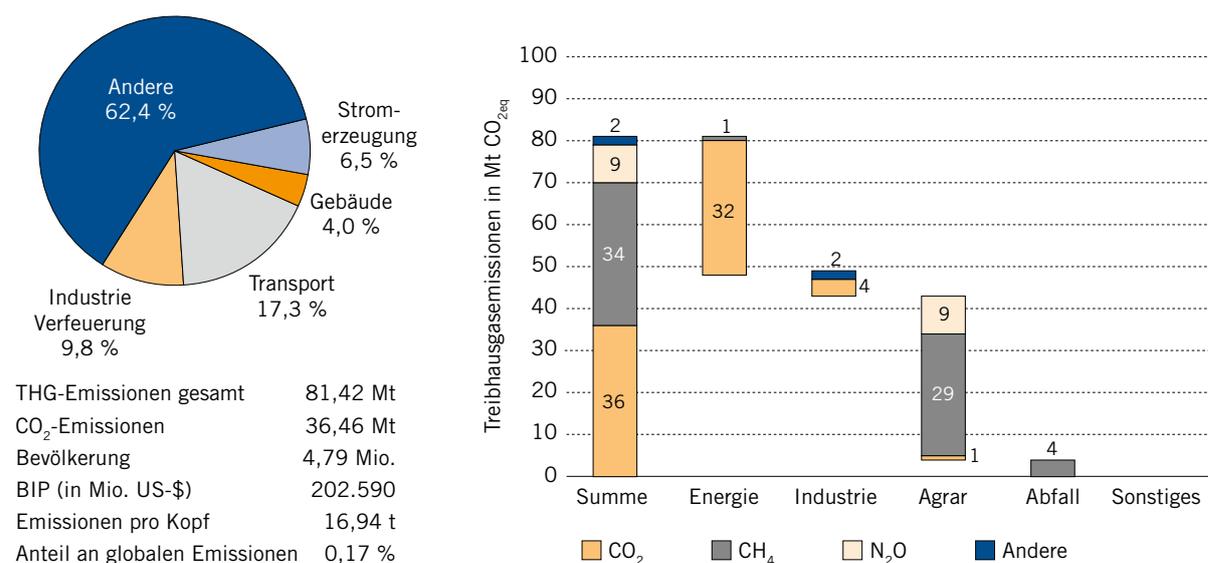
Neuseeland

Der neuseeländische Gesetzgeber hat im November 2019 ein Klimaschutzgesetz (*Zero Carbon Amendment Act*) verabschiedet mit dem Ziel, die THG-Emissionen bis 2050 auf ein nahezu neutrales Niveau zu senken: Neuseeland soll dann keine THG außer Methan produzieren. Methan kommt eine Sonderrolle zu, da die Landwirtschaft eine wichtige Rolle für die neuseeländischen Exporte spielt. Bis 2030 sollen jedoch 10 % des biologischen Methans und bis 2050 24 % bis zu 47 % eingespart werden. Neuseeland setzt bei der Zielerreichung auf nationale Vermeidung und plant keine Anrechnung durch internationale Projekte für die Ziele.

Der Weg zu einem (nahezu) treibhausgasneutralen Neuseeland wird durch eine neue, unabhängige Klimakommission (*Climate Change Commission*) begleitet, um die Regierung bei der Erreichung ihrer langfristigen Ziele zu unterstützen.

Die Vorgaben für Emissionsziele wird schrittweise erfolgen durch die vorläufige Festlegung von Emissionen für die Jahre 2021–2025, gefolgt von drei Zielvorgaben für 2022–2025, 2026–2030 und 2031–2035. Alle anderen Zielvorgaben müssen mindestens 12 Jahre vorher festgelegt werden. Der Pfad bis 2050 wird also adaptiv bestimmt.

Abbildung 1.22: Verteilung der Emissionen Neuseelands nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Neuseeland hat einen auffallend hohen Anteil an Emissionen aus dem Agrarsektor mit knapp 50 %.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Die Methanemissionen stammen vor allem aus dem Agrarsektor

Neuseeland erzeugt rund 80 % seines Stroms aus erneuerbaren Energien. Diese sollen weiter ausgebaut werden. Für die Haushalte sollen verstärkt Wärmepumpen genutzt, für industrielle Wärmenutzung soll Biomasse eingesetzt werden. Die Regierung stellt ihre Flotte auf Elektrofahrzeuge um und arbeitet daran, auch andere Fahrzeuge auf Elektroantrieb umzustellen. Die Regierung hat auch ein Programm zur Subventionierung der Hausisolierung neu gestartet und investiert in den nächsten 10 Jahren 14,5 Mrd. US-Dollar in die Infrastruktur für Transport, Radfahren und Wandern. Neuseeland hat sich zudem verpflichtet, bis 2028 1 Mrd. Bäume zu pflanzen.

Die Landwirtschaft ist die größte einzelne Quelle für THG-Emissionen in Neuseeland und machte 2017 48 % der Gesamtemissionen des Landes aus. Die Methanemissionen von Wiederkäuern machten 34 % der Gesamtemissionen aus. Wiederkäuer wie Schafe und Rinder setzen Methan frei, wenn sie Gras und andere Blätter verdauen. Es gibt keine einfache Möglichkeit, das zu verhindern, aber Wissenschaftler haben herausgefunden, dass die Zugabe bestimmter Pflanzen zur Tierernährung die Menge an freigesetztem Methan verringern kann.

Fazit: Methan-Emissionen spielen für Neuseeland eine wichtige Rolle aufgrund der Schaf- und Rinderwirtschaft. Das Land ist daher von dem Ziel Netto-Null-THG-Emissionen bis 2050 zu erreichen ausgeschlossen. Neben dem Ausbau der Erneuerbaren setzt die Regierung vor allem auf Elektrifizierung und auf Aufforstung.

Bhutan

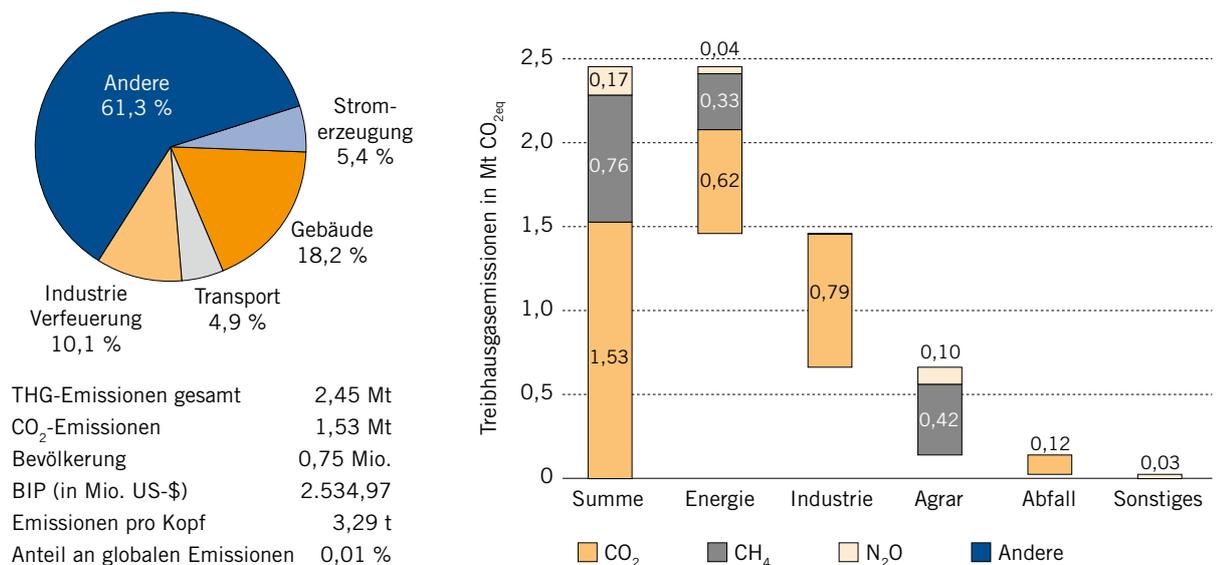
Bhutan ist zu über 70 % von Wäldern bedeckt. Die jährliche Aufnahmefähigkeit der Wälder wird mit 6,3 Mio. t abgeschätzt.⁵⁷ Brandrodung ist untersagt. Insgesamt hat Bhutan damit bereits eine negative THG-Emissionsbilanz.

Die Stromerzeugung basiert zu einem hohen Anteil auf Wasserkraft. Ausbaupläne für weitere Wasserkraftwerke existieren, die vor allem dem Export nach Indien dienen. Die Erlöse daraus spielen eine bedeutsame Rolle für den Staatsetat.

Da der Tourismus in Bhutan durch eine relativ restriktive Politik begrenzt wird – Touristen müssen für jeden Tag mit 200 US-\$ bis 250 US-\$ an Minimumausgaben für

⁵⁷ Quelle: INDC Bhutan vom 30. September 2015

Abbildung 1.23: Verteilung der Emissionen Bhutans nach Quellen und Treibhausgasen für das Jahr 2017



Bhutan hat höhere pro-Kopf-Emissionen als Indien, der hohe Bewaldungsgrad überkompensiert das aber, so dass Bhutan insgesamt negative Gesamtemissionen aufweist.

Datenquelle: PIK, EDGAR, Weltbank

Tourführer, Unterkunft und Verpflegung rechnen – sind Emissionen durch Tourismus keinem starken Wachstum ausgesetzt. Die erwartete Nachfrage nach Autos durch Privatleute dürfte jedoch für steigende Emissionen im Bereich des Transports sorgen.

Bhutan erreicht durch seine Wälder negative Gesamtemissionen

Fazit: Bhutan ist eines der wenigen Länder, welches bereits negativ in seiner THG-Bilanz ist. Dies liegt unter anderem daran, dass das Land zu 70 % von Wäldern bedeckt ist.

Zwischenresümee

In allen Ländern wird das Gros der THG-Senkung durch Vermeidung von THG erbracht, sei es Energieeffizienz oder Erneuerbarenausbau. Durch Sektorkopplung mittels Strom als Energieträger können auch Minderungsbeiträge in den Bereichen Transport und Wärme/Kälte erreicht werden, da so fossile Brennstoffe ersetzt werden. Energieeffizienz sorgt dafür, dass insgesamt der Energiebedarf verringert wird – und damit eine wesentliche Ursache der CO₂-Emissionen.

Vergleicht man die unterschiedlichen Pfade der Länder in Richtung Klimaneutralität, so fällt auf, dass kaum ein Pfad ohne THG-Senken auskommt. Diese können, wie bei Bhutan, durch eine im Vergleich zur Bevölkerung und den industriellen Aktivitäten sehr hohe Bewaldung erreicht werden. Falls die natürlichen Gegebenheiten das nicht ermöglichen, sind starke Initiativen zu beobachten, die mittels CCS oder CCUS entweder das CO₂ speichern oder einem Kreislauf zuführen. Negative Beiträge können dann erreicht werden, wenn CCS mit Biomasse gekoppelt wird oder das CO₂ in den Endprodukten über längere Zeit gespeichert wird.

Einige Länder setzen bereits jetzt auf Importe von Klimaschutzleistungen, um damit die Kosten auf dem Weg in eine klimaneutrale Welt beherrschbar zu machen bzw. zur Technologieverbreitung beitragen zu können.

1.3 Klimaneutralität von Unternehmen

Komplementär zu Staaten und deren Gesetze und Verordnungen als Maßnahmen zur Erreichung von Klimaneutralität, agieren Unternehmen im Umfeld von nationalen und internationalen Abkommen und Gesetzen. Unternehmen agieren auf Basis von Anreizen und Restriktionen, die ihrem wirtschaftlichen Handeln einen Rahmen setzen. Hierbei ist wichtig, dass eine Gleichsetzung oder Aufsummieren von staatlichen Emissionszielen mit Zielen der Klimaneutralität in Unternehmen per se nicht möglich ist. So verursachen bspw. global tätige Unternehmen Emissionen in mehreren Ländern und dies erschwert die Zurechenbarkeit.

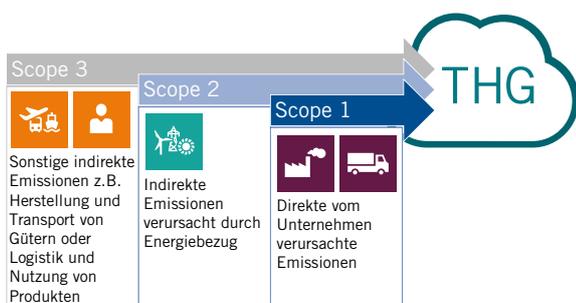
Die Auslegung dieser verschiedenen Rahmenbedingungen ist eine strategische Entscheidung jeden Unternehmens. Die Erreichung von Klimaneutralität kann als wesentlicher Bestandteil des langfristigen Risikomanagements aufgefasst werden. Da die THG-Emissionen langfristig vermieden werden müssen – offen ist dabei noch, welche Anteile durch Vermeidungsleistung und welche Anteile durch THG-Senken erbracht werden – bereiten sich die Unternehmen mit eigenen Klimaneutralitätszielen darauf vor. Nebenbei lernen sie, was an Potenzial zur Vermeidung in den Unternehmensaktivitäten steckt und inwieweit Produktionsabläufe durch Innovation THG-ärmer gestaltet werden können. In Folge dieser Aktivitäten wird für die Unternehmen auch klarer, ob es einen Grundstock an THG-Emissionen gibt, die generell nicht (außer durch Einstellung dieser Aktivitäten) oder nur zu sehr hohen Kosten vermieden werden können. Konsequenterweise entsteht dadurch ein Bedarf nach Lösungen mit negativen Emissionen, um so die Erfordernisse der Klimaneutralität zu erfüllen. Unternehmen antizipieren bereits heute erwartete schärfere Effizienzstandards, fiskalische Änderungen oder strengere Regulierung.

International anerkannte Standards geben dabei den Rahmen vor und legen die Bilanzierung von THG, Art und Weise der Finanzberichterstattung oder die Erstellung von Nachhaltigkeitsberichten fest (z. B. *Greenhouse Gas Protocol*, *SASB Sustainability Accounting*, *Global Reporting Initiative*).

Würden alle Unternehmen in einem Staat Klimaneutralität erreichen, können sie damit einen relativen Beitrag zum Klimaziel eines Landes beitragen, allerdings mit Einschränkungen. Erstens finden wesentliche Emissionen außerhalb der Unternehmen statt z.B. durch private Haushalte. Zweitens werden durch einige freiwillige Maßnahmen seitens der Unternehmen oft nur bilanzielle Effekte erreicht, d. h. einem Unternehmen werden geringere THG-Emissionen angerechnet, dafür werden die höheren Emissionen anderen Unternehmen oder Haushalten zugerechnet. Beispielsweise können Unternehmen, deren Energieverbrauch v.a. durch Strombezug gekennzeichnet ist, relativ einfach durch Bezug grünen Stroms ihre Treibhausgasbilanz verbessern – damit erhöht sich der „nicht grüne“ Anteil des Stroms für alle anderen Strombezieher, denn der Anteil an verfügbarem grün erzeugtem Strom im System erhöht sich nicht gemäß der Nachfrage, es sei denn der Strombezug bezieht sich dezidiert auf neu zu errichtende Anlagen. Der Effekt findet auch in einem „cap-and-trade“-System wie dem EU-Emissionshandel nicht statt, da hier die Gesamtemissionen gedeckelt werden. Die damit verbundenen Langfristerwartungen geben damit auch Anreiz zur Entwicklung klimafreundlicher Technologien.

Zudem gibt es Institutionen welche durch Vorgabe einheitlicher Rahmenbedingungen (z. B. CDP, TCFD) die Veröffentlichung von Unternehmensdaten zu Umwelt- und Klimarisiken fördern. Investoren wird es so ermöglicht das Risiko ihrer Investitionen in diesen Bereichen besser abschätzen zu können.

Abbildung 1.24: Einteilung von Emissionen nach Scope 1, 2 und 3



Quelle: Siemens

Verwendet man das Treibhausgasprotokoll („GHG Protocol“) als international breit genutztes Standardverfahren zur Erfassung der eigenen verursachten THG-Emissionen, so gibt es drei Bereiche („scopes“), für die Emissionen bilanziert werden:

- „scope 1“: Alle direkten, d. h. aus Quellen innerhalb der Unternehmensgrenzen stammenden Emissionen;
- „scope 2“: Die indirekten Emissionen aus außerhalb erzeugtem und eingekauftem Strom, Dampf, Wärme und Kälte;

- „scope 3“: Alle sonstigen indirekten Emissionen, darunter die aus der Herstellung und dem Transport eingekaufter Güter oder der Verteilung und Nutzung der eigenen Produkte oder der Entsorgung von Abfällen, ebenso Emissionen aufgrund von Geschäftsreisen.

Typischerweise haben Unternehmen auf „scope 1“ und „scope 2“ direkten Einfluss und können die damit verbundenen Emissionen steuern. Das ist bei „scope 3“ – insbesondere durch die Nutzung der Produkte durch Endverbraucher – nicht der Fall. Eine stringente Betrachtung der „scope 3“-Emissionen kann aber dazu führen, dass die Unternehmen ihre Produktpalette umstellen. Zu beachten ist allerdings, dass bei dieser Art der Bilanzierung gewisse Mehrfachzählungen stattfinden, z.B.: Ein Stromerzeuger verursacht „scope 1“-Emissionen, welche die Verbraucher als „scope 2“-Emissionen erfassen. Die Abgrenzungen, wie weit man in der nachgelagerten Kette Emissionen zu erfassen hat, unterliegen zudem einer gewissen Beliebigkeit.

Die Verteilung der Emissionen auf die drei Bereiche ist für verschiedene Sektoren sehr unterschiedlich. Unternehmen aus den Bereichen IT sind typischerweise durch hohe „scope 2“-Emissionen gekennzeichnet, womit Energiebeschaffung aus CO₂-freier Stromerzeugung das bewährte Mittel zur Umsetzung ist. Logistikunternehmen haben typischerweise hohe „scope 1“-Emissionen, so dass Effizienzmaßnahmen ergriffen werden, bevor schrittweise auf klimaneutrale Treibstoffe umgestellt werden kann.

Prinzipiell lassen sich drei Typen von Unternehmen beschreiben:

- Firmen realisieren Emissionsreduktionen aufgrund wirtschaftlicher Vorteile, welche sich durch das Nutzen von klimafreundlichen Technologien ergeben. Beispielsweise durch die Nutzung von KWK oder dem Wechsel zu einem klimafreundlicheren Brennstoff wie Gas.
- Firmen werden aufgrund von gesetzlichen Vorschriften und Vorgaben zur Verwendung von klimafreundlichen Technologien gezwungen.
- Firmen realisieren durch die Verwendung von klimafreundlichen Technologien und CO₂-Reduzierung Wettbewerbsvorteile oder höhere Verkaufspreise für ihre Produkte.

Einen starken Zuwachs an Mitgliedern verzeichnen freiwillige Zusammenschlüsse von Unternehmen, welche sich zu Klimazielen verpflichten. Die Initiativen unter-

scheiden sich in der jeweiligen Zielsetzung. Während sich die knapp 80 teilnehmenden Unternehmen der *EP100* zum Ziel gesetzt haben, die Energieeffizienz innerhalb eines Zeitraums von 25 Jahren zu verdoppeln, verfolgen die über 200 Teilnehmer der *RE100* das Ziel bis in das Jahr 2050 ihren Strom vollständig aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Inzwischen wurden auch die Ziele von über 300 Unternehmen im Rahmen der *Science Based Targets Initiative* (SBTi) validiert. Diese Ziele sind im Einklang mit den neusten Erkenntnissen von Wissenschaftlern die globale Erwärmung – wie im Paris Agreement festgelegt – deutlich unter 2 °C zu begrenzen. Die THG-Emissionsziele werden dabei verpflichtend entsprechend der SBTi Kriterien für die verschiedenen Scopes festgelegt. Gemäß Bloomberg wird 2030 die Emissionsreduktion der Firmen mit validierten SBTi-Zielen in etwa 200 Mt CO_{2aq} jährlich betragen. Dies entspricht in etwa den jährlichen Emissionen der Niederlande. Derzeit befinden sich ca. 500 weitere Firmen im Prozess sich im Rahmen der *Science-Based-Targets* zu engagieren und Ziele festzulegen.

Die Ausgangssituation der einzelnen Unternehmen ist dabei stark unterschiedlich. Während energieintensive Unternehmen wie zum Beispiel Stromerzeuger, Verkehrs- und Transportunternehmen oder Stahlherzeuger aufgrund ihrer Art der Wertschöpfung sehr hohe Mengen an Emissionen reduzieren müssen, sind diese Ziele für Unternehmen, die ihren Umsatz mit Dienstleistungen erzielen wie Banken, Versicherungen oder Handel, oft deutlich kosteneffizienter zu realisieren. Die Mechanismen, welche Unternehmen heute zur Verfügung stehen, um Emissionen zu reduzieren, sind dabei unterschiedlich komplex:

Reduzierung durch Veränderungen des Geschäftsmodells

Besonders energieintensive Prozesse lassen sich derzeit oft nicht wirtschaftlich durch alternative nachhaltige Prozesse substituieren. Unternehmen bewerten das Risiko und die zukünftigen Geschäftsaussichten und entscheiden entsprechend ob eine Veränderung des Geschäftsmodells nötig ist.

Ørsted ist ein oft zitiertes Beispiel für eine radikale Unternehmenstransformation. Die Firma hat sich sehr ehrgeizige Ziele gesetzt. So soll die Energieintensität der Energieerzeugung bis 2023 um 96 % ggü. 2006 reduziert werden. Dies wird durch den Verkauf der Ölförderung und des Gasgeschäfts, dem Kohleausstieg bis 2023, der Umstellung der Kohle- und Gaskraftwerke auf Biogas

und einem starken Ausbau der Offshore Windenergieerzeugung erreicht. Seit 2006 konnte das Unternehmen so seine Treibhausgasintensität um 67 % reduzieren, die Kohleverstromung um 82 % verringern und zu einer signifikanten Kostenreduktion bei Offshore Windenergieerzeugung beitragen.⁵⁸

Reduzierung durch Umstellung der Erzeugungsstruktur

Eine weitere Möglichkeit zum Klimaschutz ist der Wechsel der gewählten Stromerzeugung. RWE hat beispielsweise das Ziel, klimaneutral bis 2040 zu werden. Von 2012 bis 2019 hat der Konzern den jährlichen CO₂-Ausstoß bereits um 51 % gesenkt. 2030 sollen es 75 % sein. Eine zentrale Rolle spielt dabei der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung. Bis 2040 soll die Stromproduktion des RWE-Konzerns so weit umgestellt sein, dass der Anspruch der Klimaneutralität erfüllt wird. Dabei wird auf einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft und Photovoltaik), die verstärkte Nutzung von Speichertechnologien und den Einsatz von CO₂-neutralen Brennstoffen für die Stromerzeugung gesetzt.⁵⁹

Reduzierung durch Effizienzsteigerung

Die Erhöhung der Energieeffizienz in den Bereichen Prozessenergie, Transportenergie, Wärme und Strom bietet neben der deutlichen Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks auch die Realisierung erheblicher Einsparpotenziale. Beispielsweise können Hotels über die Einführung von Energiemanagementsystemen und effizienten Gebäuden hohe Einsparungen erzielen. So konnte die Hotelkette Hilton im Zeitraum vom 2000–2018 die Energieintensität um 20 % und den Kohlendioxidausstoß um 30 % reduzieren. Die dadurch erzielten Einsparungen für Strom, Wasser, Wärme addieren sich auf über 1 Mrd. USD.⁶⁰

Reduzierung durch Bezug von nachhaltigen Energieträgern

Eine weitere Möglichkeit stellt die Substitution von fossilen Energieträgern oder Erzeugnissen aus fossilen Energieträgern durch nachhaltige Energieträger oder Produkte dar. Dies kann mittels unterschiedlicher Instrumente erfolgen: dem Bezug von Zertifikaten, Energieerzeugung vor Ort, Power Purchase Agreements (PPAs) oder Investition in nachhaltige Projekte. Insbesondere für PPAs ist in den letzten Jahren ein großer Markt entstanden. Im Jahr 2019 unterschrieben Unternehmen Verträge für über 19 GW Erzeugungsleistung weltweit. Das entspricht einem Anstieg von über 40 % gegenüber dem Jahr 2018. Die größten Abnehmer für erneuerbaren Strom aus zu meist Sonne und Wind waren dabei die großen Technologieunternehmen aus den USA. Google, Facebook, Amazon und Microsoft sicherten sich eine akkumulierte Erzeugungsleistung von über 5,5 GW.⁶¹

Reduzierung durch Dekarbonisierung der Lieferanten

Zusätzlich zu Maßnahmen, welche Unternehmen in Bezug auf die eigenen Prozesse treffen, um die Energieeffizienz zu erhöhen und die Emissionen zu verringern, setzen viele Unternehmen Standards für ihre Zulieferer, um den Energieverbrauch und die Emissionen der Produkte über den gesamten Lebenszyklus zu reduzieren. Typische Beispiele sind Apple oder Volkswagen welche Nachhaltigkeitsprüfungen und Bewertungen bei für Zulieferer durchführen, um unter anderem die Einhaltung von Umweltstandards zu überwachen.⁶²

Einen Schritt weiter geht die Firma Microsoft. Ab 2030 will die Firma negative Emissionen erzielen und durch diese bis 2050 ihre historischen CO₂-Emissionen rückgängig machen, durch die Anwendung von *Negative Emission Technologies* (NET) z. B. Aufforstung und Wiederaufforstung, Kohlenstoffbindung im Boden, Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und Speicherung und mittels *Direct-Air-Capture* (DAC).⁶³

58 Science Based Targets Initiative, Case Study: Orsted https://sciencebasedtargets.org/wp-content/uploads/2018/03/STB_Orsted_CaseStudy.pdf

59 RWE Aktiengesellschaft, Geschäftsbericht 2019, Essen, März 2020; www.rwe.com/ir

60 EP100, EP100 MEMBERS, <https://www.theclimategroup.org/EP100-members>

61 Bloomberg New Energy Finance, Februar 2020

62 Weitergehende Informationen verfügbar unter <https://www.apple.com/de/supplier-responsibility/und> <https://www.volkswagenag.com/de/news/2019/06/volkswagen-group-commits-suppliers-to-sustainability.html>

63 Microsoft, Microsoft will be carbon negative by 2030, Brad Smith, January 16, 2020 <https://blogs.microsoft.com/blog/2020/01/16/microsoft-will-be-carbon-negative-by-2030/>

1.4 Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen

Um das 2 °C-Ziel zu erreichen, lassen sich eine Fülle verschiedener Möglichkeiten betrachten. Dabei lassen sich die Ziele sowohl mit Maßnahmen auf der Verbrauchs- als auch auf der Erzeugerseite realisieren.

➤ Negative Emissionstechnologien stellen eine Möglichkeit dar, wie THG-Emissionen wieder aus der Atmosphäre entfernt werden können

Verbraucherseitig lassen sich zwei Maßnahmen unterscheiden: Steigerung der Energieeffizienz oder Verhaltensänderungen. Diese können zu einer Reduktion der Nachfrage nach energieintensiven Gütern und Dienstleistungen oder auch zu Änderungen in den Wertschöpfungsketten führen. Ein Beispiel hierfür ist der Bezug regionaler Produkte, welche aufgrund kürzerer Transportwege niedrigere Energiebedarfe aufweisen können.

Bei der Energiebereitstellung lassen sich Wechsel auf Brennstoffe mit niedrigeren spezifischen THG-Emissionen, Erhöhung der Erzeugungseffizienz und Wechsel auf emissionsfreie Technologien wie Wind und Solar unterscheiden.

Negative Emissionen stellen eine Möglichkeit dar, wie THG-Emissionen wieder aus der Atmosphäre entfernt und somit Emissionen an anderer Stelle aufgewogen werden können.

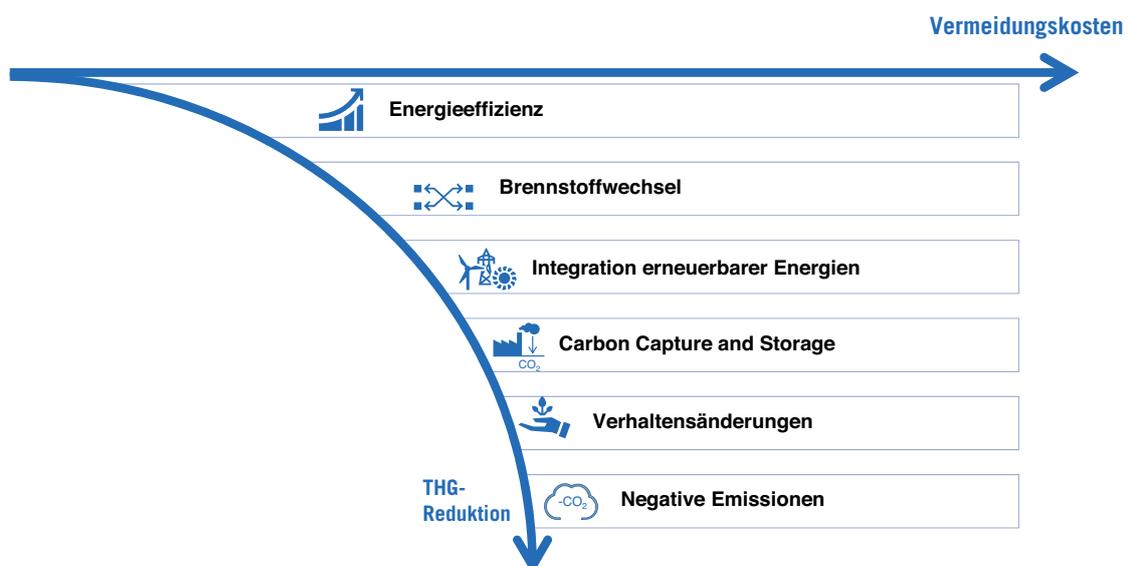
➤ Nur 1,2 % weltweite Steigerung der Energieeffizienz in 2018

In der Vergangenheit blieben die Effizienzzugewinne weltweit deutlich hinter den Erwartungen zurück. So verbesserte sich die Energieeffizienz 2018 lediglich um 1,2 % und damit 1,8 %-Punkte weniger als zur Realisierung des kosteneffizienten Potenzials möglich. Ursachen hierfür sind beispielsweise erzeugerseitig ein Anstieg der vergleichsweise ineffizienten Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. So stieg die Stromerzeugung aus Kohle in den Jahren 2017 und 2018 um 3 % und 2,5 % nachdem diese in den Vorjahren noch rückläufig war. Verbraucherseitige Treiber waren Verschiebungen der Wirtschaftsleistung hin zu Industrien mit hohem Energiebedarf insbesondere in den USA und China.⁶⁴

Verhaltensänderungen werden durch die verschiedensten Faktoren beeinflusst. So trägt in Entwicklungsländern

⁶⁴ IEA, Energy Efficiency 2019, November 2019

Abbildung 1.25: Optionen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen



Quelle: Siemens

ein steigender Lebensstandard zu geänderten Konsumverhalten bei. Dies führt zu steigenden Energiebedarfen für Mobilität, Klimatisierung oder Haushaltsgeräten. So sieht die IEA eine Verdreifachung des globalen Bedarfs für Klimatisierung im Jahr 2050. Insbesondere in Entwicklungsländern steigt der Bedarf besonders stark.⁶⁵ Zugleich versprechen neue technologische Konzepte eine Reduktion des Energieverbrauchs. Ganzheitliche digital vernetzte Mobilitätskonzepte schaffen Möglichkeiten die Stärken des Individualverkehrs mit denen des öffentlichen Verkehrs zu verbinden.

Die Substitution von fossil erzeugter Energie mit erneuerbaren Energien wird im Zuge der technologischen Entwicklung ermöglicht. Neben zentralen Lösungen, wie großen Windparks oder PV-Anlagen, zeigen sich insbesondere direkt beim Endverbraucher neue Potenziale. Verbraucher entwickeln sich zu sogenannten Prosumenten, also Produzenten und Verbrauchern von Energie. Dazu tragen neben Dachflächen-PV-Anlagen auch dezentrale Kraftwärmekopplungsanlagen bei. Darüber hinaus ermöglichen Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen eine CO₂ freie Wärmezeugung und tragen somit zur Dekarbonisierung von Haushalten bei. Wärmepumpen stellen dabei die meist gewählte Lösung für genehmigte Neubauten von Wohngebäuden in Deutschland dar. Betrug deren Anteil 2014 noch 30 %, ist dieser im Jahr 2018 auf 44 % angestiegen.⁶⁶

Der Wechsel von Brennstoffen im Stromsektor stellt eine weitere Möglichkeit dar, Emissionen zu vermeiden. Während Kohle bei der Verbrennung ca. 100 gCO₂/MJ th freisetzt, ist dieser Wert bei der Verbrennung von Öl basierten Kraftstoffen (75 gCO₂/MJ th) oder Erdgas (55 gCO₂/MJ th) deutlich geringer. Zusätzliche Minderungspotenziale lassen sich durch höhere Effizienzen bedingt durch andere Verbrennungseigenschaften und durch CC(U)S realisieren.

Die Substitution von fossilen Brennstoffen ist auch in anderen Sektoren möglich. Fahrzeuge, welche statt mit fossilen Kraftstoffen mit Strom, Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, können je nach Vorkettenemissionen zu einer deutlichen Reduktion beitragen. Gleiches gilt für Wärmepumpen, welche sowohl für Ein- und Zweifamilienhäuser aber auch für großtechnische Anwendungen konventionell befeuerte Anlagen zur Wärmezeugung ersetzen.

⁶⁵ IEA, The Future of Cooling, May 2018, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-cooling>

⁶⁶ Bundesverband Wärmepumpen eV, <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>

Folgende drei Thematiken werden im weiteren Verlauf des Artikels genauer analysiert:

- Über die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem hinaus stellt die Sektorkopplung eine vielversprechende Möglichkeit dar, Emissionen ganzheitlich zu reduzieren.
- Die Möglichkeit, aus Wasserstoff Substitute für fossile Erzeugnisse zu produzieren, wird dabei als Schlüsseltechnologie genauer beleuchtet. Neben der Verwendung neutraler Kohlenstoffquellen, bietet auch das Rezyklieren von Industrie- oder Kraftwerksabgasen und Verwendung für synthetische Kraftstoffe ein mögliches Vermeidungspotenzial.
- Um die von dem IPCC errechneten Klimapfade zu erreichen sind diese Anstrengungen zumeist nicht ausreichend. Deshalb werden abschließend negative Emissionstechnologien (NETs) betrachtet um das CO₂ wieder aus der Atmosphäre zu entfernen.

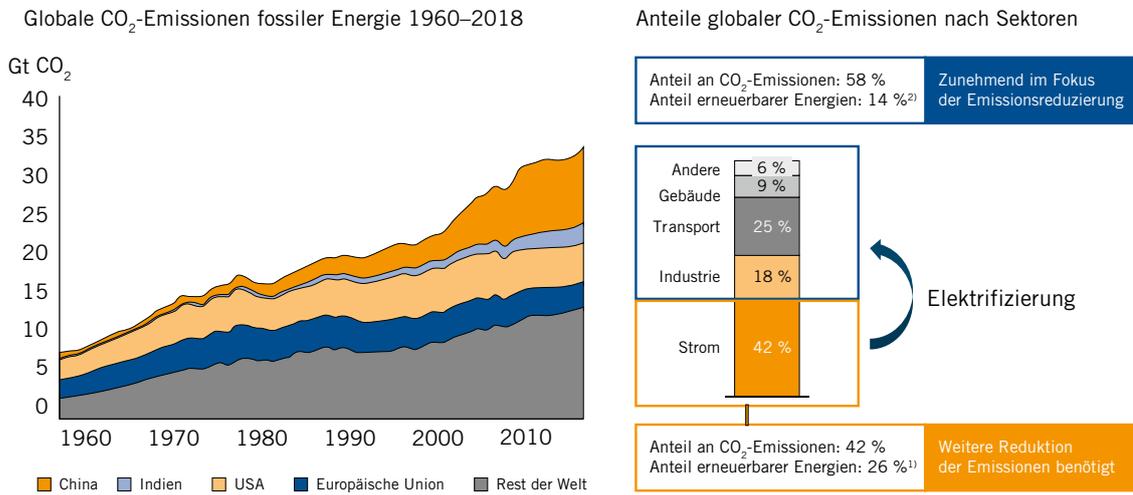
Elektrifizierung: Integration von erneuerbaren Energien über den Stromsektor hinaus

Nachdem im Jahr 2018 ein neues Hoch der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen erreicht wurde, verzeichnete die IEA im Jahr 2019 eine Stagnation trotz eines globalen Wirtschaftswachstums von 2,9 %. Dieser Erfolg war vor allem auf sinkende Emissionen in der Stromerzeugung, einem höheren Anteil von erneuerbaren Energieträgern, Wechsel von Kohle auf Gas und Kernenergie zurückzuführen. Die Emissionen verteilen sich dabei zu ca. 40 % auf den Stromsektor, während die anderen Sektoren wie Industrie, Verkehr oder Gebäudesektor ca. 60 % der Emissionen verursachen. Während der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor 2018 ca. 1/4 der erzeugten Strommenge ausmachte, verblieb dieser mit ca. 14 % Anteil in den anderen Sektoren deutlich niedriger.

➤ 26 % erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Durch Elektrifizierung kann erneuerbar erzeugte Energie aus dem Stromsektor in andere Sektoren übertragen werden und treibt damit die Dekarbonisierung jener Sektoren voran.

Abbildung 1.26: Anteile globaler Emissionen nach Ländern und Sektoren

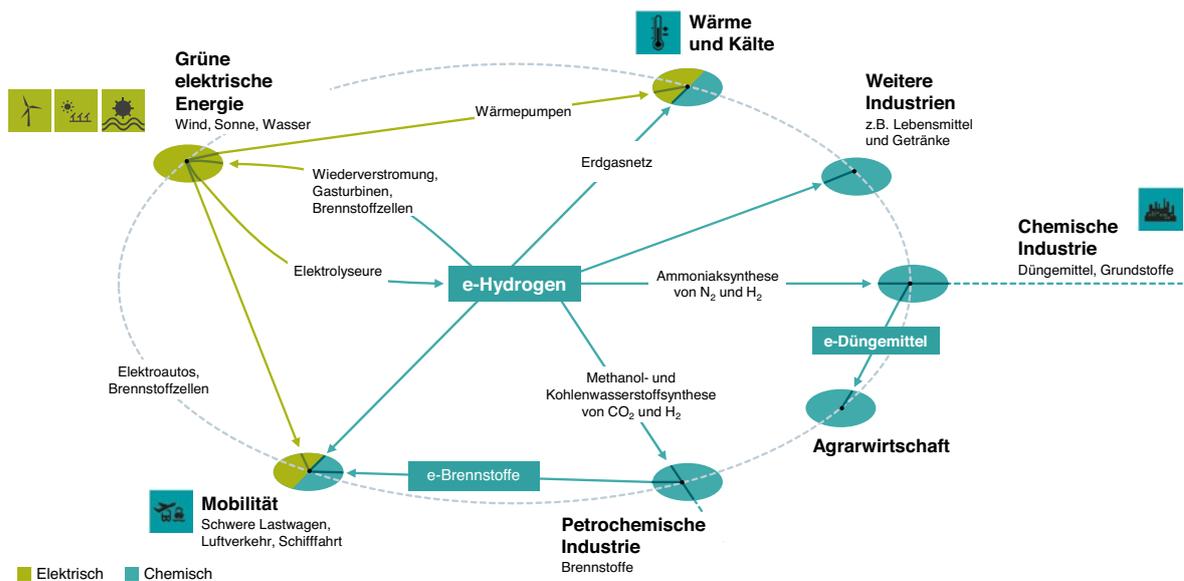


Die sektorale Aufteilung der CO₂-Emissionen weltweit verdeutlicht die wichtige Rolle der Sektorkopplung bei der Dekarbonisierung von weiteren Sektoren über den Stromsektor hinaus.

- 1) basierend auf Stromproduktion in TWh aus nicht-fossilen/nuklearen Quellen
- 2) basierend auf Anteilen an der Primärenergieversorgung

Datenquelle: Carbon Brief, IEA World Energy Outlook 2019

Abbildung 1.27: Einsatzmöglichkeiten von grünem Wasserstoff



Wasserstoff ermöglicht hierbei neue Möglichkeiten zur Dekarbonisierung von weiteren Sektoren und Anwendungen.

Quelle: Power-to-X: Der Schlüssel zu einer CO₂-freien Welt, Siemens, 2019

➤ 14 % Anteil erneuerbarer Energien außerhalb der Stromerzeugung

Gemeinhin wird Elektrifizierung mit Erneuerbaren-Strom als Voraussetzung betrachtet, Dekarbonisierungsraten von über 80 % zu erreichen. Vorteile sind neben einer höheren Ressourceneffizienz und einer besseren Integration von variablen erneuerbaren Energien, oftmals auch eine stärkere Diversifizierung der Energieversorgung und Steigerung der Importunabhängigkeit. Typische Elemente der Sektorenkopplung stellen beispielsweise die Elektromobilität, die Erzeugung von Wärme mittels Wärmepumpen oder die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme mittels Kraftwärmekopplung für Industrie oder auch Fernwärmeanwendungen dar. Darüberhinausgehend eröffnet der Einsatz von Wasserstoff zusätzliche Potenziale Sektoren jenseits von E-Mobilität und Wärme/Kälte zu dekarbonisieren.

Wasserstoff als Schlüssel zur Dekarbonisierung von Energie, Industrie und Mobilität⁶⁷

Mittels Elektrolyse kann aus Wind, Sonne oder anderen erneuerbaren Quellen grüner Wasserstoff erzeugt werden. Dieser kann in Form von e-Hydrogen direkt verwendet oder weiter zu synthetischen Kraftstoffen verarbeitet werden. Wasserstoff kann auch als Grundstoff für chemische Produkte dienen.

➤ Erneuerbarer Wasserstoff hat das Potenzial fossile Produkte in Verkehr, Industrie und Stromerzeugung zu ersetzen

Drei typisch Technologien zur Elektrolyse können unterschieden werden: Die alkalische, die Proton-Exchange Membrane (PEM) und die SOFC-Elektrolyse. Mögliche Anwendungsfälle sind Wiederverstromung mittels Gasturbinen, Motoren oder Brennstoffzellen in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung oder als Kapazitätsreserve in Energiesystemen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien. Ein weiterer Anwendungsfall ist die Verwendung in industriellen Prozessen mit besonders hohem Temperaturbedarf, wie der Stahlerzeugung, oder für Anwendungen der Kraftwärmekopplung. Die naheliegends-

te Verwendung ist jedoch im Bereich des Verkehrs. So kann erneuerbarer Wasserstoff durch die Verwendung im Raffinerieprozess zu einer Dekarbonisierung bei konventionellen Kraftstoffen von ca. 10 % beitragen. Wasserstoff ermöglicht zudem mit einem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur und der Nutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen emissionsfreie Mobilität.

Alternativ kann Wasserstoff in synthetische Brennstoffe umgewandelt werden. Dabei wird Kohlenstoff in Form von z. B. CO₂ benötigt, aus welchem die Kraftstoffe mit dem Wasserstoff synthetisiert werden. Typische Produkte sind z. B. e-Methan (CH₄, gewonnen im Sabatier Prozess), e-Methanol (CH₃OH), e-Dimethylether (CH₃OCH₃) oder Flugkraftstoff, Diesel oder Wachse (Fischer-Tropsch Verfahren). Vor allem der Transportsektor, welcher besonders hohe Energiedichten benötigt, kann durch solche Kraftstoffe defossilisiert werden.

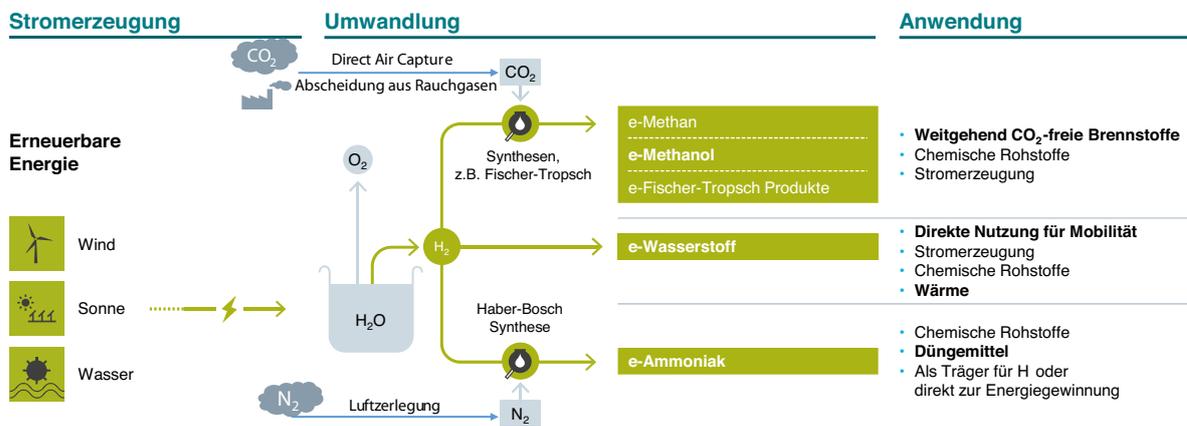
Die Abscheidung von Stickstoff aus der Luft mittels Luftzerlegungsanlagen ermöglicht zudem die Erzeugung von E-Ammoniak (NH₃) im Haber-Bosch Verfahren. Das dekarbonisierte Ammoniak kann als Grundprodukte für Düngemittel, wie Urea oder Ammoniumsalz, verwendet werden. Derzeit wird die Aufspaltung von Ammoniak in Wasserstoff entwickelt. Dieser Prozess würde den Transport von Wasserstoff in der Form von Ammoniak ermöglichen.

Wiederverwendung von Emissionen zur Substitution fossiler Brennstoffe – ein unterschätztes Potenzial

Neben der Herstellung grünen Wasserstoffs mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom, kann Wasserstoff auch aus konventionellen Energieträgern wie Gas (Gasdampfreformierung) oder Kohle (Kohlevergasung) erzeugt werden. Der so produzierte Wasserstoff wird grauer Wasserstoff genannt. Werden die Emissionen aus diesen Prozessen mittels Carbon Capture aufgefangen, gespeichert oder wiederverwendet, spricht man von blauem Wasserstoff. Auch wenn Wasserstoff mittels Elektrolyse aus Strom von fossilen Kraftwerken erzeugt wird, deren Emissionen aufgefangen oder gespeichert werden, spricht man von blauem Wasserstoff. Eine weitere Möglichkeit ist es, Erdgas mittels Pyrolyse in Wasserstoff und festen Kohlenstoff zu zerlegen. Der Vorteil ist die bessere Speicherbarkeit und Weiterverwendbarkeit des festen Kohlenstoffs gegenüber CO₂. Der so gewonnene Wasserstoff wird auch als türkiser Wasserstoff bezeichnet.

⁶⁷ Siemens, Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world, Technical Paper, 2019

Abbildung 1.28: Power-to-X-Anwendungsbereiche



Drei allgemeine Power-to-X Pfade lassen sich unterscheiden: Wasserstoff, Methanol/Kohlenwasserstoffe und Ammoniak aus erneuerbarer elektrischer Energie. Quelle: Power-to-X: Der Schlüssel zu einer CO₂-freien Welt, Siemens, 2019

Einen Überblick über mögliche Herstellungsverfahren für Wasserstoff gibt Abbildung 1.29.

Recycling von CO₂ für Methanol erfolgreich demonstriert – CO₂-Minderung auch auf Basis fossiler Brennstoffe

Bei der Erzeugung synthetischer Brennstoffe – bestehend aus Kohlenwasserstoffketten, Alkoholen oder Ethern – stellt sich zudem die Frage nach der Herkunft des Kohlenstoffs. Auch dieser kann sowohl aus fossilen Quellen, als auch aus regenerativen und damit netto CO₂-freien Quellen gewonnen werden (z.B. Biomasseverbrennungsanlagen). Einen dritten Fall stellt die Verwendung von Emissionen dar, welche als Nebenprodukt bei anderen Prozessen anfallen. Dies ist beispielsweise bei der fossilen Stromerzeugung oder bei Industrieprozessen der Fall.

Ein Beispiel hierfür ist eine „CO₂ zu Methanol“-Anlage, welche im Jahr 2019 beim Kohlekraftwerk Niederaußem fertiggestellt wurde. Hier wurden bis zu 1,5 t CO₂/Tag wiederverwendet um eine Tonne Methanol/Tag zu produzieren.⁶⁸ Der Strom für die Elektrolyse wird dabei aus Überschussstrom von erneuerbaren Energien erzeugt. Nach erfolgreicher Demonstration der Technik wurde die

Syntheseanlage nach Schweden zu einem Stahlwerk transportiert, um dort CO₂ aus der Stahlherstellung für die Methanol-Herstellung zu recyceln. Das Methanol dient einem Fährunternehmen zum Antrieb eines Schiffes.⁶⁹

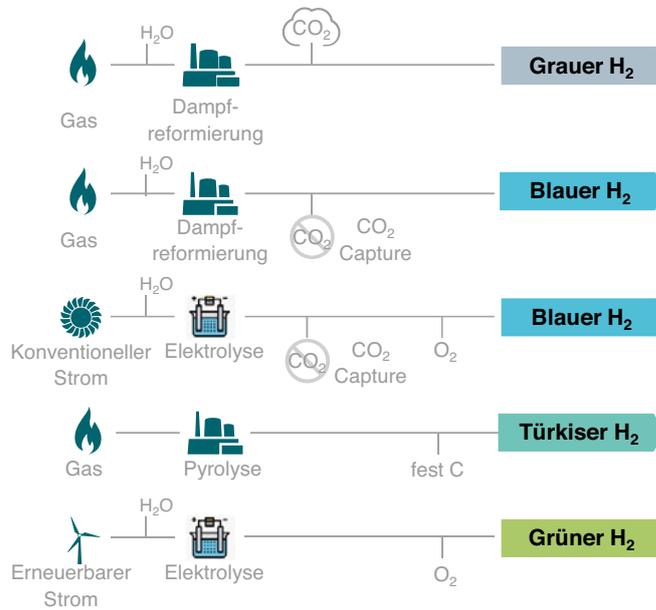
Thyssen Krupp nutzt mit dem *Carbon2Chem* genannten Verfahren Gase aus der Stahlerzeugung zur Herstellung von Chemikalien. In einem Technikum wird das Verfahren derzeit unter Betriebsbedingungen getestet. Der großtechnische Einsatz ist in 5–7 Jahren geplant.⁷⁰

Auch unter Einsatz von fossilen Energieträgern kann durch die Substitution fossiler Kraftstoffe eine Emissionsminderung erzielt werden. Abbildung 1.30 gibt ein theoretisches Beispiel welches den möglichen Einfluss der Wiederverwendung von Emissionen verdeutlicht. Unter der Annahme, dass sich 80 % der Industrieemissionen zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe in Deutschland, erzeugt mittels erneuerbarer Energien, für den Verkehr wiederverwenden ließen, könnten die Gesamtemissionen um ca. 20 % reduziert werden. Eine komplette Vermeidung der Verkehr- und Industrieemissionen ließe sich hingegen durch Technologien erzielen, welche mittels erneuerbarer Energieträger CO₂ aus der Luft abscheiden.

68 The MefCO₂ project, http://www.mefco2.eu/project_progress.php

69 From residual steel gases to methanol, www.fresme.eu
70 Thyssenkrupp, Carbon2Chem, <https://www.thyssenkrupp.com/carbon2chem/de/carbon2chem/>

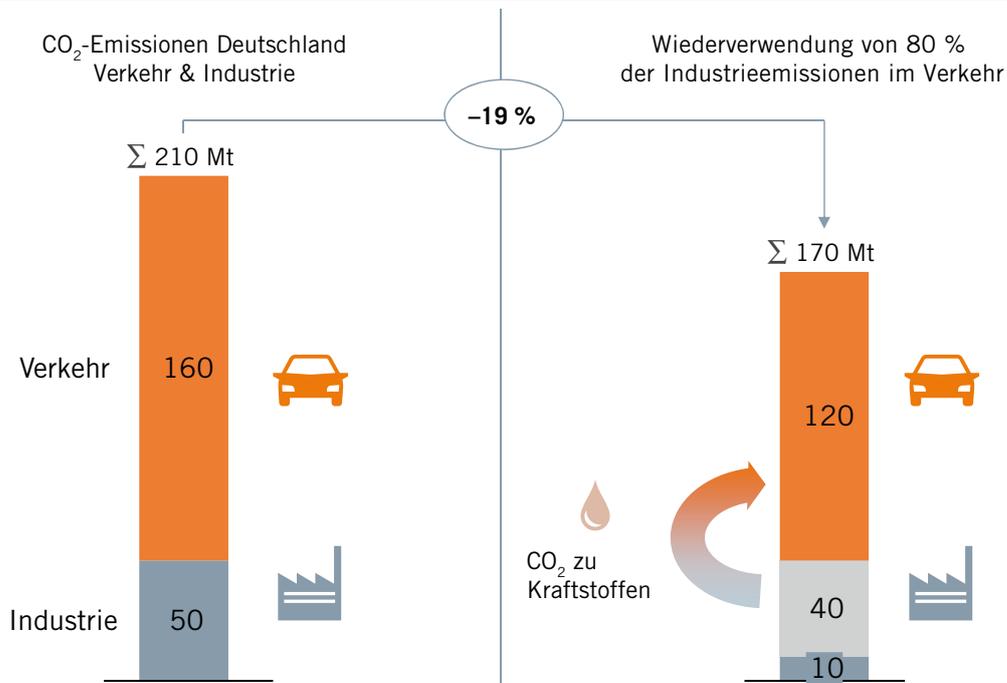
Abbildung 1.29: Herstellungsmöglichkeiten von Wasserstoff



Neben grünem Wasserstoff, kann grauer Wasserstoff (erzeugt aus fossilen Energieträgern) und blauer Wasserstoff (erzeugt mittels Verwendung von Carbon Capture) unterschieden werden.

Quelle: Siemens

Abbildung 1.30: CO₂-Emissionen bedingt durch Verkehr und Industrie in Deutschland im Jahr 2018



Fallbeispiel zur Wiederverwendung von Emissionen durch CCUS mittels synthetischer Kraftstoffe erzeugt mittels erneuerbarer Energien im Verkehr.

Datenquelle: Umweltbundesamt

1.5 Negative Emissionstechnologien⁷¹

Menschliche Aktivitäten werden als Ursache einer Temperaturerwärmung von bisher ca. 1 °C angesehen. Bei der gegenwärtigen Erwärmungsrate und den entsprechenden Gegenmaßnahmen könnte die Erwärmung zwischen 2030 und 2050 bei einem Wert von 1,5 °C gehalten werden. Für das Erreichen derartiger Klimaziele stehen unterschiedliche Pfade zur Verfügung. Das *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) untersucht verschiedene Szenarien konsistent mit diesem 1,5 °C-Ziel. Diese Pfade zeichnen sich zumeist mit einem Rückgang der anthropogenen Emissionen von 45 % bis 2030 gegenüber 2010 aus und erreichen eine ausgeglichene Emissionsbilanz (*Net-Zero*) um das Jahr 2050: Während die CO₂-Emissionen bis 2050 ausgeglichen sein müssen, gibt das IPCC für die Netto-Null aller THG das Jahr 2067 in den 1,5 °C-Szenarien an.⁷²

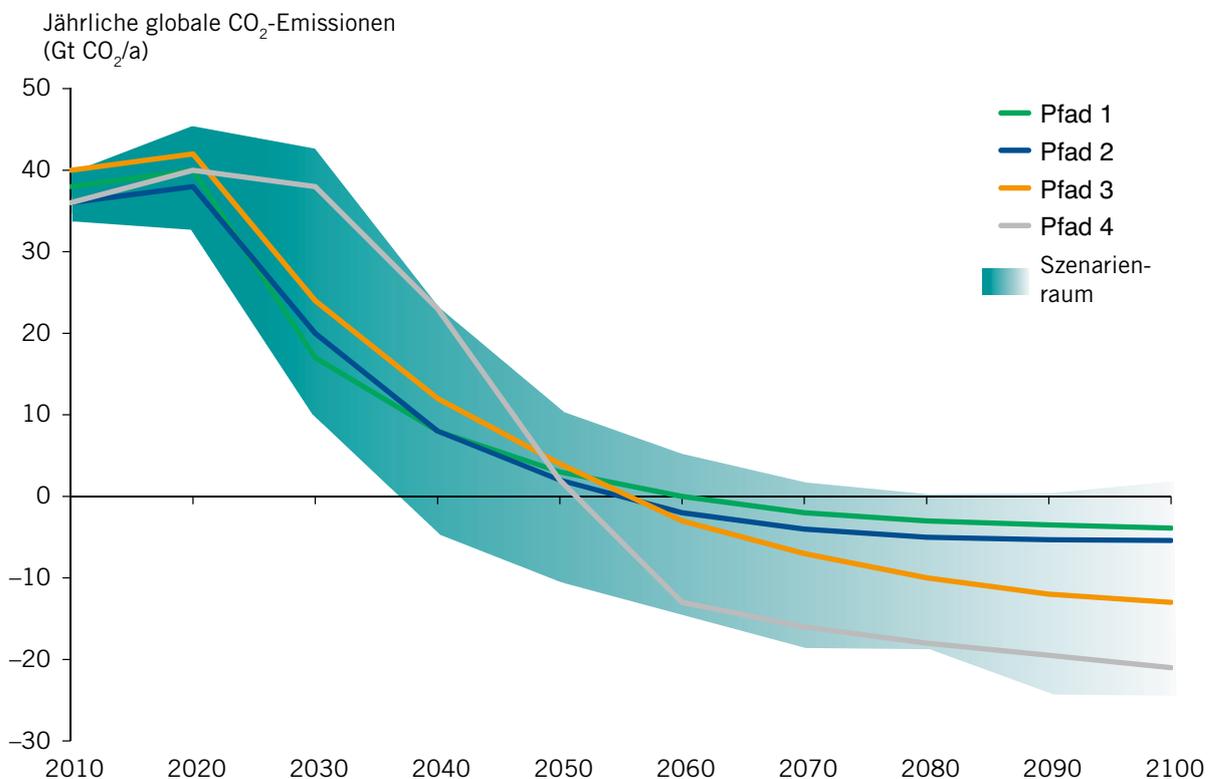
➤ Eine spätere Reduktion der Emissionen führt zu einem höheren Bedarf an NETs in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts

Die Szenarien zeigen eine Vielzahl an Möglichkeiten auf, dieses Ziel zu erreichen. Durch die limitierte Menge an zur Verfügung stehenden Gesamtemissionen, haben Maßnahmen in einem Sektor Auswirkungen auf die benötigten Anstrengungen in anderen Sektoren. Die Ergebnisse für 1,5 und 2,0 °C-Szenarien bedingen eine fast vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors. Stärkere Emissionsreduktionen in den 1,5 °C-Szenarien müssen vor allem im Transport- und Industriesektor erzielt werden. In vielen der Szenarien sind neben *Carbon Capture & Storage* (CCS) negative Emissionstechnologien (NETs) notwendig, um die Ziele zu erreichen. Einen Überblick über den Lösungsraum von Pfaden, welche

71 IPCC Special Report on Global Warming of 1.5°C, 2018

72 Oliver Geden, Felix Genuit, „Klimaneutralität als Langfrist-Strategie“, SWP-Aktuell Nr. 38, Juli 2019

Abbildung 1.31: Emissions-Pfade in eine klimaneutrale Welt



Datenquelle: IPCC Special Report on Global Warming of 1.5°C, 2018, eigene Darstellung

Abbildung 1.32: Potenziale und Kosten von THG-Senken

NET Technologie	Aufforstung und Wiederaufforstung	Biomasse mit Carbon Capture	Biokohle	Direct Air Capture	Kohlenstoffbindung im Boden	Verwitterung & Ozeanalkalität ¹⁾	Ozeandüngung ¹⁾
Potenzial 2050	0,5-3,6 Gt CO ₂ /a	0,5-5 Gt CO ₂ /a	0,3-2 Gt CO ₂ /a	-	2,3-5,3 Gt CO ₂ /a	1-16 Gt CO ₂ /a 0,1-10 Gt CO ₂ /a	0-44 Gt CO ₂ /a
Kosten	5-50 USD/t CO ₂	<200 USD/t CO ₂	30-120 USD/t CO ₂	100-300 USD/t CO ₂	-45-100 USD/t CO ₂	15-40 USD/t CO ₂ 14-400 USD/t CO ₂	2-457 USD/t CO ₂
Charakteristika	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Land und Wasserverbrauch Speicherdauer kürzer als geolog. Speicher Sättigung von Wäldern über Jahrzehnte/Jahrhunderte Speicher durch Feuer, Dürre und Schädlingsbefall gefährdet 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Bedarf an nachhaltiger Biomasse und sicheren CO₂ Speichern Hoher Nährstoff- und Energiebedarf Unsicherheiten bzgl. Skalierbarkeit Flächennutzungskonflikte 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Flächenbedarf Begrenzte maximale Speicherdauer durch gegebene Böden Positive Effekte auf Fruchtbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Derzeit hohe Kosten Technologische Herausforderungen Geringer Flächenbedarf 	<ul style="list-style-type: none"> Böden sättigen nach 10-100 Jahren Erhöhung der Fruchtbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Skalierbarkeit und Nebeneffekte fraglich Erhöhung von pH Wert, Schwermetallen und Nährstoffen 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Nebenwirkungen auf existierende Ökosysteme

1) Basierend auf frühen Stadien der Technologien können nur sehr große Bandbreiten bei Potenzial und Kosten angegeben werden

Quelle: IPCC Report Global warming of 1.5°C

mit dem 1,5 °C-Ziel konsistent sind, und einige ausgewählte Szenarien illustriert Abbildung 1.31. Am Beispiel der vier ausgewählten Pfade ist klar zu erkennen, dass eine spätere Reduktion der Emissionen zu einem höheren Bedarf an NETs in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts führt.

Die IPCC unterscheidet zwei Felder von Möglichkeiten zur Entfernung von Kohlenstoffdioxid (*Carbon Dioxide Removal CDR*): Technologische Möglichkeiten und Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung (*Agriculture, Forestry and other Land Use Carbon Dioxide Removal (AFOLU CDR)*).

Aufforstung und Wiederaufforstung

Aufforstung- und Wiederaufforstung nur eine von vielen Möglichkeiten negative Emissionen zu erzeugen

Unter Aufforstung versteht man das Anpflanzen von Bäumen auf Landflächen, welche über einen längeren Zeitraum unbewaldet waren. Wiederaufforstung ist das Wiederherstellen ursprünglicher Waldflächen, welche durch menschliche Eingriffe reduziert wurden. Das resultieren-

de CO₂-Reduktionspotenzial wird auf 0,5–3,6 Gt CO₂/a geschätzt. Die CO₂-Vermeidungskosten sind dabei mit 5–50 USD/t CO_{2eq} gering. Während die Nutzung dieses Potenzials in einem hohen Wasser- und Flächenverbrauch resultiert, ist der zusätzliche Energie- und Nährstoffbedarf gering. Die biogene Speicherung, begrenzt durch die Lebensdauer der Pflanzen, ist nicht so langfristig wie eine geologische Speicherung. Zusätzlich ist diese anfällig für externe Faktoren wie Dürren, Schädlingsbefall oder Waldbrände.

Biomasseverstromung mit Carbon Capture and Storage (BECCS)

Eine weitere Möglichkeit negative Emissionen zu erzeugen, stellt der Anbau von Biomasse zur anschließenden Verstromung, Abscheidung und Speicherung der CO₂-Emissionen dar. Die Literatur schätzt das Vermeidungspotenzial 2050 auf 0,5–5 Gt CO₂/a. Die Potenziale werden durch die Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse und langfristig sicherer CO₂-Speicherung limitiert. Negative Einflüsse ergeben sich durch den hohen Flächen-, Nährstoff- und Energieverbrauch. Im Hinblick auf derzeitige Investmentprioritäten ist zudem die Skalierbarkeit auf die erforderlichen Mengen an negativen Emissionen ohne zusätzliche politische Unterstützung fraglich.

Biokohle

Aus Pyrolyse von Biomasse wird Biokohle gewonnen. Auf Böden angewandt, erhöht diese die Kohlenstoffbindung im Boden und damit zugleich die Fruchtbarkeit. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Biomasse ergibt sich ein Potenzial von 0,3–2 Gt CO₂/a. Böden und Produktion der Biokohle beeinflussen dabei die Langfristigkeit der Speicherung, welche zwischen wenigen Jahrzehnten und mehreren Jahrhunderten variiert. Die Kosten für die Erzeugung negativer Emissionen variieren zwischen 30 und 120 USD/t CO₂.

Direct Air Carbon Capture and Storage

Der Prozess CO₂ aus der Luft mittels chemischer Prozesse abzutrennen und anschließend zu speichern wird als *Direct Air Carbon Capture and Storage* (DACCS) bezeichnet. Der Vorteil der Technologie ist, dass anders als bei BECCS Flächennutzungskonflikte deutlich reduziert werden können. Wie bei BECCS wird das Potenzial von der Verfügbarkeit geeigneter langfristiger CO₂-Speicher limitiert. Die größte Herausforderung ist jedoch das CO₂ aus der Umgebungsluft abzuscheiden. Die Konzentrationen von CO₂ in der Umgebungsluft sind dabei um den Faktor 100–300 geringer verglichen mit der Abscheidung aus Abgasen von gas- oder kohlebefeuerten Kraftwerken. Die Wirtschaftlichkeit von DACCS ist derzeit noch nicht gegeben. Studien beziffern Kosten so erzeugter negativer Emissionen im Bereich von 100–300 USD/t CO₂. Durch den sehr frühen Entwicklungsstatus der Technologie gibt es keine hinreichenden Abschätzungen zum Gesamtpotenzial, sollten die Kosten jedoch deutlich reduziert werden, hat die Technologie aufgrund der geringen Nebenefekte ein hohes Potenzial.

Kohlenstoffbindung im Boden

Kohlenstoffbindung im Boden hat positive Effekte auf die Landwirtschaft, wie eine erhöhte Produktivität und Belastbarkeit der Böden, und stellt damit eine sehr kosteneffiziente Lösung zur Erzeugung negativer Emissionen dar. Die Kohlenstoffbindung kann erhöht werden durch stärkeres Biomassewachstum, Förderung/Erleichterung von Karbonatisierungsprozessen, Reduktion von Erosion, erleichterter Bodenbildung, Entwicklung organischer Materie reicher Bodenhorizonte, Wiederherstellung von degradierten oder kontaminierten Böden oder durch ge-

zieltes Abfallmanagement.⁷³ In der Literatur werden Kosten von –45–100 USD/t CO₂ genannt. Die IPCC gibt das CO₂-Reduktionspotenzial mit 2,3–5,3 Gt CO₂/a an. Wasser- und Energiebedarf sind gering. Eine Änderung der derzeitigen Landnutzung wird dabei nicht benötigt. Jedoch ist die Kohlenstoffbindung in den Böden nach 10–100 Jahren je nach gewählter Kohlenstoffbindungsmethode, Bodenbeschaffenheit und Klimazone gesättigt.

Erweiterte Verwitterung und Erhöhung der Alkalität von Ozeanen

Verwitterung ist ein natürlicher Prozess. Stein wird in chemischen und physikalischen Prozessen zersetzt, in welchen CO₂ verbraucht und zu im Boden gelösten alkalinen (Bi)Karbonaten umgewandelt wird. Negative Emissionen können sowohl erreicht werden durch Ausbringung (und Verwitterung) von gebrochenem Silikatgestein auf Landflächen, als auch durch Erhöhung der Alkalität von Ozeanen mittels Umsetzung von Kalziumkarbonat mit CO₂ sowie mit der Herstellung starker Basen und Ausbringung dieser auf der Wasseroberfläche der Ozeane, sodass sich die Speicherkapazität von CO₂ erhöht.⁷⁴ Die resultierenden negativen Emissionspotenziale werden mit 1–6 Gt CO₂/a für erhöhte Verwitterung zu Kosten von 15–40 USD/t CO₂ angegeben. Durch gesteigerte Alkalität der Ozeane ließen sich Potenziale von 0,1–10 Gt CO₂/a zu Kosten von 14–500+ USD/t CO₂ realisieren. Negative Effekte sind ein höherer pH-Wert, Einbringung von Schwermetallen sowie Veränderungen im Ökosystem.

Ozeandüngung

Die Düngung von Ozeanen führt zu erhöhter CO₂-Speicherung in küstennahen Gewässern und nachfolgender Kohlenstoffbindung in der Tiefsee oder in Sedimentablagerungen. Dieser Bereich zur Generierung negativer Emissionen ist kaum erforscht. Deshalb gibt die IPCC nur ungefähre Abschätzungen was das Potenzial (0–44 Gt CO₂/y) und die Kosten (2–457 USD/t CO_{2äq}) betrifft. Zugleich wird der mögliche Einfluss auf die betroffenen Ökosysteme als kritisch erachtet.

⁷³ HU Berlin, Kohlenstoffbindung in Böden, <https://www.bodenkunde-projekte.hu-berlin.de/carlos/A01sequestration.html>

⁷⁴ Max-Planck-Institut für Meteorologie, Biogeochemie des Ozeans im Rahmen von „Klima-Engineering“, <https://www.mpimet.mpg.de/kommunikation/aktuelles/im-fokus/biogeochemie-des-ozeans/>

Referenzprojekte für die Anwendung von Negativen Emissionstechnologien

Compensaid⁷⁵

Fluggesellschaften oder private Anbieter bieten Kunden die Möglichkeit an, CO₂-Emissionen welche durch Flüge, Autofahrten oder den privaten Lebensstil verursacht werden zu kompensieren. Ein Beispiel ist dabei das Programm Compensaid der Lufthansa. Dieses ermöglicht es Reisenden den CO₂-Ausstoß ihrer Flüge auszugleichen. Dabei wird dem Kunden angeboten die CO₂-Emissionen sofort über die Beschaffung von *Sustainable Aviation Fuel* (SAF) oder über mehrere Jahre zu kompensieren. Den Zeitraum der Kompensation kann der Kunde dabei selbst wählen, entsprechend verschiebt sich der Anteil zwischen der Beschaffung von SAF und Wiederaufforstungsprogrammen welche über den Partner myclimate in Nicaragua durchgeführt werden. Die Lufthansa verpflichtet sich dabei das so verkaufte SAF innerhalb von 6 Monaten auf Lufthansa Flügen einzusetzen. Die Kompensationskosten für das CO₂ unterscheiden sich je nach gewählter Option erheblich. Werden z. B. die Emissionen eines Fluges zwischen München und Berlin kompensiert

⁷⁵ Lufthansa, Lufthansa Innovation Hub startet Kompensationsplattform „Compensaid“ und setzt auf CO₂-neutrale Flugkraftstoffe, <https://newsroom.lufthansagroup.com/german/newsroom/lufthansa-innovation-hub-startet-kompensationsplattform--compensaid--und-setzt-auf-co2-neutrale-flug/s/6021e78d-3d72-4eb7-aaaa-cc359724fae5>

(ca. 80 kg pro Passagier), ergeben sich Kosten zur sofortigen Kompensation von 39 € (ca. 500 €/t CO₂). Wählt der Kunde hingegen die Kompensation über 20 Jahre mittels Wiederaufforstung, so betragen die Vermeidungskosten lediglich 1,60 € (ca. 20 €/t CO₂).

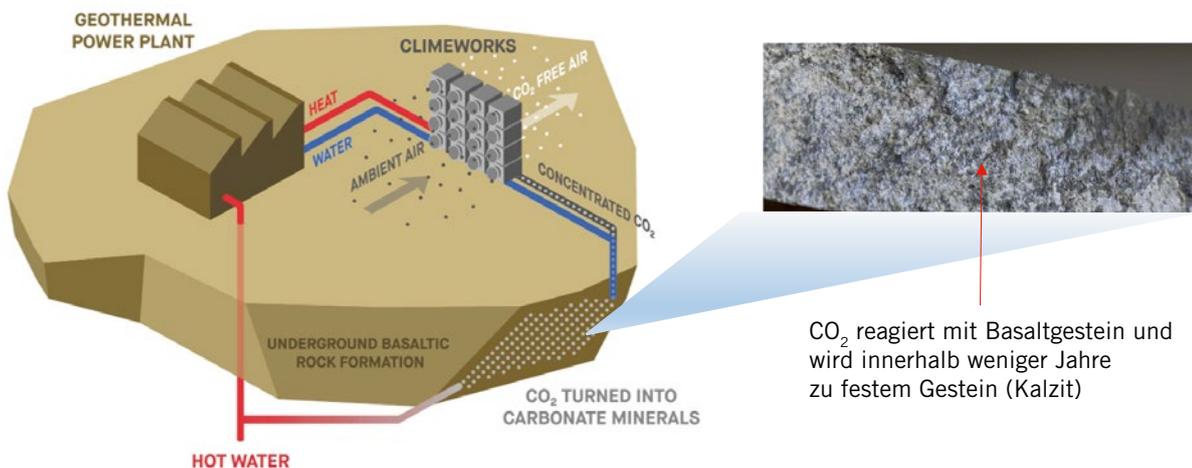
Seit Start des Programms im August 2019, wurden inzwischen über 82 Mio. Passagierkilometer aus knapp 27.000 Flügen von 149 Fluggesellschaften kompensiert. Für 120.000 € wurden 35.000 Bäume gepflanzt und für 580.000 € wurden 575.000 Liter SAF gekauft.

Negative Emission Plant Iceland⁷⁶

Um die technologische Entwicklung von Direct Air Capture and Storage weiter zu fördern, wirbt die Firma Climevents damit für einen monatlichen Geldbetrag eine gewisse Menge an CO₂ aus der Luft abzuscheiden und geologisch als Gestein zu speichern. Dabei wird das CO₂ mittels Direct Air Capture aus dem CO₂ abgetrennt, mit Wasser vermischt und in den Untergrund gepumpt. Durch natürliche Prozesse reagiert das CO₂ mit dem Basaltgestein und wird so innerhalb weniger Jahre als festes Gestein (Kalzit) gespeichert. Dadurch wird ein späteres Austreten des CO₂ verhindert und die langfristige Speicherung nachhaltig sichergestellt. Die Entsorgungskosten für die Kunden belaufen sich dabei auf ca. 1.000 €/t

⁷⁶ Climevents, -<https://climevents.shop/#subscriptions>

Abbildung 1.33: Funktionsweise des von Climevents eingesetzten Verfahrens und Bild des gespeicherten Kohlenstoffdioxids



Quelle: Climevents

CO₂. Die größten geologischen Potenziale für diese Form der CO₂-Speicherung liegen dabei unter dem Meer. 200 nautische Meilen um Island herum werden diese auf bis zu 7.000 Gt CO₂ geschätzt. Die größte Herausforderung der Speicherform stellt dabei der hohe Wasserbedarf dar.⁷⁷

Northern Lights: Neue Geschäftsfelder mit Carbon Capture & Storage⁷⁸

Im Rahmen des Projekts *Northern Lights* entwickelt Equinor gemeinsam mit Shell und Total eine Infrastruktur, welche Transport und Speicherung von CO₂ auf dem Norwegischem Kontinentalschelf ermöglicht.

In der Umgebung von Oslo werden dabei CO₂-Emissionen aus Müllverbrennung und industriellen Quellen aufgefangen und verflüssigt. Das flüssige CO₂ wird mittels Tankschiffen, ähnlich zu LPG Transportschiffen, zu dem Terminal *Naturgassparken* im Westen des Landes gebracht. Von dort aus wird das CO₂ mittels einer 110 km langen Pipeline zu einem Speicher bis zu 3.000 Meter unter dem Meeresgrund transportiert und langfristig ge-

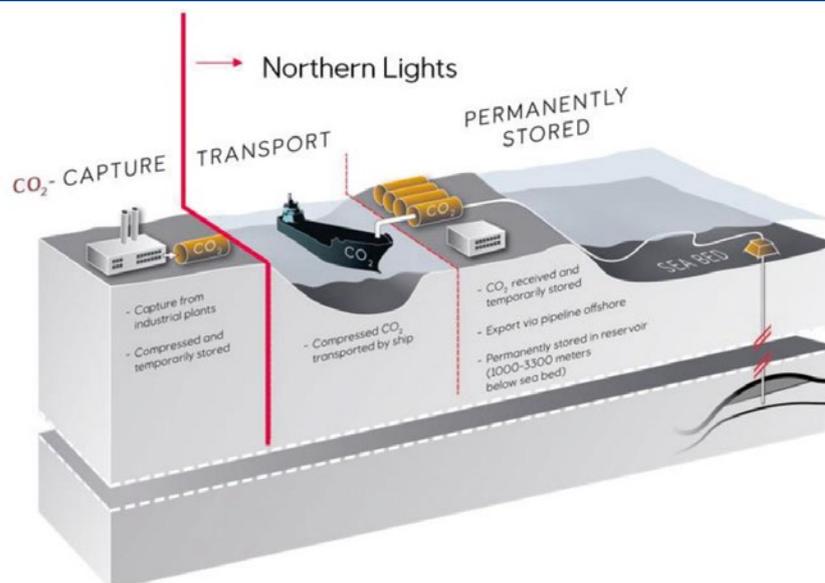
speichert. Die Gesamtspeicherkapazität soll etwa 100 Mt CO₂ betragen. Anfänglich beträgt die jährliche Kapazität des Projekts 1,5 Mt CO₂. Das entspricht in etwa den Emissionen von 135.000 in Deutschland lebenden Personen.⁷⁹ Sollte sich zusätzlicher Speicherbedarf von CO₂-Emittenten vom europäischen Festland zeigen, würde die Kapazität in einer zweiten Phase auf 5 Mt CO₂ erhöht werden. Unter der Voraussetzung von positiven Investitionsentscheidungen der Partner und der norwegischen Regierung ist der operative Betrieb von Phase 1 Ende des Jahr 2023 vorgesehen.

77 Sandra Ó.Snæbjörnsdóttir et al, CO₂ storage potential of basaltic rocks offshore Iceland, Energy Procedia Vol 86, 2016

78 Northern Lights Project, <https://northernlightsccs.eu/en/about>

79 Unter der Annahme eines CO₂-Fußabdrucks von 11 t CO₂eq für eine in Deutschland lebende Person.

Abbildung 1.34: Übersicht über das von Northern Lights entwickelte Konzept zu Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlenstoffdioxid



Quelle: Equinor, Northern Lights Project

1.6 Schlussfolgerungen

Das Erreichen der Klimaneutralität oder gar einer negativen Emissionsbilanz ist eine langwierige Aufgabe, die alle Akteure vor Herausforderungen stellt: Staaten müssen eine Strategie für mehrere Jahrzehnte entwickeln, die flexibel genug ist, um neue Ansätze und Technologien so rasch wie möglich zu integrieren. Unternehmen werden ihre Produktion und ihre Prozesse umstellen, um die THG-Emissionen so niedrig wie möglich zu halten und nach Lösungswegen zum Erreichen einer negativen Emissionsbilanz zu suchen. Private Haushalte werden sich auf höhere Kosten für Energie, Wohnen, Transport und Lebensmittel einstellen müssen. Klimaneutralität ist im Normalfall nicht ohne Anstrengungen und nicht umsonst zu erhalten – Gegenbeispiele wie Bhutan zeigen, wie viele gute Umstände nötig sind, um das zu erreichen.

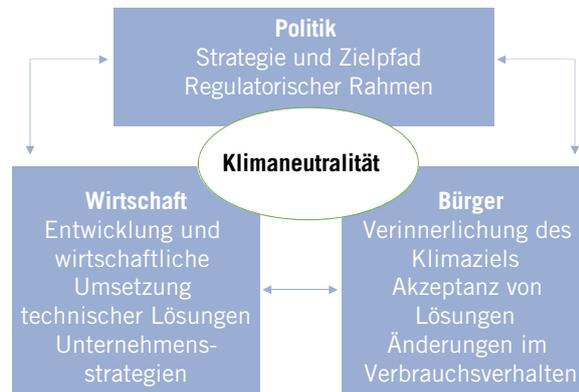
Das Erreichen der Klimaneutralität erfordert politische Rahmenbedingungen, die möglichst rasch zu Investitionen führen. Verzögerungen der notwendigen Investitionen führen zu höheren Kosten und auch zu Lieferengpässen bei den relevanten Technologien, da dann zu viel in zu kurzer Zeit investiert wird.

Negative Emissions-Technologien sollten nicht als Ersatz zu Maßnahmen der Treibhausgasvermeidung betrachtet werden, aber als sehr wichtige Ergänzung. Gerade in bestimmten Bereichen und für andere THG als CO₂ können Vermeidungsleistungen oft nur sehr schwer oder zu sehr hohen Kosten erbracht werden.

Klimaneutralität ist eine ambitionierte Aufgabe. Dementsprechend müssen alle Hebel ausgenutzt werden: Emissionsfreie Energieerzeugung, CC(U)S für Prozessemissionen, Energieeffizienz, Elektrifizierung und der Einsatz von Wasserstoff, um die Bereiche Transport und Wärme/Kälte auch im Haushaltsbereich emissionsfrei zu gestalten. Dazu kommt mit den NET ein neuer Hebel.

Soziale Akzeptanz bei den Bevölkerungsgruppen, die sich z. B. gegen den Ausbau der Energie-Infrastruktur aussprechen, wird allein nicht ausreichen, da das Erreichen einer klimaneutralen Gesellschaft das aktive Mitmachen und die Veränderungsbereitschaft aller Bürger und Akteure erfordert: Klimaneutralität ist ein Ziel mit sehr weitreichenden Änderungen bei Lebensgewohnheiten und Komfortverluste sind nicht vermeidbar, beispielsweise durch Änderungen beim Konsumverhalten oder im Landschaftsbild. Wenn es der Politik nicht gelingen wird, Klimaneutralität als tief verankertes Ziel einer Gesellschaft zu etablieren, werden diese Komfortverluste von Teilen der Gesellschaft nicht akzeptiert und notwendige Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen können nicht umgesetzt werden. Es genügt dabei nicht, eine all-

Abbildung 1.35: Klimaneutralität erfordert das Zusammenspiel aller Akteure



Quelle: Eigene Darstellung

gemeine Zustimmung zum Erreichen der Klimaneutralität zu erreichen, sondern es muss der Politik gelingen, die damit verbundenen Änderungen im Alltagsleben den Menschen als notwendig zu vermitteln.

Krisen, wie die Corona-Krise zu Beginn des Jahres 2020, können auf mehreren Ebenen zum Erreichen der Klimaneutralität genutzt werden.

- Auf persönlicher Ebene, wenn Verhaltensänderungen nachhaltig werden, z. B. durch verstärktes Nutzen von Telekommunikation zur Reduzierung von Fahrten zum Arbeitsplatz oder Dienstreisen.
- Auf staatlicher Ebene, wenn die politischen Antworten auf die Corona-Krise zu einem verstärkten Zusammenarbeiten der Länder geführt und nicht nationale Egoismen als Reflex hervorgerufen haben.

Der erste Reflex auf die Corona-Krise war eine Betonung von Versorgungssicherheit und möglichst viel Autarkie bei Energie – das kann sich aber im Nachgang der Krise auch wieder ändern. Unternehmen sind ebenso gefordert, wenn sie nach der zeitlich beanspruchenden Phase des Wiederhochfahrens nach dem Lockdown, sich wieder Gedanken zu strategischen Themen wie Klimaschutz zu machen.

Offen bleibt, inwieweit Gelder nun verstärkt ins Gesundheitswesen fließen und damit nicht mehr dem Klimaschutz zur Verfügung stehen. Das sollte Ansporn sein, sich beim Thema Klimaschutz verstärkt dem Thema wirtschaftlicher Effizienz zu widmen, damit auch mit weniger Investitionen ein Mehr an Klimaschutz erreicht werden kann.

Energie in der Welt

- 2.1 Die Entwicklung der Energiemärkte der G20-Staaten im Jahr 2019
- 2.2 Einordnung und Darstellung der zentralen Ergebnisse der World Energy Scenarios des World Energy Council
- 2.3 Die 25. Klimakonferenz in Madrid
- 2.4 Status der Endlagersuche im internationalen Kontext
- 2.5 „Corporate PPAs“: Überblick über weltweite und europäische Entwicklungen
- 2.6 Batteriespeicher – Die Schweizer Taschenmesser der Energiewende
- 2.7 Relevanz von Exportkreditgarantien im internationalen Wettbewerb



2.1 Die Entwicklung der Energiemärkte der G20-Staaten im Jahr 2019

- Aufgrund der wirtschaftlichen Lage stieg der weltweite Energieverbrauch in 2019 im Vergleich zum Vorjahr weniger an
- Insbesondere der Kohleverbrauch sank weltweit, wohingegen die Erdgasnachfrage weiter stieg
- Die stärksten Zuwachsraten in der Stromerzeugung verbuchen erneuerbare Energien

Zusammenfassung

Das Jahr 2019 verzeichnete eine weltweite Wachstumsverlangsamung (–0,6 %), was in einem geringeren Energieverbrauchswachstum mündete (0,6 % gegenüber 2,2 % im Jahr 2018).

Im Jahr 2019 verlangsamte sich das Wachstum der G20-Staaten auf 3,1 % (von 3,7 % im Jahr 2018), wobei China und Indien das höchste Wachstum aufwiesen (jeweils 6,1 %, allerdings der niedrigste Wert seit Jahren) und Argentinien und Italien das niedrigste (–3,1 % bzw. 0 %). Der Kohleverbrauch sank nach zwei Jahren Anstieg wieder (–3,6 %) und zeigte ein moderates Wachstum in China (+1 %). Der Erdölverbrauch beschleunigte sich (+1,2 %) und blieb über seinem Trendwachstum in der Vergangenheit. Nach dem Verbrauchsrekord im Jahr 2018 stieg der Erdgasverbrauch in den G20-Staaten weiter an (+3,2 %), beschleunigt durch eine anschwellende Erdgasproduktion in den USA. Das Stromverbrauchswachstum (+0,7 %) schwächte sich parallel zur Wachstumsverlangsamung in den meisten G20-Staaten ab.

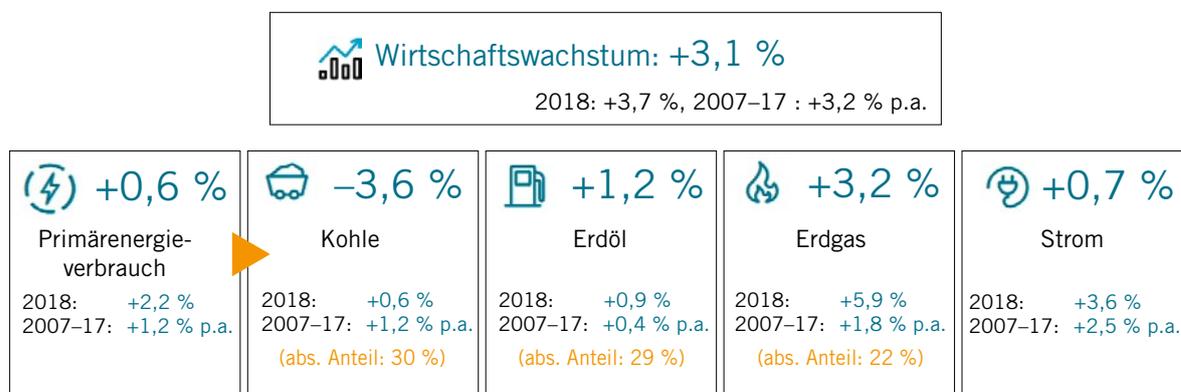
Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum verringerte sich im Jahr 2019 auf 3,1 % in den G20-Staaten auf den geringsten Zuwachs seit der Finanzkrise 2009. Eskalierende Handelsstreitigkeiten und dadurch hervorgerufene Unsicherheiten belasteten die wirtschaftliche Aktivität weltweit.

➤ Das Wirtschaftswachstum im Jahr 2019 verlangsamte sich in allen G20-Staaten, außer Japan, auf 3,1 %

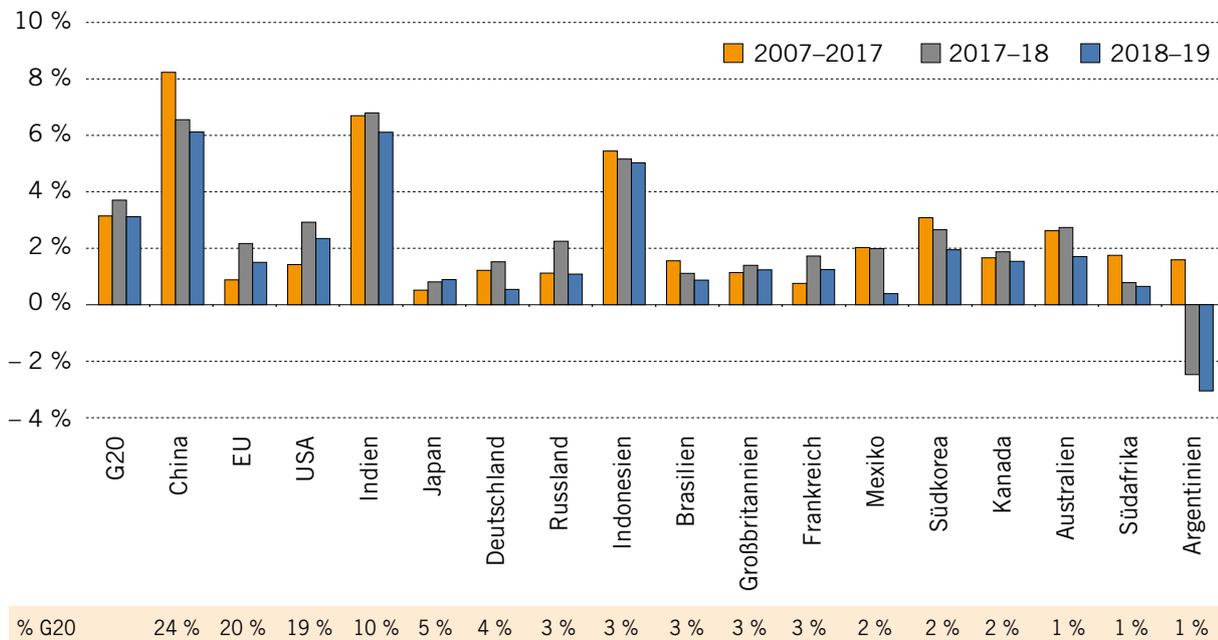
Sowohl China als auch Indien verzeichneten ein Wachstum von 6,1 %. Das war der geringste Zuwachs für China seit 1990 (strukturbedingte Verlangsamung und Handelsstreitigkeiten mit den Vereinigten Staaten) und für Indien seit 2012 (Verlangsamung der heimischen Nachfrage wegen Spannungen im Finanzsektor). Die Handelsstreitigkeiten untergruben auch das Wachstum in den USA, das auf 2,4 % zurückging, und der EU (1,5 %). Große Volkswirtschaften verlangsamten ihr Wachstum ebenfalls, wie Russland (1,1 %), Brasilien (0,9 %), Mexiko (0,4 %), Indonesien (5 %) und Südkorea (2 %).

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2019



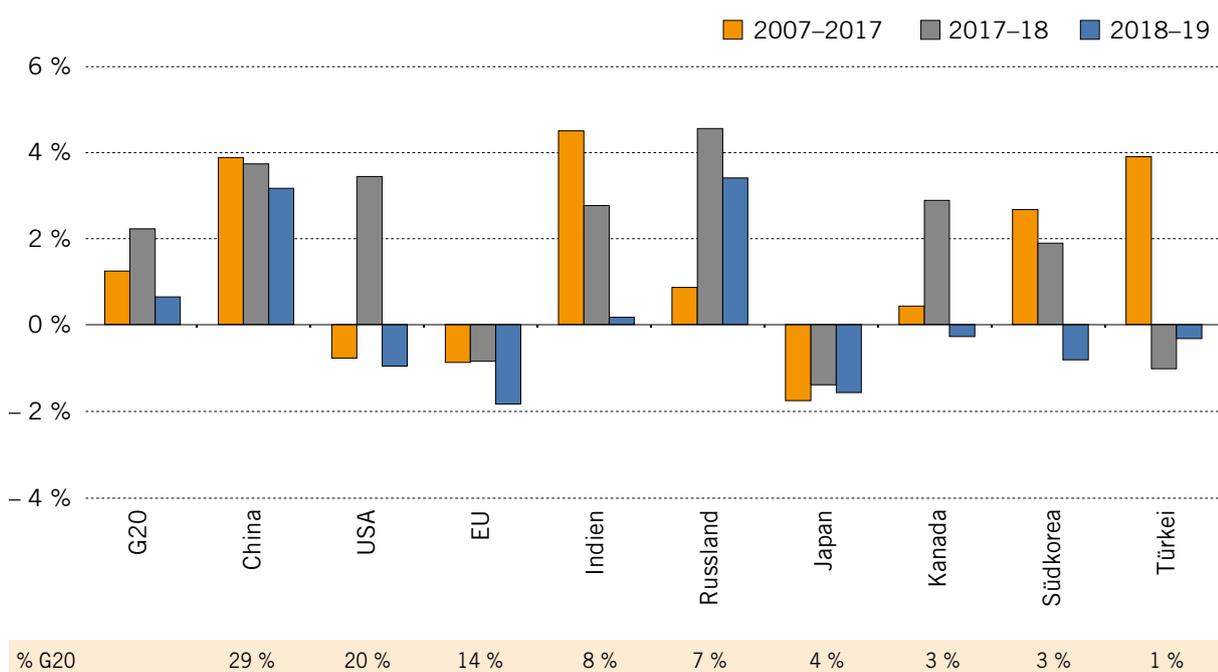
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.2: Wirtschaftswachstum in den großen Industrienationen der G20 (% p.a.)



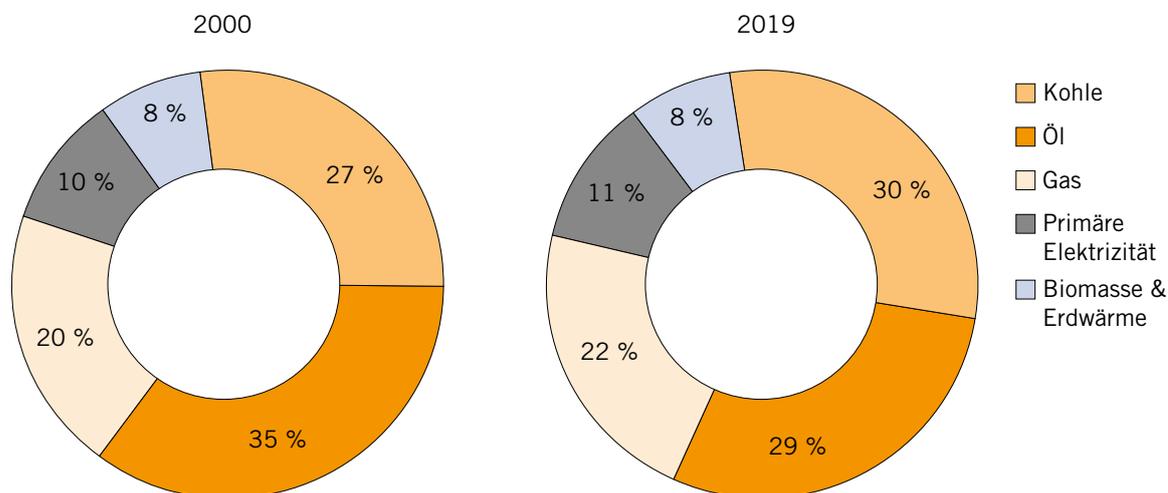
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.3: Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2000 und 2019



Hinweis: Primärenergie zur Stromerzeugung: Kernkraft, Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie and Geothermie.

Quelle: Enerdata

Japan war die einzige große Wirtschaftsmacht mit einem beschleunigten Wachstum (0,9 %).

Gesamter Energieverbrauch

Der gesamte Energieverbrauch in den G20-Staaten verlangsamte sich signifikant auf +0,6 % im Jahr 2019 (von +2,2 % im Jahr 2018), d.h. auf die Hälfte des Durchschnitts der Jahre 2007 bis 2017 (+1,2 % p.a.).

Der gesamte Energieverbrauch der G20-Staaten wuchs nur noch mit 0,6 % im Jahr 2019, verlangsamte sich sogar in China

Wie in vorangegangenen Jahren trat das größte Energieverbrauchswachstum der G 20 in China auf – dem größten Energieverbraucher (19 % der G20) – dessen Energieverbrauch um 3,2 % oder 100 Mio. t Öläquivalente wuchs, allerdings ein geringeres Wachstum als im Jahr 2018 parallel zum geringeren Wirtschaftswachstum. Die Wachstumsverlangsamung senkte den Energieverbrauch in den USA (-1 %, gegenüber von 3,4 % Zuwachs im Jahr 2018, d.h. -22 Mtoe), in der EU (-1,9 %, -30 Mtoe) und Japan (-1,6 %, -6,8 Mtoe). Der Verbrauch ging auch in Südkorea, Kanada und der Türkei zurück.

Das Energieverbrauchswachstum brach in Indien deutlich ein (+0,2 % gegenüber fast 3 % im Jahr 2018, +1,5 Mtoe). Es ging in Russland leicht zurück (+3,4 %, +26 Mtoe)

Kohle blieb der am meisten genutzte Primärenergieträger der G20-Staaten (30 % des Energiemix im Jahr 2019), gefolgt von Erdöl mit 29 % (ein starker relativer Rückgang seit 2000), Erdgas mit 22 %, Primärenergie zur Stromerzeugung mit 11 % und Biomasse und erneuerbare Wärme mit 8%

Kohle

Nach zwei Jahren des Wiederanstiegs sank der Kohleverbrauch wieder um 3,6 % (-260 Mt), trotz eines Mehrverbrauchs von 1 % in China, wo die Regierung immer noch darauf zielt, den Kohleanteil am Primärenergieverbrauch (weniger als 58 % im Jahr 2019) zugunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien zu reduzieren. Schwere Regenfälle und höhere Kernenergieproduktion senkten den Kohlebedarf des indischen Stromsektors und der Kohleverbrauch sank hier um 3,4 % (-33 Mt) im Jahr 2019. Kohlekraftwerksstilllegungen und erhöhter Wettbewerb von kostengünstigerer Stromerzeugung aus Erdgas und erneuerbaren Energien trugen auch zu einem starken Rückgang des Kohleverbrauchs in der EU (-17 %, -109 Mt, insbesondere in Deutschland und Frankreich) und den USA (-12 %, -78 Mt) bei.

Der Kohleverbrauch fiel auch in Südafrika (-16 %, -31 Mt), wegen geringerer Stromproduktion in Kohlekraftwerken), in Südkorea (-5,7 %), weil viele Kohlekraftwerke ihre Erzeugung zur verbesserten Luftreinhaltung einschränken mussten, sowie in Japan (-1,3 %). Im Gegensatz dazu stieg der Kohleverbrauch in Russland um 1,7 % (langsamer als 2018) und in Kanada um 3,6 %.

Der Kohleverbrauch sank 2019 erneut wegen geringerer Nachfrage in Asien (obwohl der Verbrauch in China leicht anstieg) und einem starken Rückgang in den USA und der EU

Ungefähr 68 GW neuer Kohlekraftwerkskapazität gingen im Jahr 2019 in Betrieb, davon zwei Drittel in China, 12 % in Indien und der überwiegende Rest in Malaysia, Indonesien und Pakistan. Auf der anderen Seite wurde 34 GW stillgelegt mit etwa der Hälfte in den USA (weitere 90 GW Stilllegungen werden bis 2030 erwartet) und 20 % in der EU.

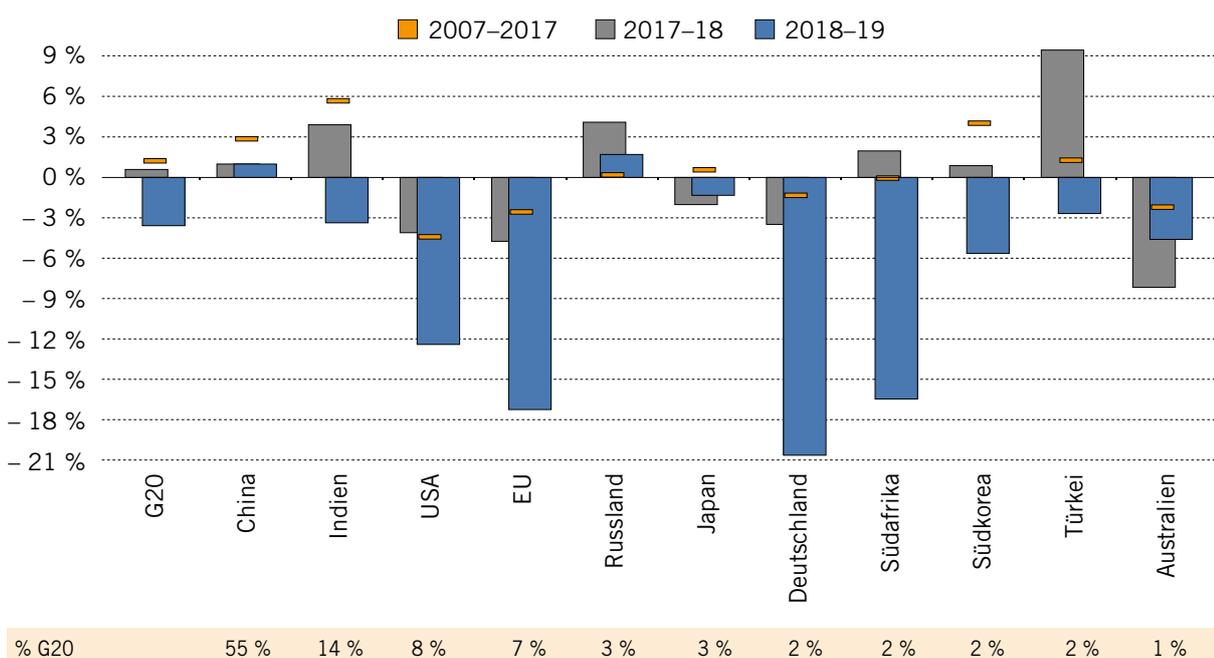
Erdöl

Der Erdölverbrauch beschleunigte sich in den G20-Staaten im Jahr 2019 (+1,2 %, +38 Mtoe) getrieben von der Nicht-OECD-Nachfrage (vor allem in China), niedrigeren Ölpreisen und einer robusten Nachfrage der US-Chemie.

Der Erdölverbrauch beschleunigte sich in China (+6,6 %, +38 Mtoe) und verstetigte sich in Indien (+2,3 %) trotz einer leichten Verlangsamung des Wirtschaftswachstums. Er wiedererstarkte in Russland (+2,3 %) und Brasilien (2,9 %) gestützt durch eine steigende heimische Produktion.

Währenddessen sank der Erdölverbrauch in den USA leicht (-0,5 %) trotz einer wachsenden Nachfrage des Chemiesektors und blieb stabil in der EU (+0,3 %), wo die Verbrauchsentwicklungen auseinandergingen (Erholung in Deutschland, Stabilisierung in Großbritannien und Rückgänge in Frankreich und Italien).

Abbildung 2.5: Entwicklung des Kohleverbrauchs der G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

Der Erdölverbrauch der G20-Staaten wurde getrieben von China und Indien, stagnierte in der EU und ging in den USA sogar zurück

Der Erdölverbrauch blieb stabil in Südkorea, sank aber in Japan um 4,1 % im Zusammenhang mit schwachem Wirtschaftswachstum. Der Ölverbrauch ging in Mexiko erneut zurück (-7,1 %) wie auch in der Türkei (-1,2 %).

Im Jahr 2019 öffnete sich die Lücke zwischen den USA und Saudi-Arabien als größte Erdölproduzenten. Die US-Produktion sprang um 11 % (+74 Mtoe) dank boomenden Frackings, wohingegen Saudi-Arabien seine Produktion um 4,9 % (-28 Mtoe) zurückfuhr, wie mit der OPEC+ vereinbart. Russlands Produktion stieg leicht (+0,9 %, +5 Mtoe), während die US-Sanktionen zu einem Zusammenbruch der Ölproduktion im Iran (-34 %, -71 Mtoe) und Venezuela (-30 %, -26 Mtoe) führten.

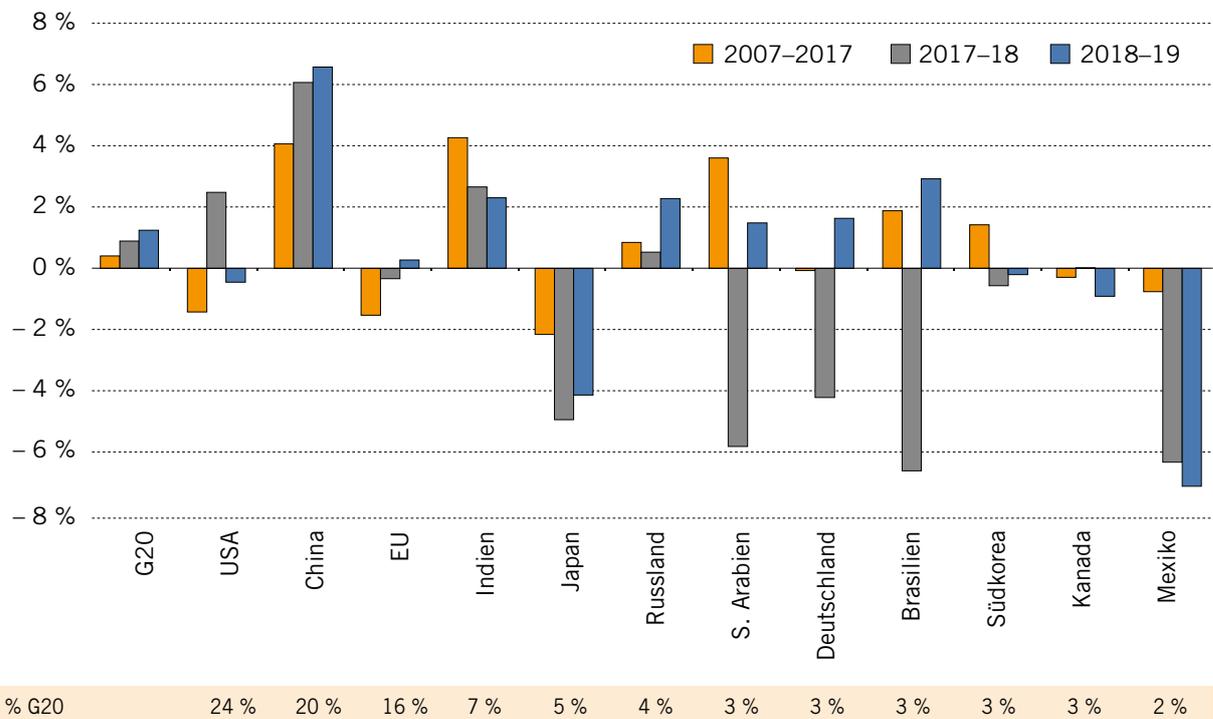
Der amerikanisch-chinesische Handelsstreit und die Verlangsamung des globalen Wirtschaftswachstums trugen zu sinkenden Ölpreisen bei (-10 % für Brentöl und -13 % für WTI-Öl)

Ende 2018 wurden die weltweiten Erdölreserven auf fast 1.700 Mrd. Barrel geschätzt, d.h. einer Produktionsreichweite von 49 Jahren (in den G20-Staaten 656 Mrd. Barrel oder einer Reichweite von 32 Jahren). Währenddessen werden die Erdgasreserven auf 206 Bill. m³ geschätzt d.h. einer Produktionsreichweite von 53 Jahren (in den G20-Staaten 87 Bill. m³ oder einer Reichweite von 35 Jahren).

Erdgas

Der Erdgasverbrauch in den G20-Staaten wuchs dynamisch seit 2014, trotz einer Verlangsamung verglichen mit 2018 wuchs er um 3,4 % (+91 bcm) im Jahr 2019.

Abbildung 2.6: Entwicklung des Erdölverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

Der Erdgasverbrauch wuchs in den USA, dem größten Verbraucher mit 30 % innerhalb der G20, angetrieben von neuen Gaskraftwerkskapazitäten, steigender Produktion (+10 %) und niedrigen Erdgaspreisen, die den Erdgasverbrauch in der Stromerzeugung ankurbelten. Die Verlangsamung des Wirtschaftswachstums, geringerer politischer Druck zur Umstellung von Kohle auf Erdgas und schärfere Emissionsgrenzwerte trugen in China zur einer Halbierung des Erdgasverbrauchswachstums bei (+8,6 %, +24 bcm).

Der Erdgasverbrauch wuchs im Jahr 2019 wieder, angetrieben von einer sprunghaften Erdgasproduktion in den USA und steigendem Wirtschaftswachstum

Der Erdgasverbrauch wuchs auch in zwei großen Märkten, genauer gesagt in der EU (+2,7 %, +13 bcm, weil der Verbrauch sich in Deutschland, Italien und Frankreich erholte) und Russland (+4,5 %, +22 bcm). Er sprang in Indien (+13 %) und Australien (+31 %), wegen

eines starken Wachstums der Erdgasproduktion (+18 %) und Erdgasverflüssigungsanlagen (+11 %) an.

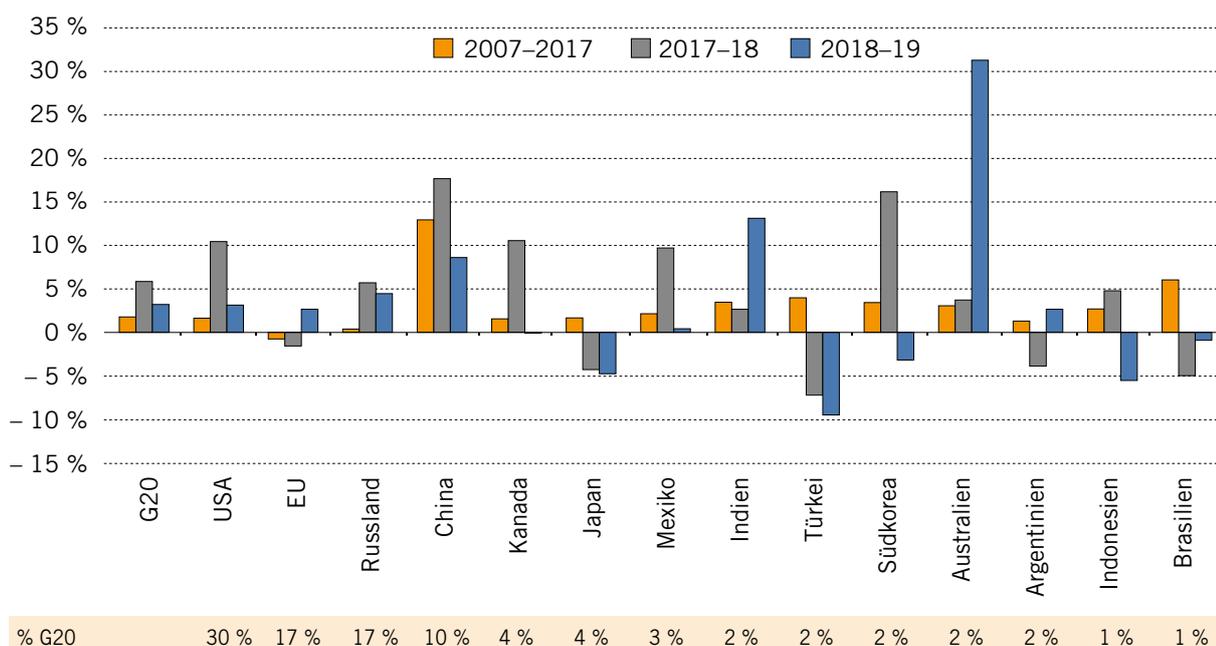
Der Erdgasverbrauch in Kanada und Mexiko blieb stabil. Er verringerte sich in Japan (-4,8 % wegen wachsender Konkurrenz von Kernkraftwerken, Kohlekraftwerken und erneuerbaren Energien-Anlagen) und in Südkorea (-3,2 % aufgrund schwacher Industrienachfrage und ungünstigem Wetter).

Strom

Das Stromverbrauchswachstum fiel signifikant im Jahr 2019 in den G20-Staaten (+0,7 % gegenüber fast +4 % im Jahr 2018), deutlich stärker als das Wirtschaftswachstum in fast allen G20-Staaten.

China, das für 1/3 des Stromverbrauchs der G20 steht, verzeichnete ein Wachstum von 4,5 % dank starker Nachfrage der Haushalte und des Dienstleistungssektors sowie konstanter Nachfrage des Industriesektors. Trotzdem liegt das deutlich unter dem beobachteten durchschnittlichem Verbrauchswachstum seit 2007 (7,5 % p.a.).

Abbildung 2.7: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



Quelle: Enerdata

China war der Haupttreiber des Stromverbrauchswachstums in den G20-Staaten

Der Stromverbrauch sank in den USA (-2,2 % im Jahr 2019 wegen geringerer Industrienachfrage), der EU (-1,4 % mit einer Abschwächung in den vier G20-Staaten) und Japan (-4,3 %).

Das Stromverbrauchswachstum war sehr niedrig in Indien (+0,3 % wegen geringerer Industrienachfrage), in Russland (+0,4 %) und sogar negativ in Kanada (-0,4 %). Es beschleunigte sich in Brasilien (+1,9 %), weil eine robuste Nachfrage der Haushalte und des Dienstleistungssektors die sinkende Industrienachfrage überkompensierten.

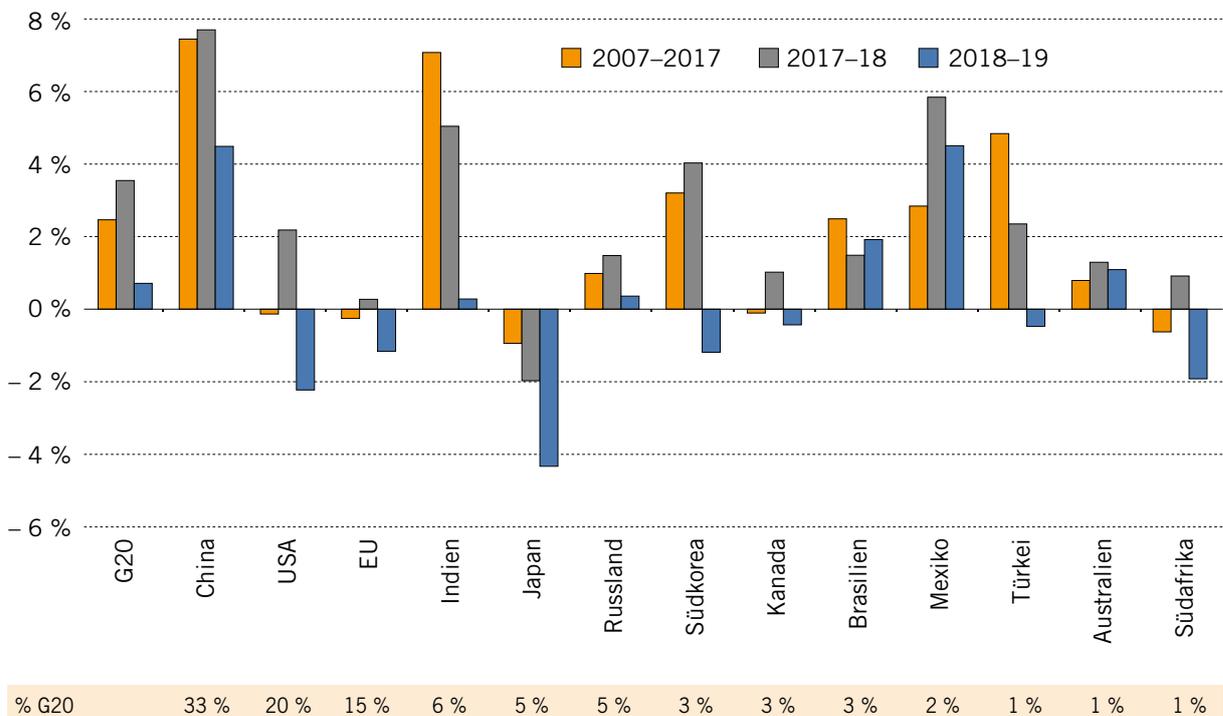
Die Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken steht immer noch für 64 % der Strommix in den G20-Staaten (von 66 % im Jahr 2000), gefolgt von Wasserkraft mit 15 % (stabil seit 2000). Der Anteil der Kernenergie erodierte im Zeitraum von 18 auf 12 %.

Seit 2000 sprang der Anteil von Windkraft und Photovoltaik von weniger als 1 auf 9 % im Jahr 2019. Wind- und Photovoltaikstromerzeugung wuchsen um 11 bzw. 22 %, mit einem geringeren Wachstum als 2018 aber immer noch stärker als alle anderen Energiequellen.

Mit einem Anstieg von 15 % erreichten Windkraft und Photovoltaik 9 % im Strommix der G20-Staaten

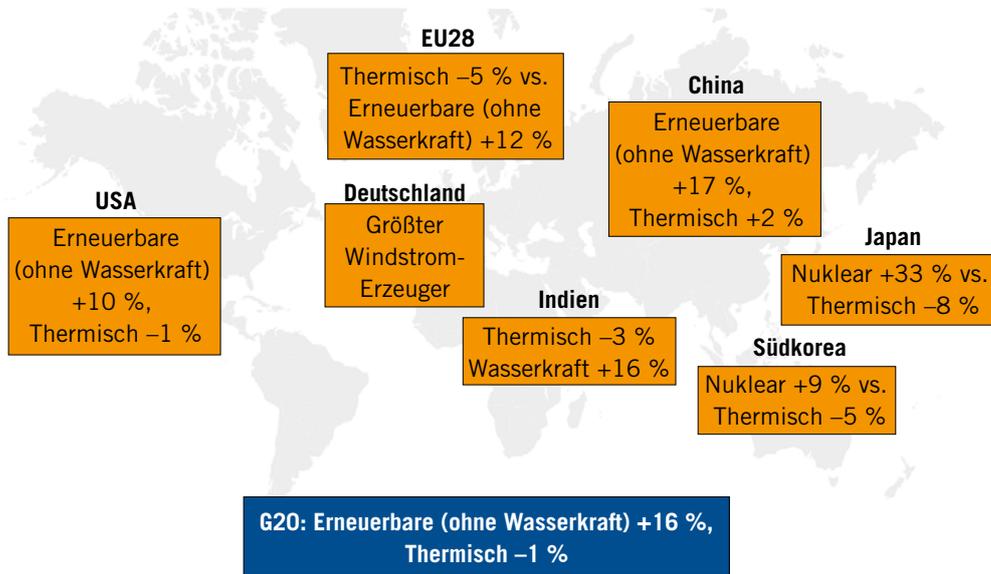
Wie in 2018 waren China und die USA die Haupttreiber zum Anstieg der Wind- und Photovoltaikstromerzeugung: +10 % bei Windkraft in China und +31 % bei Photovoltaik, 9 % bei Windkraft in den USA und 15 % bei Photovoltaik. Die Wind- und Photovoltaikstromerzeugung wuchsen auch beachtlich in der EU (13 % bzw. 9 %) und Japan (jeweils 13 %). Photovoltaik verzeichnete auch große Wachstumsraten in Indien (+25 %).

Abbildung 2.8: Entwicklung des Stromverbrauchs in den G20-Staaten (% p.a.)



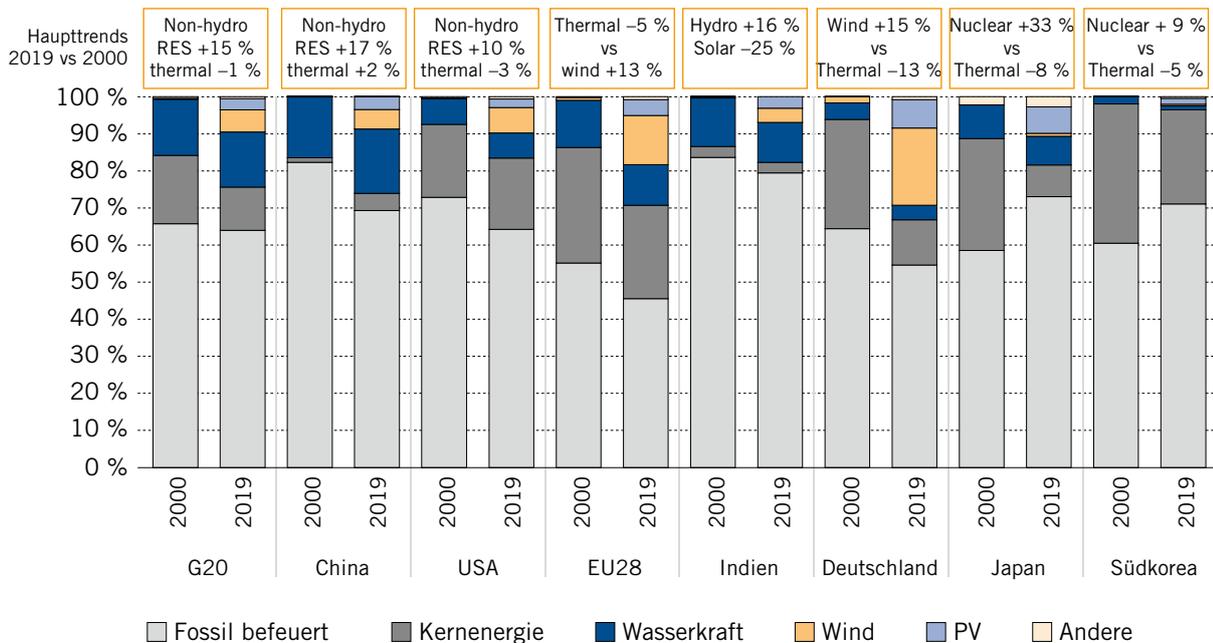
Quelle: Enerdata

Abbildung 2.9: Entwicklung des Stromerzeugungsmix zwischen 2018 und 2019 in ausgewählten G20-Staaten



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.10: Entwicklung des Stromerzeugungsmix zwischen 2000 und 2019 in ausgewählten G20-Staaten



% G20	33 %	19 %	14 %	7 %	3 %	4 %	3 %
-------	------	------	------	-----	-----	-----	-----

Quelle: Enerdata

2.2 Einordnung und Darstellung der zentralen Ergebnisse der World Energy Scenarios des World Energy Council

- **Das Wachstum des Primärenergieverbrauchs und insbesondere des Stromverbrauchs wird praktisch vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt**
- **Die weltweite Stromnachfrage erhöht sich stark – vermehrter Stromeinsatz als Mittel zur Dekarbonisierung**
- **Die ökonomischen und die geopolitischen Schwerpunkte verschieben sich Richtung Asien**
- **Klimafragen gewinnen an Bedeutung, dennoch führt keines der Szenarien zu einer Einhaltung des Pariser Klima-Übereinkommens**

Charakterisierung von Szenarien und Prognosen

Szenarien und Prognosen sind ein unverzichtbares „Werkzeug“ für die Strategieerarbeitung von Unternehmen ebenso wie für die Entscheidungsfindung der Politik. Angesichts der langfristigen Auswirkungen der Investitionen gilt dies in besonderer Weise für die Energieversorgung. Ausblicke zu diesem Sektor können sich auf Teilbereiche, wie etwa den Stromsektor, oder auf Angebot und Nachfrage aller Energieträger und -technologien beziehen. Unterscheidungsmerkmale sind ferner die geografische Abgrenzung (z. B. einzelne Staaten, EU/Europa oder Welt) und auch der gewählte Zeithorizont.

Maßgeblich für die Bewertung der Ergebnisse entsprechender Zukunftsaussagen ist der zugrunde gelegte methodische Ansatz.

In Prognosen wird versucht, die künftige Entwicklung – in der Regel modellgestützt – auf Basis von als wahrscheinlich angenommenen Parametern unter anderem zur Entwicklung von Demografie, Wirtschaftsleistung, Weltmarktpreisen für Energie, technologischen Innovationen und politischer Rahmensetzung darzulegen. Szenarien sind dagegen grundsätzlich nicht als Vorhersagen zu verstehen. Dies gilt für exploratorische ebenso wie für normative Szenarien. Auch als „Outlook“ ausgewiesene Studien zeigen nicht unbedingt eine als wahrscheinlich

Abbildung 2.11: Einordnung verschiedener globaler Szenarien und Projektionen zur Energieversorgung nach Kategorien

Organisation/Studie	Exploratorische (Plausible) Szenarien	Projektionen	Normative Szenarien
 WEC (2019) World Energy Scenarios to 2050	<ul style="list-style-type: none"> • Modern Jazz (MJ) • Unfinished Symphony (US) • Hard Rock (HR) 		
 Shell (2013/18) New Lens Scenarios Mountain Ocean (2013) and Sky (2018) to 2010	<ul style="list-style-type: none"> • Mountain (M) • Ocean (O) 		<ul style="list-style-type: none"> • Sky (S)
 Equinor (2019) Energy Perspectives to 2050	<ul style="list-style-type: none"> • Reform (Rf) • Rivalry (Rv) 		<ul style="list-style-type: none"> • Renewal (Rn)
 EIA (2017) International Energy Outlook bis 2040		<ul style="list-style-type: none"> • Reference Case (RC) 	
 IEA (2019) World Energy Outlook to 2040		<ul style="list-style-type: none"> • Current policies (CP) • New policies (NP) 	<ul style="list-style-type: none"> • Sustainable Development (SD)
 BP (2019) Energy Outlook to 2040		<ul style="list-style-type: none"> • Evolving Transition (ET) 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid Transition (RT)
 ExxonMobil 2019 Outlook for Energy: A Perspective to 2040		<ul style="list-style-type: none"> • Reference 	
 DNV GL (2019) Energy Transition Outlook to 2050		<ul style="list-style-type: none"> • A single forecast of the energy future 	
 McKinsey (2019) Global Energy Perspective 2019		<ul style="list-style-type: none"> • Reference Case (RC) 	

* zusätzlich sind in der BP-Studie „Alternative“Szenarien ausgewiesen, wie u.a. „More Energy, Less Globalization“

angesehene Entwicklung auf. Beispielhaft können dafür die Szenarien *Current Policies* und *Stated Policies* des World Energy Outlook 2019 der International Energy Agency (IEA) genannt werden. Eintrittswahrscheinlichkeiten sind diesen Szenarien nicht zugeordnet. Vielmehr wird aufgezeigt, wohin unterstellte Entwicklungen führen würden. Dies trifft auch für das *Sustainable Development Scenario* der IEA zu. Darin wird abgeleitet, was passieren müsste, um die Ziele der Vereinten Nationen für eine nachhaltige Entwicklung zu erreichen.

Neben der International Energy Agency legen eine Reihe weiterer Institutionen regelmäßig Analysen zur künftigen weltweiten Entwicklung von Angebot und Nachfrage im Energiebereich vor. Dies sind insbesondere der World Energy Council (WEC), die U.S. Energy Information Administration (EIA), die internationalen Öl- und Gaskonzerne ExxonMobil, Shell, BP und Equinor sowie die Beratungsunternehmen DNV GL und McKinsey. In Abb. 2.11 erfolgt eine Einordnung verschiedener globaler Studien, die seit Anfang 2019 vorgelegt worden sind. Berücksichtigt sind die World Energy Scenarios 2019 des World Energy Council, der *World Energy Outlook 2019* der International Energy Agency, der International Energy Outlook 2019 der U.S. Energy Information Administration, die Shell-Szenarien und darunter insbesondere das Szenario Sky aus dem Jahr 2018, der *2019 Outlook for Energy: A Perspective to 2040* von ExxonMobil, der *BP Energy Outlook – 2019 Edition*, die *Energy Perspectives 2019* von Equinor, sowie der *Energy Transition Outlook* von DNV GL und die *Global Energy Perspective 2019: Reference Case* von McKinsey.

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf eine Skizzierung der zentralen Ergebnisse der Szenarien des World Energy Council.

World Energy Scenarios des World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) hatte – unterstützt durch Accenture Strategy Energy – zur Weltenergiekonferenz im September 2019 in Abu Dhabi unter dem Titel *World Energy Scenarios 2019* die Ergebnisse von drei plausiblen, alternativen Pfaden für eine Transformation der weltweiten Energieversorgung bis 2060 vorgelegt. Bei der Benennung der berücksichtigten drei Szenarien hat man sich – in Anknüpfung an die 2016 zur Weltenergiekonferenz in Istanbul entwickelten Szenarien – mit *Modern Jazz*, *Unfinished Symphony* und *Hard Rock* zur Veranschaulichung verschiedener Musik-Richtungen bedient. Sie können wie folgt charakterisiert werden:

- *Modern Jazz* ist als marktgetriebener Ansatz zu verstehen, gekennzeichnet durch eine starke Umsetzung technologischer Innovationen. Unternehmen und Ideen bestimmen hier die Dynamik. Das Szenario führt infolge der Realisierung der wirtschaftlichsten Lösungen zu dem höchsten Wirtschaftswachstum und der stärksten Verbesserung des Zugangs aller Menschen zu bezahlbarer Energie.
- *Unfinished Symphony* folgt einem durch Regierungen getriebenen Ansatz, gekennzeichnet durch umfassende politische Steuerung zur Umgestaltung der Energieversorgung. Weitere Kennzeichen sind eine ausgeprägte globale Kooperation vor allem beim Schutz des Klimas. Auch aufgrund der angesetzten höchsten Bepreisung von CO₂ kommt es im Vergleich der Szenarien zu dem günstigsten Verlauf der Treibhausgas-Emissionen.
- *Hard Rock* ist durch ein Patchwork aus Markt und Staat sowie durch eine fragmentierte Welt mit geringer internationaler Kooperation gekennzeichnet. Die Verfolgung nationaler Interessen steht im Vordergrund. Dem Gesichtspunkt der Sicherheit der Versorgung unter möglichst weitgehender Nutzung heimischer Energiequellen wird der größte Stellenwert beigemessen. Den Nachhaltigkeitszielen wird dieses Szenario am wenigsten gerecht.

Im Vordergrund dieser exploratorischen Szenarien stehen qualitative Storylines, die plausible alternative Zukunftspfade beschreiben und durch Modellierung quantitativ unterstützt werden. Die verschiedenen Zukunftspfade gehen von differierenden Annahmen etwa bezüglich politischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen oder der Intensität und Wirksamkeit internationaler Kooperation aus und kommen entsprechend zu unterschiedlichen Ergebnissen.

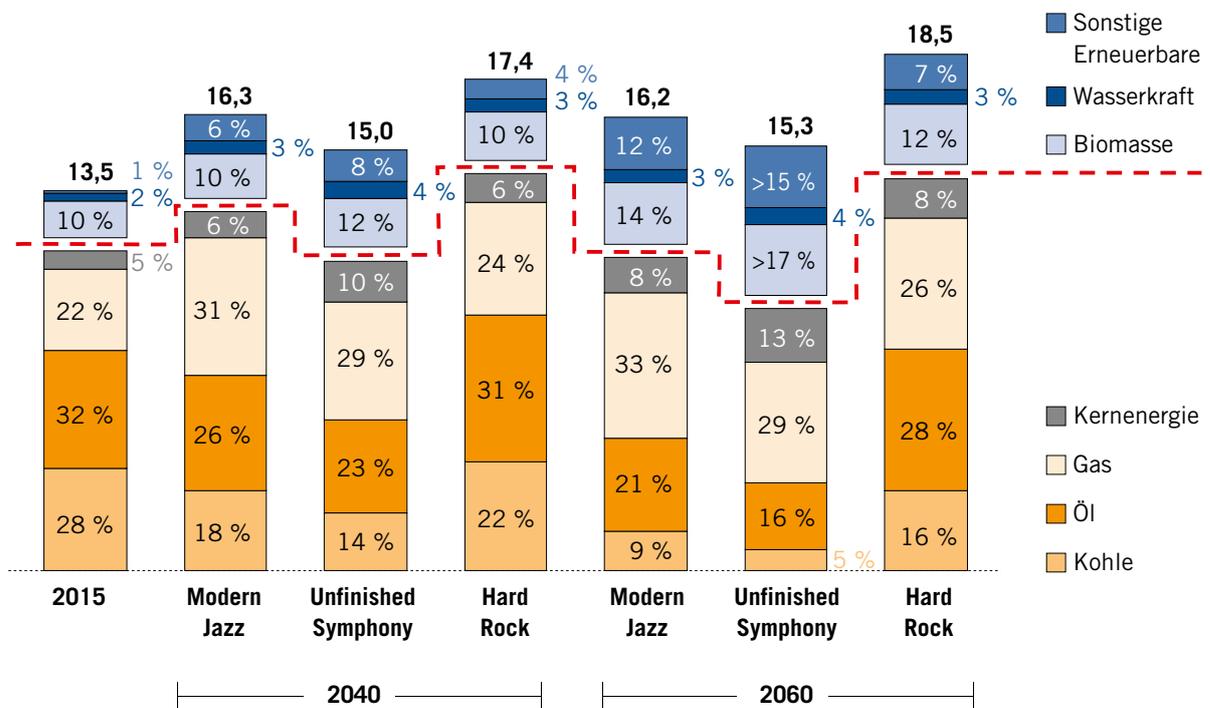
Eintrittswahrscheinlichkeiten werden den Szenarien nicht zugeordnet. Denkbar ist vielmehr, dass die Entwicklung in den einzelnen Staaten und Weltregionen nicht demselben Szenario folgt. Tatsächlich werden in der Realität unterschiedliche Signale wahrgenommen, die jeweils einem der Szenarien zugeschrieben werden können. Soweit eine Rahmensetzung durch verstärkte Regulierung vorherrscht, folgt die Entwicklung dem Szenario *Unfinished Symphony*. Ein starkes Setzen auf einen nationalen Alleingang ist dem Szenario *Hard Rock* zuzuschreiben. Ist eine bahnbrechende Innovation aus dem privaten Sektor Treiber des Wandels in einer Region, folgt die Entwicklung dem Szenario *Modern Jazz*. Zudem kann sich

im Zeitablauf die primäre Ausrichtung der Entwicklung von einem Szenario auf ein anderes verändern.

Die für die im Jahr 2016 getroffenen Grundannahmen und die Ergebnisse, die durch Modellrechnungen des Paul-Scherrer-Institute quantitativ unterlegt worden waren, sind in der Folgezeit einer Überprüfung und Bewertung unterzogen worden. Basierend auf mehreren internationalen Workshops mit einem sehr breiten Mix unterschiedlicher Experten aus allen Bereichen wurde die erwähnte Neuauflage der Studie bis September 2019 erarbeitet. Die drei Szenarien wurden bestätigt und es konnte festgestellt werden, dass deren Relevanz nach Einschätzung des WEC sogar gestiegen ist. Im Vordergrund der World Energy Scenarios 2019 steht die Beschreibung der Entwicklung bis 2040. Das mit der Modellierung betraute Paul Scherrer Institut hat allerdings neben quantitativen Ergebnissen für diesen mittelfristigen Zeithorizont zusätzlich ein umfassendes Zahlenwerk bis 2060 vorgelegt. Die zentralen Konsequenzen für das globale Energiesystem stellen sich für den Zeitraum bis 2060 wie folgt dar:

- Seit 2016 wurden Signale aus jedem der drei Szenarien in den verschiedenen Weltregionen festgestellt. Dabei hat sich eine Veränderung in der Wahrnehmung des Szenarios Hard Rock eingestellt, das – anders als 2016 – nicht mehr als Außenseiter-Szenario wahrgenommen wird. Ferner hat sich seitdem der Eindruck verstärkt, dass sich die Weltenergieversorgung zunehmend von einem Versorger orientierten System zu einem Kunden zentrierten System entwickelt, wobei drei **Treiber für die globale Transformation** identifiziert wurden. Das sind Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung. Kennzeichen der Dezentralisierung ist die Zunahme von Prosumern, also von Verbrauchern, die Strom z. B. mittels Photovoltaik auf dem Dach ihres Hauses erzeugen. Dies ist verknüpft mit der Notwendigkeit zum verstärkten Ausbau einer zentralisierten Infrastruktur, um den dezentral erzeugten Strom weiträumig verfügbar zu machen – ermöglicht durch intelligente Netze und Steuerung, also Digitalisierung.
- Der **globale Primärenergieverbrauch** steigt zwar in den kommenden Jahrzehnten noch an, allerdings wesentlich verhaltener als in den vergangenen De-

Abbildung 2.12: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträgern bis 2060 in Mrd. t Öläquivalent



Quelle: World Energy Council, Paul Scherer Institute, Accenture Strategy: World Energy Scenarios/2019, September 2019

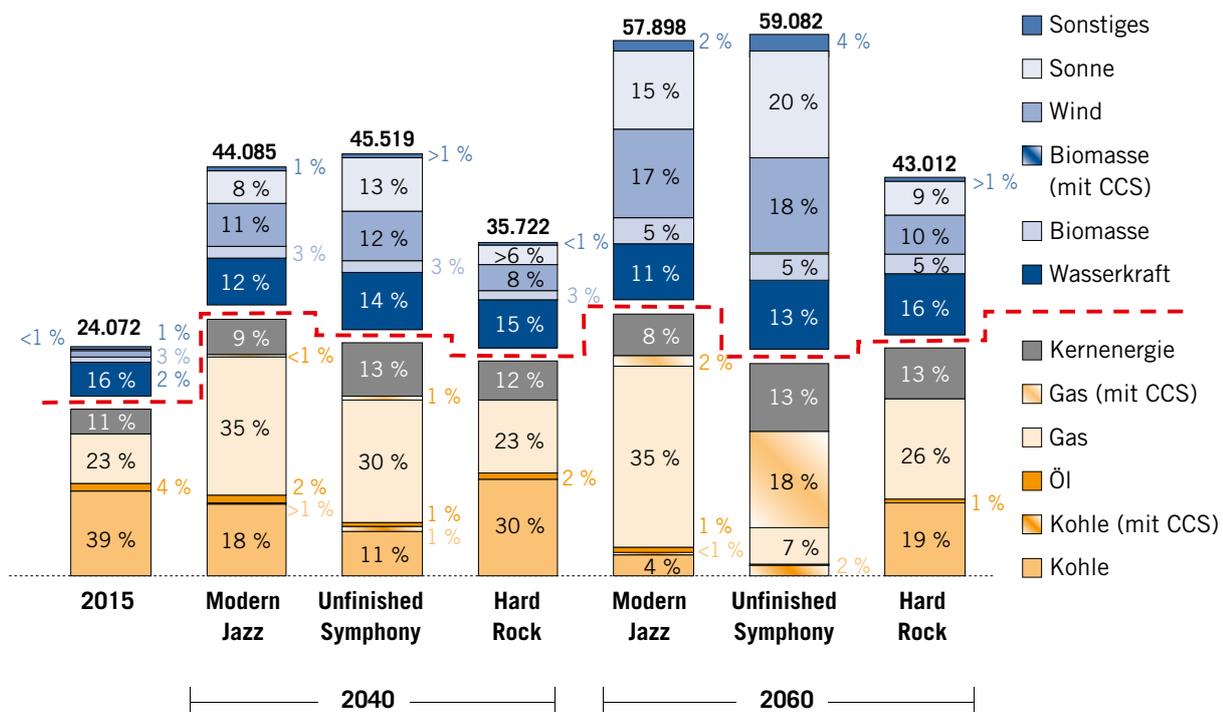
kaden. Peak Demand ist zur Mitte des 21. Jahrhunderts zu erwarten. Der Höhepunkt im Primärenergieverbrauch pro Kopf der Weltbevölkerung wird in allen Szenarien bereits vor dem Jahr 2030 erreicht. Die Energieintensität – ausgedrückt als Energieverbrauch pro Einheit Bruttonationaleinkommen – halbiert sich in den Szenarien Modern Jazz und Unfinished Symphony bis 2040 und in Hard Rock bis 2060 im Vergleich zu 2015. Der größte Treiber für den künftigen Primärenergieverbrauch ist die Entwicklung in Zentralasien (einschließlich Indien), während der Höhepunkt des Primärenergieverbrauchs in Europa bereits überschritten ist und in Nordamerika in allen Szenarien bis 2030 erreicht wird.

3. Der **Mix im Primärenergieverbrauch** wandelt sich in den nächsten Jahrzehnten. Allerdings werden die fossilen Energien auch 2060 noch zwischen 50 % (Unfinished Symphony) und 70 % (Hard Rock) des weltweiten Primärenergieverbrauchs decken (Modern Jazz: 63 %). Der Beitrag von Kohle vermindert sich stark, während der Anteil von Erdgas in allen Szenarien noch ansteigt. Der Peak in der Ölnachfrage wird in Modern Jazz und in Unfinished Symphony

ny zwischen 2025 und 2030 erwartet. In Hard Rock steigt der Ölverbrauch noch bis 2040 – gefolgt von einer Plateau-Phase danach. Im Vergleich zu den Projektionen aus dem Jahr 2016 wird der Ölverbrauch in den kommenden Jahrzehnten niedriger eingeschätzt. Dies wird durch einen höheren Gasverbrauch ausgeglichen. Der Kohleverbrauch wird deutlich geringer angesetzt als noch vor drei Jahren. Kernenergie baut ihre Position in allen Szenarien leicht aus – am stärksten in Unfinished Symphony. Die Errichtung neuer Kernkraftwerke erfolgt allerdings nur in Ländern, in denen der Staat dies aktiv flankiert. Dies gilt insbesondere für China, Indien, Russland, den Mittleren Osten und in einigen europäischen Ländern. Der Anteil erneuerbarer Energien erhöht sich – gemessen am Primärenergieverbrauch – von knapp 14 % im Jahr 2015 bis 2060 auf 22 % in Hard Rock, auf 29 % in Modern Jazz und auf 37 % in Unfinished Symphony (Abb. 2.12).

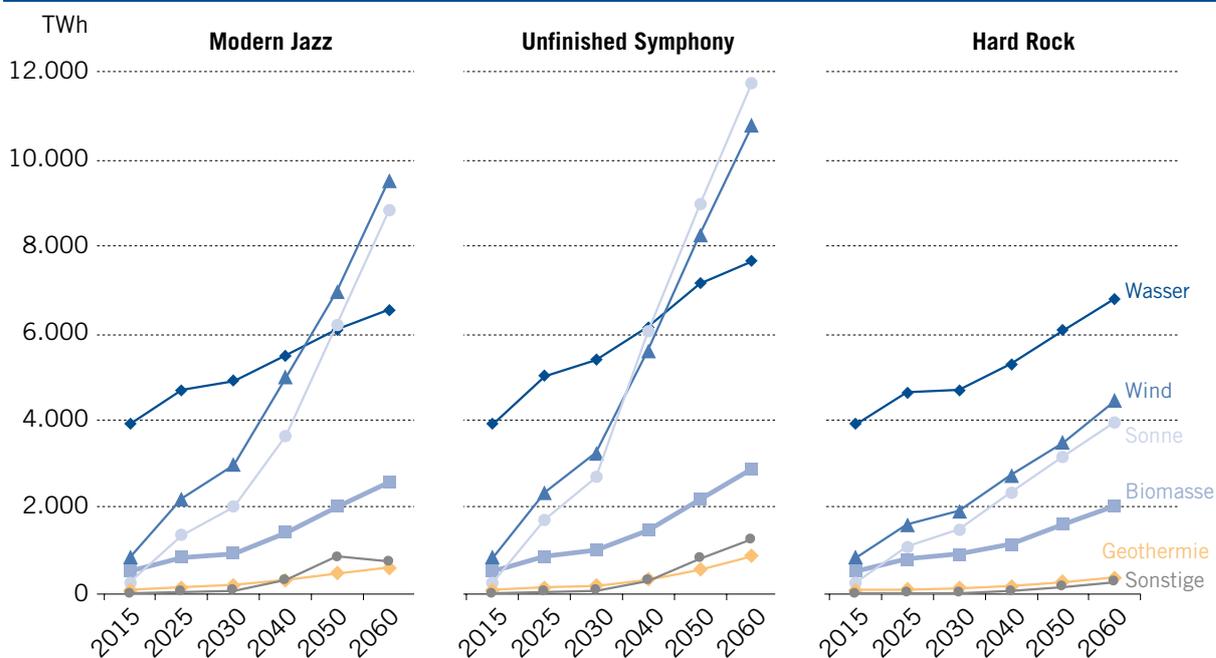
4. Ein weiterer Unterschied zu den 2016 vorgelegten Ergebnissen besteht in der Annahme einer wesentlich **beschleunigten Elektrifizierung des Energiesystems** – zumindest in Modern Jazz und Unfinished

Abbildung 2.13: Globale Stromerzeugung nach Energieträgern bis 2060 in TWh



Quelle: World Energy Council, Paul Scherer Institute, Accenture Strategy: World Energy Scenarios/2019, September 2019

Abbildung 2.14: Globale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2060



Quelle: World Energy Council, Paul Scherer Institute, Accenture Strategy: World Energy Scenarios/2019, September 2019

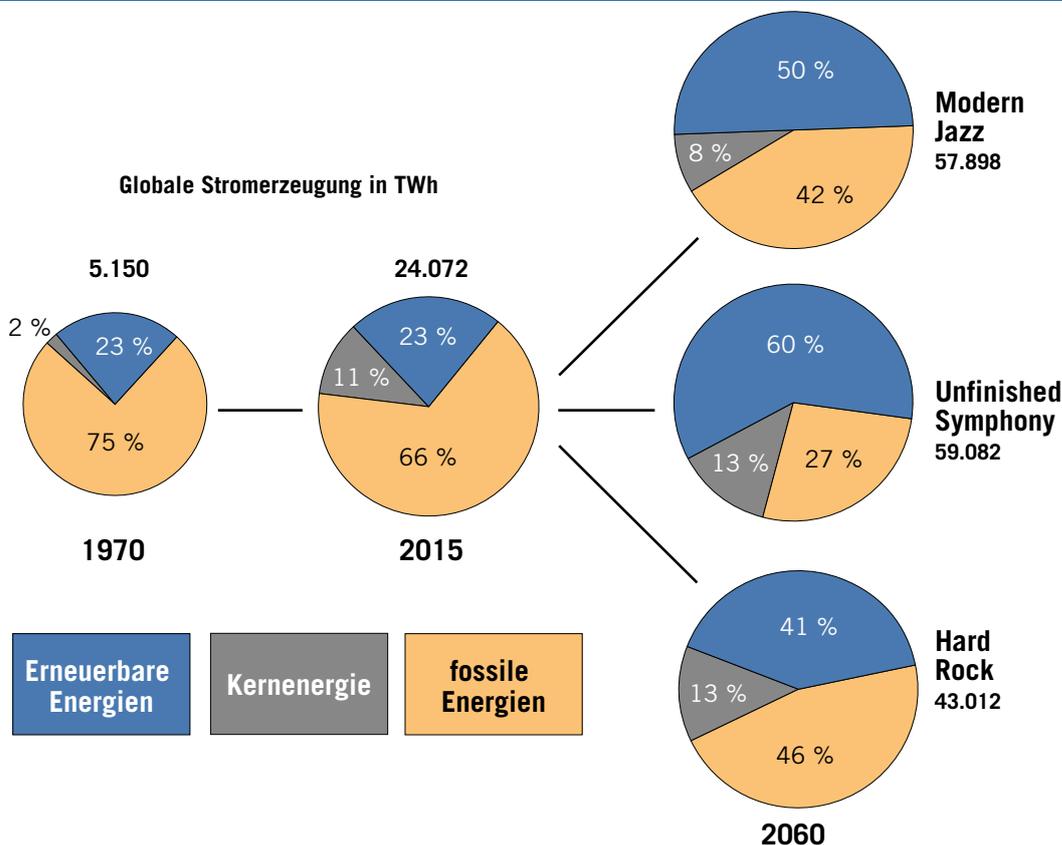
Symphony. In diesen beiden Szenarien steigt die weltweite Stromnachfrage bis 2060 um fast 150 % gegenüber 2015, während in der Studie von 2016 für den gleichen Zeitraum noch von einer Verdoppelung ausgegangen worden war.

- Gemäß dem aktuellen Report werden zwischen zwei Drittel (Modern Jazz und Hard Rock) und drei Viertel (Unfinished Symphony) des im Zeitraum 2015 bis 2060 verzeichneten Nachfrageanstiegs bei Strom durch **erneuerbare Energien** gedeckt (Abb. 2.13). Die stärksten Wachstumsbeiträge werden für die Solarenergie und daneben für die Windkraft ausgewiesen (Abb. 2.14). Die Stromerzeugung aus Sonne (2015: 256 TWh) wird sich global bis 2060 mehr als verfünffachen (Hard Rock), mehr als verdreifachen (Modern Jazz) bzw. sogar mehr als verfünfundvierzigfachen (Unfinished Symphony). Die weltweite Stromerzeugung aus Windkraft wird im Vergleich zum Stand des Jahres 2015 (840 TWh) bis 2060 in Hard Rock auf das Fünffache und in Modern Jazz sowie in Unfinished Symphony auf mehr als das Zehnfache zunehmen. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft erhöht sich bis 2060 im Vergleich zu 2015 – je nach Szenario – um zwei Drittel bis fast 100 %. Da die gesamte Stromerzeugung stärker wächst, verringert sich ihr Anteil leicht. Die Wasser-

kraft gehört aber auch künftig – neben Sonne und Wind – zu den Großen Drei der zur Stromerzeugung genutzten Energieträger. Die Stromerzeugung aus Biomasse vervier- bis verfünffacht sich bis 2060. Damit steigt deren Anteil an der globalen Stromerzeugung von 2 % im Jahr 2015 auf 5 % im Jahr 2060 an. Trotz starken absoluten Wachstums – allerdings bezogen auf ein niedriges Ausgangsniveau – bleibt der Beitrag von Geothermie und anderen erneuerbaren Energien bis 2060 auf 1 % der Stromerzeugung begrenzt. Der Beitrag aller erneuerbaren Energien zur weltweiten Stromerzeugung vergrößert sich von 23 % im Jahr 2015 auf 41 % (Hard Rock) bis 60 % (Unfinished Symphony) im Jahr 2060; im Szenario Modern Jazz sind es 50 %. Demgegenüber war der Anteil der erneuerbaren Energien an der globalen Stromerzeugung in den 45 Jahren zuvor, also von 1970 bis 2015, mit 23 % konstant geblieben (Abb. 2.15).

- Der gesamte weltweite **Endenergieverbrauch** steigt im Zeitraum 2015 bis 2060 zwischen 11 % (Unfinished Symphony) und 46 % (Hard Rock) an, wobei das größte Wachstum für die Industrie (+ 17 % in Unfinished Symphony bzw. + 50 % in Hard Rock) ausgewiesen wird. Im Transportsektor sind es zwischen 6 % (Unfinished Symphony) und 42 % (Hard

Abbildung 2.15: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien an der weltweiten Stromerzeugung von 1970 bis 2060 in TWh



Quelle: World Energy Council, Paul Scherer Institute, Accenture Strategy: World Energy Scenarios/2019, September 2019

Rock), im Gebäudesektor zwischen 7 % und 33 %. Für Modern Jazz lauten die vergleichbaren Zuwachsraten + 25 % in der Industrie, + 18 % im Transportsektor und + 15 % im Gebäudebereich, was in diesem Szenario zu einem Gesamtanstieg von 22 % führt.

7. Im **Transportsektor** zeichnet sich ein starker Wandel im Mix der Einsatzenergien ab. Der Anteil von Öl (fossil) sinkt von 92 % im Jahr 2015 auf 45 % in Unfinished Symphony, 61 % in Modern Jazz und 80 % in Hard Rock im Jahr 2060. Der Anteil von Gas (fossil) steigt von 3 % im Jahr 2015 bis 2060 auf 4 % in Unfinished Symphony, 6 % in Modern Jazz und 7 % in Hard Rock. Weiter entwickelte Biokraftstoffe führen zu wachsenden Anteilen, die von 9 % in Hard Rock über 10 % in Modern Jazz bis hin zu 16 % in Unfinished Symphony im Jahr 2060 reichen (2015: 3 %). Der Anteil von Strom am Energieverbrauch des Transportsektors wächst von gut 1 %

im Jahr 2015 bis 2060 auf 4 % in Hard Rock, 18 % in Modern Jazz und 24 % in Unfinished Symphony. Wasserstoff erreicht 2060 Anteile zwischen 1 % (Hard Rock), 6 % (Modern Jazz) und 11 % (Unfinished Symphony). Die Entwicklung in der individuellen Mobilität ist gekennzeichnet durch Faktoren, wie den zunehmenden Einsatz von Elektrofahrzeugen, Effizienzverbesserungen bei Verbrennungsmotoren, Car Sharing, das Vordringen autonomer Fahrzeuge und durch neue Arten des Transports. Die Geschwindigkeit des Wandels ist vor allem auch abhängig von der Entwicklung der Infrastruktur.

8. Die **Verbesserung der Energieeffizienz** wird als besonders wichtiger Treiber für die Entwicklung der Energienachfrage in den Sektoren Industrie sowie Gebäude und Dienstleistungen gesehen. Ohne fortgesetzte Effizienzgewinne würde der Energieverbrauch in diesen Sektoren deutlich höher ausfallen als ausgewiesen. Der zunehmenden Digitalisierung

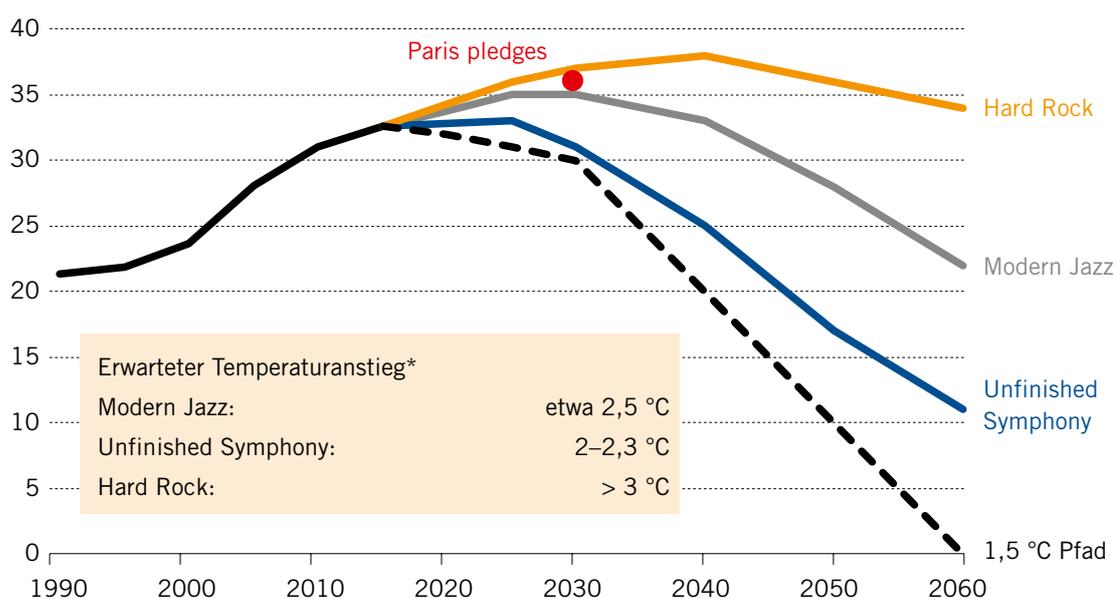
wird eine wichtige Rolle für die erwartete Beschleunigung bei der Realisierung neuer Energieeffizienz-Lösungen zugeschrieben.

9. Die **Kundenorientierung des Energiesystems** erhöht sich in allen Szenarien. Dies gilt insbesondere für Modern Jazz, in dem das Verlangen nach verbesserter Transparenz und nach Dienstleistungen mit Zusatznutzen zu Vorteilen bei den Kosten der Versorgung sowie im Gesundheits- und Umweltschutz führt. In Unfinished Symphony bewirken Maßnahmen der Regierungen und ein Wandel zu einem stärker sozial verantwortlichen Verbraucherverhalten wirtschaftliches Wachstum – weitgehend abgekoppelt von der Entwicklung des Energieverbrauchs. Die Energieintensität verringert sich in diesem Szenario am stärksten.
10. Als zwingende Voraussetzung für die angestrebte Dekarbonisierung der Energieversorgung werden **hohe Investitionen in den Ausbau einer innovativen Infrastruktur** angesehen. Allein für die Stromerzeugung sind in den bevorstehenden Jahren Investitionen zwischen 670 und 890 Mrd. USD pro Jahr erforderlich. Davon wird der größte Teil auf Wind- und Solaranlagen entfallen. Auch in Gaskraftwerke muss zunehmend investiert werden, während bei Kohle-

kapazitäten einschneidende Stilllegungen bevorstehen.

11. Die **Verwirklichung neuer CO₂-neutraler Technologie-Pfade** in größerem Maßstab wird – unterstützt durch eine zunehmende CO₂-Bepreisung – verstärkt ab 2040 erwartet. Dazu gehören die Nutzung von Wasserstoff sowie der Einsatz der Technologie der Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ in der Stromerzeugung und bei Industrieprozessen. Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ macht in Unfinished Symphony die größten Fortschritte. Fast drei Viertel der weltweiten Stromerzeugung auf Basis fossiler Energien erfolgt 2060 in diesem Szenario in Kraftwerken mit CCS. In Modern Jazz sind es dagegen zum gleichen Zeitpunkt nur 6 %. In Hard Rock kommt diese Technologie in der Stromerzeugung gar nicht zum Einsatz. Dies zeigt: Für einen Durchbruch von CCUS ist neben technologischem Fortschritt eine Flankierung durch die Politik unverzichtbar. Nur dann kann CCUS seiner Rolle als wichtiger Hebel bei der globalen Dekarbonisierung der Energieversorgung gerecht werden. Unter Einbeziehung der Kernenergie sind 2060 in Unfinished Symphony 93 % der Stromerzeugung CO₂-frei. Zum Vergleich: In Modern Jazz sind es 60 % und in Hard Rock 54 %.

Abbildung 2.16: Entwicklung der weltweiten CO₂-Emissionen gemäß den WEC-Szenarien bis 2060 in Mrd. t



* bis 2100

Quelle: World Energy Council, Paul Scherer Institute, Accenture Strategy: World Energy Scenarios/2019, September 2019

12. Keines der Szenarien leitet eine Entwicklung ein, die das **Erreichen der Ziele des Pariser Klima-Übereinkommens** gewährleistet. Unfinished Symphony kann unter den drei Szenarien als der Pfad angesehen werden, der die stärkste Dekarbonisierung bewirkt. Aber auch für dieses Szenario wird bis 2100 noch mit einem globalen Temperaturanstieg von etwas mehr als 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau gerechnet. Modern Jazz begrenzt den Temperaturanstieg auf etwa 2,5 °C, während Hard Rock zu mehr als 3 °C führt (Abb. 2.1+6). Die Regierungen, so die Forderung des WEC, müssen demnach stärkere Aktivitäten entfalten und mit Kooperationen unter Aufgabe nationaler Alleingänge dafür sorgen, dass die sich abzeichnenden Trends umgekehrt werden.

Bepreisung von CO₂ auf einem möglichst weltweit vergleichbar hohen Niveau gehört, sowie eine gesteigerte internationale Kooperation sind die entscheidenden Schlüssel für das Erreichen der Nachhaltigkeitsziele.

Fazit

Die vom WEC vorgelegten Szenarien folgen einem exploratorischen Ansatz. Es wird also nicht, wie dies bei einem normativen Ansatz der Fall ist, ein Ziel vorgegeben und aufgezeigt, was erforderlich wäre, um dieses Ziel zu erreichen. Die Szenarien sind aber auch nicht als Prognose zu verstehen. Sie beschreiben vielmehr mögliche plausible Pfade zur Entwicklung der globalen Energieversorgung, deren Ausrichtung vor allem dadurch bestimmt wird, welcher politische und gesellschaftliche Trend sich durchsetzt. Die 2019 erfolgte Aktualisierung der Szenarien verschafft neue Einsichten in das erweiterte und durch vergrößerte Komplexität geprägte Umfeld, das innerhalb und außerhalb des Energiesystems entstanden ist und nicht nur neue Energietechnologien, sondern auch Innovationen jenseits der Energiewirtschaft einbezieht. Mit den Szenarien wird das Ziel verfolgt, die Aufmerksamkeit auch auf Faktoren zu lenken, die zu einer Neuausrichtung des Energiesystems führen, wie das geänderte Verhalten der Bevölkerung sowie innovative Ansätze in Politik und Geschäftsmodellen.

Die ermittelten Ergebnisse zeigen: Wir stehen vor einer Reise in eine neue Energiewelt, die Große Transformation. Fossile Energien behalten aber auch künftig eine zentrale Rolle für das globale Energiesystem. Größte Herausforderung bleibt der Klimaschutz. Trotz der sich abzeichnenden Veränderungen wird in allen drei vom WEC berücksichtigten Zukunftspfaden das in Paris vereinbarte Klimaziel verfehlt. Die Regierungen müssen demnach stärkere Aktivitäten entfalten und mit Kooperationen unter Aufgabe nationaler Alleingänge dafür sorgen, dass die sich abzeichnenden Trends verändert werden. Ein technologie-neutrales politisches Rahmenwerk, zu dem eine

2.3 Die 25. Klimakonferenz in Madrid

- **Keine Einigung in Bezug auf Handelsmechanismen (Artikel 6)**
- **Weiterhin sehr offene Situation in Bezug auf finanzielle Kompensation von Klimaschäden**
- **NDCs nicht ausreichend für das Paris-Ziel von 1,5 °C**

Die Weltklimakonferenz in Madrid ist mit zwei Tagen Verspätung am 15. Dezember 2019 zu Ende gegangen – was vor allem als Bemühen verstanden worden ist, doch noch mit einem halbwegs zufriedenstellenden Resultat von dannen zu ziehen. Ebenso war der Start recht holprig: Zunächst sollte Brasilien die COP-25 ausrichten, dann Chile – und am Ende wurde es dann Madrid.

Ergebnisse der COP 25

2020 wird das Pariser Klimaschutzabkommen in Kraft treten. Im vergangenen Jahr sollte deshalb das Regelwerk dieses Abkommens im polnischen Kattowitz verabschiedet werden. Das ist bis auf eine Ausnahme auch gelungen: es gab keine Einigung für die Handelsmechanismen unter Artikel 6. Der Artikel des Pariser Klimaabkommens sieht dabei drei Mechanismen vor:

- Artikel 6(2): Bilaterale Übertragung von Emissionsminderungen zwischen Staaten: ein Staat, der seine Verpflichtungen übererfüllt, kann überschüssige Emissionsminderungen an andere Staaten verkaufen, die sich diese auf ihre Minderungsziele anrechnen lassen können.
- Artikel 6(4): Internationaler Emissionshandel mit öffentlichen und privaten Teilnehmern, auch Sustainable Development Mechanism (SDM) genannt.
- Artikel 6(8): Nicht-Markt-Basierte Mechanismen z. B. Technologietransfer und Capacity Building.

Diskutiert wurden bei der Ausgestaltung dieser Regeln vor allem Themen wie allgemeines Regelwerk, Doppelzählung, Umgang mit Minderungen aus der Zeit vor dem Pariser Klimaabkommen und wie Handelsinstrumente, Klimaschutzambitionen und Kosteneffizienz unterstützen können. Costa Rica ergriff die Initiative um mit den „San José Prinzipien“, bestimmte Grundsätze für einen Emissionshandel zu fordern. Insgesamt 30 Staaten schlossen sich der Initiative an, darunter auch Deutschland. Die Verhandlungen zu Artikel 6 konnten jedoch in Madrid nicht abgeschlossen werden.

Unterschiedliche Auffassungen gibt es auch in Bezug auf Höhe und Kompensationen von Schäden, die als mögliche Folgen des Klimawandels eingestuft werden. Dafür wurde 2013 der Internationale Warschau-Mechanismus

(WIM) gegründet, dessen Überprüfung auf der Tagesordnung der COP-25 stand. Dabei sollte vor allem eine wirksame Unterstützung schutzbedürftiger Länder sichergestellt werden. Strittig war hier vor allem die Frage nach der Einklagbarkeit finanzieller und möglicherweise auch der Höhe nach unbegrenzter Kompensationen. Diese sind im Pariser Klimaabkommen ausgeschlossen, jedoch nicht in der 1992 verabschiedeten Klimarahmenkonvention (COP UNFCCC). Eine Reihe von Industrieländern unter Führung der USA wollen daher eine entsprechende Ergänzung der Klimarahmenkonvention. Beschlossen wurde allerdings die Einrichtung eines Expertenkomitees ab dem Jahr 2020. In Zusammenarbeit mit dem GCF (Green Climate Funds) und dem Standing Committee on Finance soll geklärt werden, wie Entwicklungsländer leichteren Zugang zu existierenden GCF-Geldern erhalten, auch im Kontext mit möglichen Klimaschäden.

Weiterhin reichen die bislang eingereichten nationalen Klimaschutzbeiträge (NDCs) nicht aus, um die vereinbarten Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen. Climate Action Tracker errechnet, dass die aktuell eingereichten NDCs zu einem Anstieg der globalen Mitteltemperatur um 2,8 °C führen (Unsicherheitsintervall von 2,3 °C bis 3,5 °C; Stand Dezember 2019).

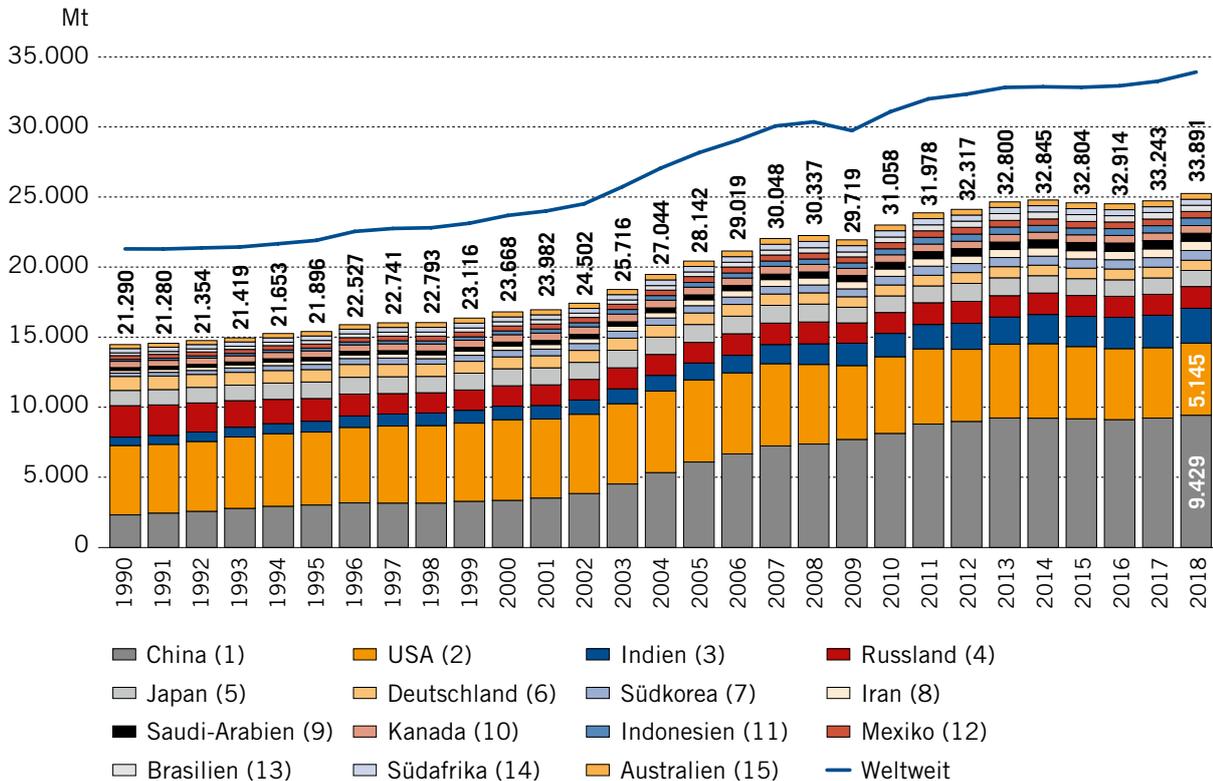
Bewertung

Die COP-25 war als Arbeitstreffen gedacht, um die noch ausstehenden Hausaufgaben, die sich aus der COP-24 ergaben, zu erledigen. Das ist leider nicht gelungen. Als Reaktion auf die mangelnden Ergebnisse kann damit gerechnet werden, dass diejenigen Länder, die bislang viel für die Treibhausgasvermeidung getan haben, ihre Anstrengungen noch steigern werden – während diejenigen Länder, die bislang nur wenig getan haben, die Ergebnisse von Madrid als Rechtfertigung verwenden werden, ihre Aktivitäten in die Zukunft zu verschieben.

Das Pariser Klimaschutzabkommen beginnt 2020 ohne Einigung in Bezug auf Vermeidungsprojekte und deren Anerkennung

Die COP-26 sollte ursprünglich vom 9. November bis 19. November 2020 in Glasgow stattfinden, wurde aber

Abbildung 2.17: Die 15 größten CO₂-Emittenten haben einen Anteil von knapp 75 % an den globalen CO₂-Emissionen



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2019

wegen der COVID-19-Erkrankungen auf 2021 verschoben. Erhofft werden dort von allen Vertragsstaaten überarbeitete Klimaschutzzusagen für das nächste Jahrzehnt sowie eine Langfriststrategie bis 2050. Die COP-27 soll dann in Afrika stattfinden.

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen weltweit

Die Steigerungsrate der CO₂-Emissionen nimmt weiterhin zu: Mit 648 Mio. t Zuwachs von 2017 auf 2018 wurde der Vorjahreswert an Zunahme von 329 Mio. t fast verdoppelt. Alleine die drei größten Emittentenländer weltweit – China, USA und Indien – waren für eine Steigerung von rund 492 Mio. t CO₂ verantwortlich. Allerdings ist diese Steigerung kleiner als in der Dekade 2001–2010, in welcher Steigerungsraten von bis über +1.300 Mio. t CO₂/a beobachtet wurden. Das globale Bruttoinlandsprodukt stieg 2017 um 2,9 %. Damit sehen wir weiterhin eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums und des CO₂-Anstiegs auf globaler Ebene, denn die globalen CO₂-Emissionen stiegen nur um 1,3 %.

Die OECD-Länder waren 2018 für 36,6 % der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich (1990 für 54,5 %), Beiträge zum Klimaschutz aus nicht-OECD-Ländern sind daher bereits jetzt entscheidend

Von den fünfzehn größten CO₂-Emittentenländern schafften es seit 1990 nur zwei, ihre CO₂-Emissionen zu senken: Russland (–683 Mio. t) und Deutschland (–277 Mio. t). Herausgefallen aus der Liste der fünfzehn ist die Türkei, erneut hinzugekommen ist Australien.

Global nahmen die Emissionen seit 1990 um etwas mehr als 12.600 Mio. t zu, d. h. um rund 59 %. Zugleich verschoben sich die Schwerpunkte: Waren die nicht-OECD-Länder 1990 für etwa 45 % der globalen CO₂-Emissionen verantwortlich, liegt ihr Anteil 2018 bei 63 %.

2.4 Status der Endlagersuche im internationalen Kontext

- *ie intensive Öffentlichkeitsbeteiligung ist gesetzlich verankert und garantiert, dass jede Phase des Verfahrens mit einer Entscheidung des Deutschen Bundestags endet*
- *Endlager als Wirtschaftsfaktor erkannt: Mehrere schwedische Gemeinden bewarben sich als Endlagerstandort*
- *Finnland gilt als Vorreiter bei der weltweiten Endlagersuche und plant einen Betriebsbeginn bereits in diesem Jahr*

Nach dem Reaktorunglück in Fukushima beschloss der Deutsche Bundestag im Juni 2011 mit breiter Mehrheit den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2022. Die anfallenden hochradioaktiven Abfälle müssen so entsorgt werden, dass sie weder heute noch für zukünftige Generationen eine Gefährdung darstellen. In Deutschland startete das Auswahlverfahren für einen Standort zur Endlagerung hochradioaktiver Abfälle im Jahr 2017 mit dem Standortauswahlgesetz neu auf einer „weißen Landkarte“ – ergebnisoffen, transparent, nach gesetzlich festgelegten fachlichen Kriterien und unter stetiger Beteiligung der Öffentlichkeit und mit finaler Entscheidung des Deutschen Bundestages. Ziel ist der größtmögliche gesellschaftliche Konsens für den Endlagerstandort im Rahmen eines der wichtigsten Umwelt- und Infrastrukturprojekte dieses Jahrhunderts. Ein erster Zwischenbericht wird im Herbst 2020 erwartet.

Nach dem Ausstieg aus der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland bleiben **rund 1.900 Behälter mit 27.000 Kubikmetern hochradioaktiven Abfällen** (was umgerechnet in etwa einem Würfel mit einer Kantenlänge von 30 Metern entspricht), die dauerhaft sicher endgelagert werden müssen. Bis zum Jahr 2031 soll laut Standortauswahlgesetz innerhalb Deutschlands ein Endlagerort hierfür gefunden werden. Es werden alle Bundesländer und Regionen in die Suche einbezogen. Die Gebiete werden anhand von Erkundungen und Berechnungen auf ihre Eignung untersucht, bis sich am Schluss der bestmögliche Standort für ein Endlager ergibt. Das Endlager für hochradioaktive Abfälle wird frühestens im Jahr 2051 betriebsbereit sein.

**Intensive
Öffentlichkeitsbeteiligung
gesetzlich verankert; jede Phase des
Verfahrens endet mit Entscheidung
des Deutschen Bundestags**

Vor Neuregelung der Endlagersuche war der Salzstock Gorleben mehrere Jahrzehnte mit mehrjährigen Unterbrechungen erkundet und auf Eignung als Endlager für hochradioaktive Abfälle geprüft worden. Kurz vor der Verabschiedung des Standortauswahlgesetzes wurden die

Erkundungsarbeiten im Jahr 2012 eingestellt. Gorleben wird im neuen Standortauswahlverfahren wie jeder andere mögliche Standort in Deutschland behandelt.

Phasen der Endlagersuche für hochradioaktive Abfälle in Deutschland

Phase 1: Ermittlung von Teilgebieten

Vorhabenträger für die Umsetzung des Standortauswahlgesetzes ist die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE). Sie hat den Auftrag, bis 2031 einen Standort zu finden, der für eine Million Jahre die bestmögliche Sicherheit für den Einschluss hochradioaktiver Abfälle bietet. Aktuell sammelt die BGE geologische Daten der Länder und des Bundes und wertet diese aus. Zunächst werden Regionen wie Erdbeben- oder Bergbauggebiete als potenzielle Endlagerstandorte ausgeschlossen. Dann wird untersucht, welche der verbliebenen Regionen die Mindestanforderungen an die Geologie erfüllen. So wurde zum Beispiel festgelegt, dass 300 Meter Gestein das Endlager von der Erdoberfläche trennen sollen. Ein ausreichend mächtiger Gesteinskörper aus Kristallingestein, Tongestein oder Steinsalz muss das Endlager umgeben. Bei Kristallingestein wie z. B. Granit können stattdessen auch technische Barrieren den Einschluss gewährleisten.

In ihrem für Herbst 2020 angekündigten ersten Zwischenbericht wird die BGE Teilgebiete ausweisen, die günstige geologische Voraussetzungen für eine sichere Endlagerung erwarten lassen. Im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung wird das zuständige Bundesamt für die Sicherheit nuklearer Entsorgung (BASE) die Ergebnisse mit Bürgern, Experten und Gemeindevertretern diskutieren. Die BGE führt für die Teilgebiete repräsentative vorläufige Sicherheitsuntersuchungen durch.

Die BGE übermittelt anschließend den Vorschlag für die innerhalb der Teilgebiete liegenden überfällig zu erkundenden Standortregionen an das BASE. Dieses richtet in jeder der möglichen Regionen eine Regionalkonferenz zur Beteiligung der dort ansässigen Öffentlichkeit ein. Der Deutsche Bundestag und der Bundesrat entscheiden final, welche Standortregionen in der nächsten Phase überfällig erkundet werden.

Phase 2: Übertägige Erkundung

Die BGE erkundet die per Gesetz ausgewählten Standortregionen übertägig. Dabei untersuchen Geologen u. a. mit Bohrungen und seismischen Messungen den tieferen Untergrund. Auf der Grundlage der Erkundungsergebnisse führt die BGE weiterentwickelte vorläufige Sicherheitsuntersuchungen durch und erstellt in den Standortregionen sozioökonomische Potenzialanalysen. Hieraus leitet die BGE Vorschläge zu den dann untertägig zu erkundenden Standorten ab.

Auch in Phase 2 ist das BASE für eine umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung zuständig und prüft am Ende den Vorschlag der BGE, welche Standorte untertägig erkundet werden sollen. Abschließend entscheidet wiederum der Gesetzgeber.

Phase 3: Untertägige Erkundung und Standortentscheidung

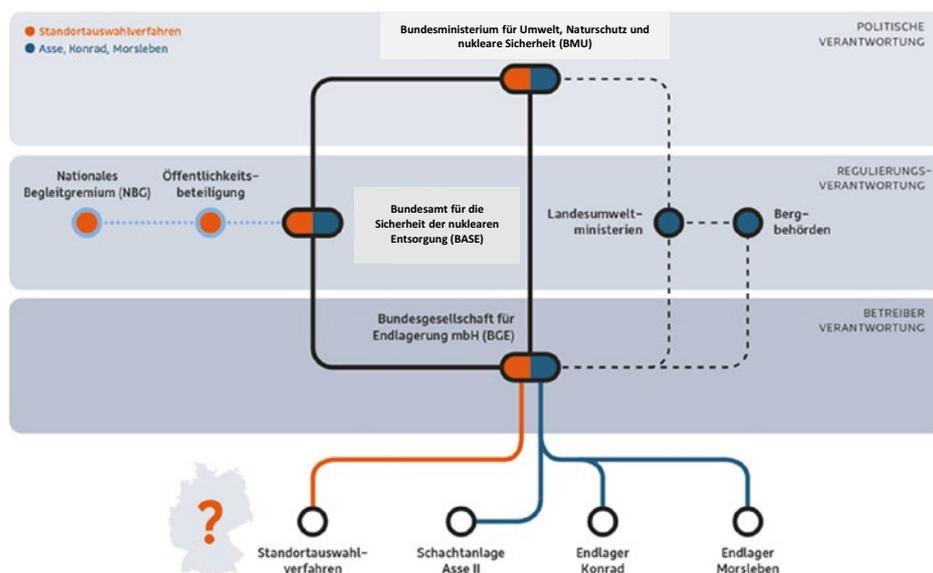
Die BGE errichtet an mindestens zwei Standorten Erkundungsbergwerke und erarbeitet im Anschluss umfassende Sicherheitsuntersuchungen. Das BASE bewertet die Ergebnisse aus der Erkundung und den Sicherheitsuntersuchungen sowie aus der Öffentlichkeitsbeteiligung, leitet eine Umweltverträglichkeitsprüfung ein und schlägt nach einem abschließenden Standortvergleich einen bestmöglichen Endlagerstandort vor. Über diesen finalen Standort entscheiden Bundestag und Bundesrat per Gesetz.

Die wesentlichen Akteure

An der Suche nach einem Standort für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle sind eine Vielzahl von Akteuren beteiligt.

- Das **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU)** trägt die politische Gesamtverantwortung für die Endlagerung. Das Ministerium beaufsichtigt die BGE als Gesellschafter und führt die Fach- und Rechtsaufsicht über das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) durch.
- Das **Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE)** ist atom- und bergrechtliche Genehmigungs- und Regulierungsbehörde sowie zuständig für die Öffentlichkeitsbeteiligung. Das Standortauswahlgesetz sieht verschiedene Formate vor, so z. B. Bürgerdialoge und Bürgerversammlungen, in denen sich die Öffentlichkeit am Verfahren beteiligen kann. Darüber hinaus ist es atomrechtliche Aufsichtsbehörde für die Schachanlage Asse II, sowie die Endlager Konrad und Morsleben.
- Die **Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH (BGE)** setzt das Standortauswahlverfahren um und betreibt

Abbildung 2.18: Die wesentlichen Akteure der Endlagersuche in Deutschland



Quelle: Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE)

die Schachanlage Asse II, sowie die Endlager Konrad und Morsleben.

- Das aus vielfältigen gesellschaftlichen Vertretern zusammengesetzte **Nationale Begleitgremium (NBG)** begleitet das Standortauswahlverfahren unabhängig und gemeinwohlorientiert. Die Anzahl der Mitglieder soll im Laufe des Verfahrens auf 18 aufgestockt werden.
- Die **Landesministerien und Bergbehörden** der Bundesländer Niedersachsen und Sachsen-Anhalt bleiben weiterhin die atomrechtliche Genehmigungsbehörde und für die Bergaufsicht der Standorte Asse, Konrad und Morsleben zuständig. Die Zuständigkeit der Länder endet für das Endlager Konrad mit der Inbetriebnahme und beim Endlager Morsleben mit Abschluss des laufenden Genehmigungsverfahrens zur Stilllegung.
- Die **staatlichen geologischen Dienste der Bundesländer und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)** liefern der BGE ihre geologischen Daten für die Durchführung der Standortauswahl.

Schwach- und mittelradioaktive Abfälle

Für schwach- und mittelradioaktiven Abfälle befindet sich das **Endlager Konrad** im Bau, das nach derzeitigem Stand im Jahr 2027 in Betrieb gehen soll. Das ehemalige Eisenerzbergwerk befindet sich in Salzgitter in Niedersachsen und ist das erste nach Atomrecht genehmigte Endlager Deutschlands. Nach Fertigstellung des Endlagers sollen bis zu 303.000 Kubikmeter schwach- und mittelradioaktive Abfälle eingelagert werden (was umgerechnet in etwa einem Würfel mit einer Kantenlänge von rund 67 Metern entspricht),

Ab 2027 Einlagerung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle im Endlager Konrad in Niedersachsen

Das **Endlager Morsleben** liegt in Sachsen-Anhalt nahe der Grenze zu Niedersachsen. Hier wurden insgesamt rund 37.000 Kubikmeter schwach- und mittelradioaktive Abfälle endgelagert sowie radioaktiver Abfall zwischengelagert. Das Endlager soll unter Verbleib der Abfälle stillgelegt werden. Ein entsprechendes Genehmigungsverfahren läuft derzeit.

Die **Schachanlage Asse II** liegt im Landkreis Wolfenbüttel in Niedersachsen. Dort wurden im Auftrag des Bundes bis 1978 rund 47.000 Kubikmeter schwach- und mittelradioaktive Abfälle eingelagert. Seit 2009 steht die Anlage unter Atomrecht. Nach heutigem Stand kann die Langzeitsicherheit der Anlage nur durch die Rückholung der radioaktiven Abfälle gewährleistet werden. Die Rückholung wurde daher 2013 mit breiter politischer Mehrheit vom Bundestag im sogenannten „Lex Asse“ gesetzlich festgelegt. Die Stilllegung soll nach Rückholung der radioaktiven Abfälle erfolgen.

Zwischenlagerung hochradioaktiver Abfälle an den Kraftwerksstandorten

Bis in Deutschland ein betriebsbereites genehmigtes Endlager zur Verfügung steht, werden die hochradioaktiven Abfälle zwischengelagert. In den zentralen Zwischenlagern in z. B. Ahaus und Gorleben werden abgebrannte Brennelemente aus dem früheren Betrieb der Kernkraftwerke und aus Forschungsreaktoren sowie die zurückzuführenden hochradioaktiven Abfälle aus der Wiederaufarbeitung zwischengelagert.

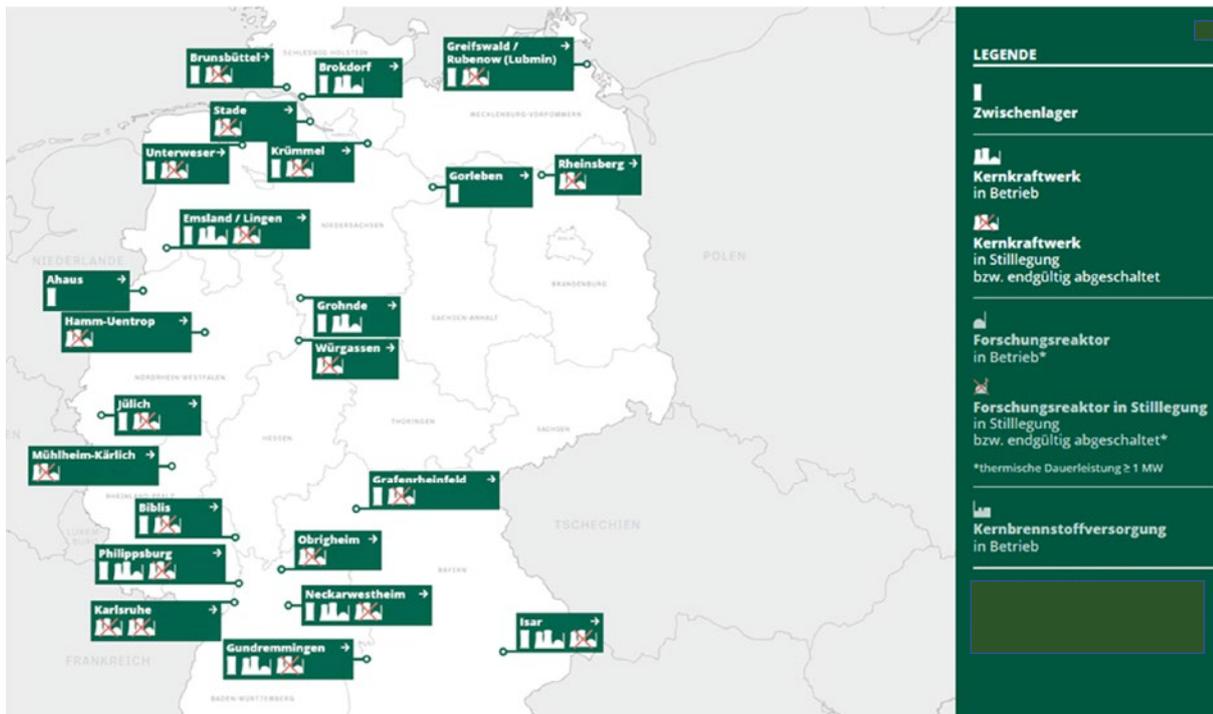
Aktuell lagern Abfälle oberirdisch in zentralen und dezentralen Zwischenlagern

Seit einigen Jahren werden die abgebrannten Brennelemente, die während der Restlaufzeiten der Kernkraftwerke noch anfallen, unmittelbar an den Standorten der Kernkraftwerke in sogenannten dezentralen Zwischenlagern in speziellen Transport- und Lagerbehältern aufbewahrt, bis ein Endlager zur Verfügung steht.

Finanzierung der Endlagersuche

In Deutschland gilt für die Entsorgung hochradioaktiver Abfälle das Verursacherprinzip. Die Betreiber der Kernkraftwerke haben hierfür rund 24 Mrd. € bereitgestellt, die sie im Juli 2017 an einen öffentlich-rechtlichen Fonds überwiesen haben. Aus dem Fonds sollen alle anstehenden Kosten für die Zwischen- und Endlagerung finanziert werden. So stellen BASE und BGE dem Fonds auch die Kosten für die Öffentlichkeitsbeteiligung, die über- und untertägige Erkundung von Standorten sowie die damit zusammenhängende Forschung und Entwicklung in Rechnung. Sollte der Fonds nicht ausreichen, käme der Steuerzahler für die restlichen Kosten auf. Eine nachträg-

Abbildung 2.19: Zwischenlagerstandorte in Deutschland



Quelle: Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE)

liche Haftung der Betreiber ist in diesem Fall nicht vorgesehen.

➤ **Kernkraftwerksbetreiber zahlten rund 24 Mrd. € in öffentlich-rechtlichen Fonds; Verantwortung für die Endlagersuche ging an den Bund über**

Internationale Programme zur Endlagerung hochradioaktiver Abfälle

Fast jedes kernenergieorientierte Land arbeitet daran, Möglichkeiten der Endlagerung für den radioaktiven Abfall der letzten 50 Jahre zu entwickeln. Weltweit gibt es zwei weit fortgeschrittene Endlagerprojekte für hochradioaktiven Abfall: Olkiluoto in Finnland und Bure in Frankreich.

International werden unterschiedliche Gesteine für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen als Wirtsgesteine berücksichtigt. In Deutschland gab es bislang eine Präfe-

renz für Salzgestein. Das Standortauswahlgesetz fordert nun aber eine Betrachtung der drei Gesteinsarten Steinsalz, Tongestein und Kristallingestein. Jedes dieser Gesteine besitzt Vor- und Nachteile als Endlagermedium.

Belgien

Im Juni 2006 beschloss die Regierung, dass schwach- und mittelradioaktive Abfälle in ein oberirdisches Endlager in Dessel entsorgt werden sollen. Die Gemeinde Mol war ebenfalls in Erwägung gezogen worden und hatte sich bereit erklärt, die Anlage zu errichten.

Die Forschung zur geologischen Tiefenlagerung von hochradioaktiven Abfällen läuft derzeit und konzentriert sich auf plastischen unverfestigten Ton in der Region Mol. Im Jahr 1980 wurde mit dem Bau des unterirdischen Forschungslabors Hades (High Activity Deposition Experimental Site) in 225 m Tiefe begonnen. Die Verwaltung und der Betrieb des Hades wird von der wirtschaftlichen Interessenvereinigung EURIDICE (Europäische unterirdische Forschungsinfrastruktur für die Endlagerung radioaktiver Abfälle in einer Tonumgebung) durchgeführt. Das Hauptziel von EURIDICE ist es, die Mach-

barkeit der Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen Tonschichten zu demonstrieren. Umfangreiche öffentliche Konsultationen sind Teil des Projektes.

China

Schwach- und mittelradioaktive Abfälle werden im industriellen Maßstab an drei Standorten entsorgt: in der Nähe von Yumen in der nordwestlichen Provinz Gansu, im Endlager Beilong in der Provinz Gunagdong, und in Feifengshan in der Provinz Sichuan. Es handelt sich um die ersten drei von fünf geplanten regionalen Endlagern.

Die Standortauswahl und -bewertung für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle läuft seit 1985 und konzentrierten sich zuletzt auf Standorte im Gebiet von Beishan in der Wüste Gobi in der Provinz Gansu. Alle Standorte befinden sich in einer Granitregion. Im Mai 2019 wurde der Standort für das unterirdische Forschungslabor in Beishan in 560 Metern Tiefe bekannt gegeben. Die auf über 20 Jahre angesetzten Bauarbeiten sollen bald beginnen. Das Endlager soll ab 2040 errichtet werden. Mit der Aufnahme hochaktiver Abfälle in ein nationales Endlager wird ab 2050 gerechnet.

Finnland

Für schwach- und mittelradioaktive Abfälle ist auf der Halbinsel Olkiluoto vor der Westküste Finnlands in der Gemeinde Eurajoki eine Endlagerstätte seit 1992 in Betrieb. Am gleichen Standort errichtet die Firma Posiva OY das weltweit erste Endlager ONKALO für hochradioaktive Abfälle in Granitgestein. Posiva OY ist ein Joint-Venture der finnischen Kraftwerksbetreiber Teollisuuden Voima (TVO) und Fortum, welche in ONKALO ab 2020 verbrauchten Kernbrennstoff aus ihren Kernkraftwerken endlagern wollen.

➤ Finnland als Vorreiter bei der weltweiten Endlagersuche; Betriebsbeginn bereits 2020 geplant

Seit 2004 wird in Olkiluoto an dem Endlager für hochradioaktive Abfälle gearbeitet. Im November 2015 gab die finnische Regierung dem Betreiber Posiva die Genehmigung zur Errichtung des Endlagers in 400 bis 450 m Tiefe für 6.500 Tonnen nukleare Abfälle. Der aktuelle Zeitplan sieht vor, im Jahr 2020 die Betriebsgenehmigung bei der finnischen Strahlenschutzbehörde STUK zu

beantragen und nach deren Erteilung zeitnah mit der Einlagerung zu beginnen. Die Betriebsgenehmigung soll für 100 Jahre gelten. Nach dem Erlöschen der Betriebsgenehmigung wird das Endlager final versiegelt.

Frankreich

Frankreich hat im Jahr 2016 die gesetzlichen Grundlagen für die Errichtung des Projekts Cigéo beschlossen, ein geologisches Tief lager mit Rückholbarkeit. Zuständig ist die ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs) als nationale Agentur für die Entsorgung radioaktiver Abfälle. Geforscht wird hauptsächlich im unterirdischen Felslabor Bure in Ostfrankreich, das in Tongestein liegt. Darüber hinaus werden Forschungen zur Trennung und Transmutation sowie zur langfristigen Lagerung von Abfällen an der Oberfläche nach der Konditionierung durchgeführt.

Das Cigéo einige Kilometer nördlich von Bure steht für eines der größten europäischen Industrieprojekte: die radioaktiven Abfälle sollen in einem Bergwerk 500 m unter der Erde lagern – sicher für 100.000 Jahre. Die Genehmigung wird für 2022 erwartet und der Betrieb ab 2035 angestrebt. In Frankreich lagerten 2019 insgesamt 1,62 Mio. Kubikmeter radioaktive Abfälle, von denen rund 60 % aus der Stromerzeugung stammen.

Großbritannien

Im Jahr 2006 fiel die Grundsatzentscheidung für eine geologische Tiefenlagerung der hoch- und mittelradioaktiven Abfälle in Großbritannien. In 2013 wurde ein erstes Standortauswahlverfahren jedoch abgebrochen. Seit 2014 läuft ein neuer Such- und Dialogprozess mit Gemeinden und Stakeholdern. In 2016 fand eine öffentliche Anhörung zur geologischen Datenerhebung statt und in 2018 zur geologischen Tiefenlagerung. In 2019 leitete die Regierung das formelle Auswahlverfahren für einen Standort ein. Derzeit ist das Verfahren noch offen und keine Entscheidung für ein Wirtsgestein oder einen Standort gefällt. Für die Identifizierung und Untersuchung von Standorten werden 15 bis 20 Jahre veranschlagt.

Japan

In Japan betreibt die JNFL (Japan Nuclear Fuel Limited) seit 1992 ein großes Lager für schwach radioaktive Abfälle in Rokkasho. Im Mai 2018 gab der Betreiber bekannt, dass in Rokkasho eine neue Anlage für die Entsorgung

von 42.240 Kubikmetern schwach radioaktiver Abfälle geplant ist. Der Baubeginn ist für 2020 vorgesehen, die Inbetriebnahme soll 2023 erfolgen. In Rokkasho werden derzeit auch Tests zur Entsorgung mittelaktiver Abfälle durchgeführt.

Darüber hinaus hat Japan zwei Untertagelabore in Betrieb, in Mizunami (auf Honshu) und Horonobe (auf Hokkaido). Im Juli 2017 wurde in Japan eine wissenschaftliche Merkmalskarte veröffentlicht, die Regionen identifiziert, die wahrscheinlich die notwendigen geologischen Anforderungen für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle erfüllen und in eine zukünftige detaillierte Standortauswahl einbezogen werden könnten. Die Karte zeigt Gebiete, die aufgrund ihrer Nähe zu Vulkanen oder aktiven Verwerfungen nicht für ein Endlager geeignet sind. Gebiete, die über Bodenschätze verfügen, sind aufgrund des Potenzials künftiger Bohrungen ebenfalls ausgeschlossen. Auch die Präfektur Fukushima ist ausgeschlossen, um jede weitere Belastung nach dem Reaktorunfall 2011 zu vermeiden, ebenso wie die Präfektur Aomori, die Rokkasho beherbergt. Damit verbleiben etwa zwei Drittel des Landes als potenziell geeignet. Mit einer Standortauswahl wird ab etwa 2025 gerechnet, mit dem Betrieb des Endlagers ab etwa 2035.

Kanada

Anfang 2007 gab die Nuclear Waste Management Organization (NWMO) an, dass ein Endlager für hochradioaktive Abfälle wahrscheinlich in Ontario, Quebec, New Brunswick oder Saskatchewan liegen würde, und die Gastgeberländer müssten sich freiwillig für diese Aufgabe melden. Die Organisation entwarf einen Standortprozess und begann Ende 2012 mit der technischen und sozioökonomischen Bewertung potenzieller Kandidaten.

Im November 2019 waren drei von ursprünglich 21 Gemeinden noch in der engeren Auswahl: Huron-Kinloss und South Bruce im Süden Ontarios sowie Ignace im Nordwesten Ontarios. Der Zeitrahmen wird von den potenziellen Gastgebergemeinden bestimmt, aber die NWMO geht davon aus, dass das Endlager bis 2035 in Betrieb genommen wird.

Russland

Für hochaktive Abfälle steht noch kein Endlager zur Verfügung. Im Jahr 2008 wurde das Nischnekanski-Felsmassiv bei Zheleznogorsk im Gebiet Krasnojarsk als Standort für ein nationales geologisches Tiefenlager vorge-

schlagen. Zuvor war die Standortauswahl in Granit auf der Kola-Halbinsel im Gange, sowie in 18 weiteren Regionen.

Eine Entscheidung über den Bau des Endlagers ist bis 2025 fällig, und die Anlage selbst soll bis 2035 fertig gestellt werden. Die Anlage soll für die Aufnahme von 20.000 Tonnen mittel- und hochradioaktiver Abfälle ausgelegt werden, die rückholbar sein sollen.

Schweden

Seit 1988 ist in der Nähe von Forsmark in der Gemeinde Östhammar ein unterirdisches Endlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle in Betrieb. Es hat eine Kapazität von 63.000 Kubikmetern und nimmt etwa 600 Kubikmeter pro Jahr auf. Die Standortauswahlverfahren für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle aus dem Jahr 2002 führten dazu, dass zwei Gemeinden als Kandidaten für ein geologisches Tiefenlager ausgewählt wurden – Oskarshamn und Östhammar. Eine unabhängige Umfrage im April 2008 in beiden Gemeinden ergab, dass 83 % der Einwohner von Oskarshamn und 77 % der Einwohner von Östhammar sich dafür aussprachen, das zukünftige Endlager an ihrem eigenen Ort zu betreiben.

Endlager als Wirtschaftsfaktor erkannt: Mehrere schwedische Gemeinden bewarben sich als Endlagerstandort

Im Juni 2009 wurde entschieden, das Endlager in Söderviken bei Forsmark in der Gemeinde Östhammar zu errichten. Das Endlager wird über 12.000 Tonnen Kapazität in 500 Metern Tiefe in 1,9 Mrd. Jahre altem Granit verfügen. Dort sollen voraussichtlich 6.000 mit einem Einsatz aus Gusseisen versehene Kupferbehälter mit hochradioaktivem Abfall untergebracht werden. Das Genehmigungsverfahren läuft seit 2011 mit einer positiven Empfehlung der Atomaufsichtsbehörde. Der Baubeginn wird in den 2020er Jahren erwartet.

Schweiz

1972 wurde eine nationale Genossenschaft für die Entsorgung radioaktiver Abfälle (NAGRA) gegründet, an der die Kraftwerksbetreiber und der schweizer Staat (Bund) beteiligt sind. Seit 1984 betreibt sie in Grimsel ein unterirdisches Forschungslabor im Kristallingestein für die Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen.

Im Jahr 1994 wurde nach Zustimmung der Bundesbehörden und ihrer Experten entschieden, in erster Priorität den Opalinuston als Wirtgestein und das Zürcher Weinland als potenzielles Standortgebiet vertieft zu untersuchen. Die technische Machbarkeit eines Endlagers im Tongestein wurde von Regierung 2006 bestätigt. Seit Beginn des Suchverfahrens im Jahr 2015 sind noch drei Standortregionen mit Opalinuston in der Nordostschweiz in der engeren Wahl. Im April 2019 begann die NAGRA mit Tiefbohrungen in Bülach im Gebiet nördlich Lägern. Danach wurde eine Bohrung in Trüllikon am Standort Zürich-Nordost gestartet. Das Endlager soll in einer Tiefe von 400 bis maximal 900 Metern liegen.

Die endgültige Entscheidung der Regierung wird bis 2031 erwartet, mit der Möglichkeit eines Referendums. Die NAGRA geht davon aus, dass bis 2050 ein Endlager für leicht- und mittelradioaktive Abfälle und bis 2060 ein Endlager für hochradioaktive Abfälle in Betrieb genommen wird.

USA

Yucca Mountain war als voraussichtlicher Standort eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle 2002 von Präsident George W. Bush und Kongress beschlossen worden. Planungen sahen eine Einlagerungskapazität von rund 77.000 Tonnen radioaktiver Abfälle vor.

2008 stellte das Department of Energy (DOE) bei der Nuclear Regulatory Commission (NRC) einen Genehmigungsantrag, den es 2010 jedoch zurückzog, nachdem Präsident Obama das Projekt unmittelbar nach Amtsantritt im Februar 2009 einstweilen gestoppt hatte, weil die Erdbebenrisiken der Region neu bewertet worden waren.

2013 stellte ein Bundesgericht fest, dass die Nuclear Regulatory Commission verpflichtet sei, die technische Evaluation fertigzustellen, auch wenn die Regierung das Verfahren nicht fortsetzen wolle. Im Januar 2015 legte die Nuclear Regulatory Commission den Bericht vor und kam zum Schluss, dass aus technischer Sicht ein Endlager in Yucca Mountain nach den Entwurfsplänen geeignet sei. Jedoch wurden die finanziellen Mittel zur Fortsetzung des Projekts noch nicht bereitgestellt.

➤ Forschungsaktivitäten zur Abfallentsorgung außerhalb von Yucca Mountain unter Präsident Trump eingestellt

In der Zwischenzeit haben die meisten Kernkraftwerke in den Vereinigten Staaten auf die unbefristete Lagerung von Abfällen in Stahl- und Betonbehältern vor Ort zurückgegriffen. Zudem ist die in den USA zu entsorgende Müllmenge bereits jetzt größer als die bisher vorgesehene Kapazität für Yucca Mountain.

Die Waste Isolation Pilot Plant (WIPP) ist das einzige geologische Tiefenlager für langlebigen radioaktiven Abfall in den USA. Die WIPP befindet sich 26 Meilen südöstlich von Carlsbad, New Mexico und isoliert dauerhaft vom Verteidigungsministerium erzeugte transuranische Abfälle (TRU) unter der Erde in einer alten Salzformation.

Im Jahr 1979 genehmigte der Kongress die WIPP, und die Anlage wurde in den 1980er Jahren gebaut. Der Kongress beschränkte die WIPP im „Land Withdrawal Act“ von 1992 auf die Entsorgung von TRU-Abfällen aus dem Verteidigungsbereich. Im Jahr 1998 zertifizierte die US-Umwelt-schutzbehörde WIPP für die sichere, langfristige Entsorgung von TRU-Abfällen. Am 26. März 1999 traf die erste Abfalllieferung vom Los Alamos National Laboratory in New Mexico bei WIPP ein. Die Einlagerungsbereiche von WIPP befinden sich ca. 650 m unter der Erdoberfläche.

Tschechien

Schwach- und mittelaktive Abfälle werden in drei Endlagern entsorgt: Dukovany, Richard und Bratrstvi. Die Verantwortung ging 2000 auf den Staat über. Die Abfälle aus nicht energiewirtschaftlichen Anwendungen werden in den Endlagern Richard und Bratrstvi entsorgt. Das Endlager Dukovany ist das größte der Endlager und wurde speziell für die Entsorgung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle gebaut, die während des Betriebs der Kernkraftwerke Dukovany und Temelin anfallen.

Nach den Plänen der Regierung soll bis zum Jahr 2065 ein geologisches Tiefenlager für hochaktive Abfälle in Betrieb sein. Die Auswahl eines Standortes und eines Reservestandorts wird bis 2025 erwartet, wobei der Bau nach 2050 beginnen soll. Im Oktober 2014 erteilte das Umweltministerium die Genehmigung für erste geologische Untersuchungen an sieben Standorten im Kristallinegestein. Im Jahr 2018 erfolgte daraus die Auswahl von vier Standorten nach den Kriterien: Sicherheit, technische Machbarkeit, öffentliche Akzeptanz.

2.5 „Corporate PPAs“: Überblick über weltweite und europäische Entwicklungen

- **Corporate PPAs stellen eine nachfragebasierte Finanzierung erneuerbarer Anlagen dar, sowohl für bestehende als auch für neue Anlagen**
- **Die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Technologien eröffnet Möglichkeiten jenseits von Fördermechanismen, PV-Anlagen werden dabei bevorzugt gebündelt**
- **Durch den EFET-Standardvertrag ist auch der rechtliche Rahmen gesichert**

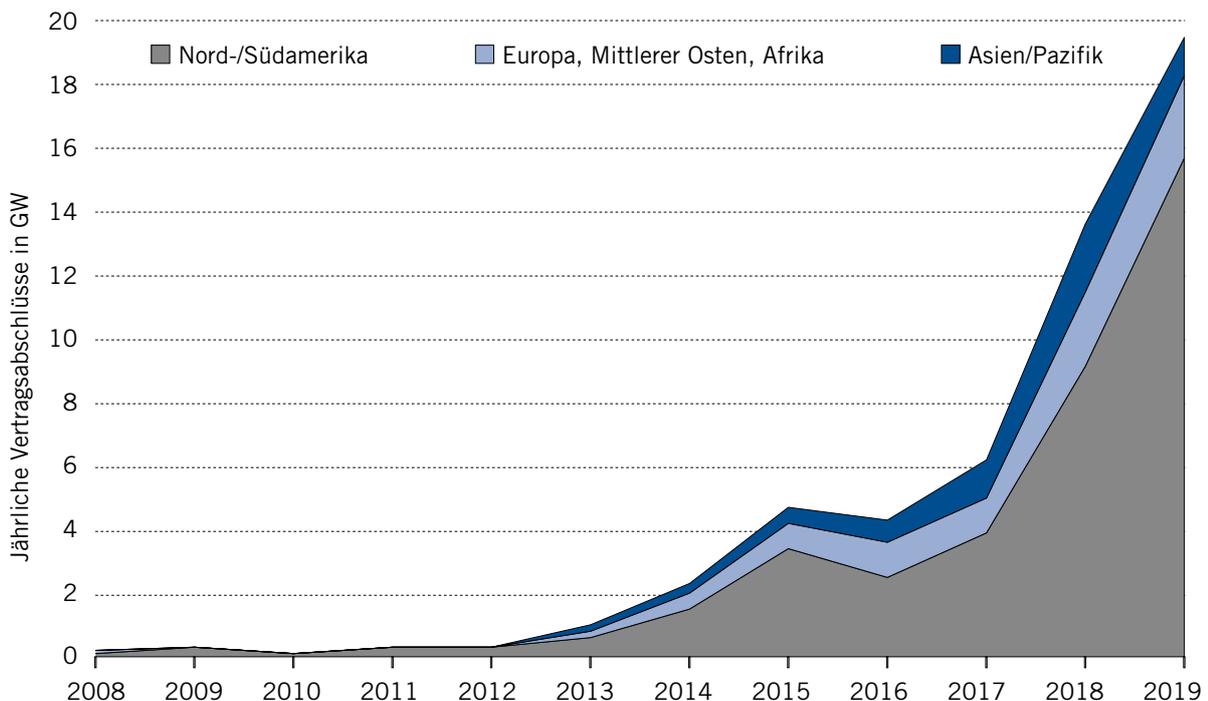
In den letzten Jahren hat das Thema „Corporate PPAs“ an Bedeutung gewonnen: Dabei wird zwischen einem Produzenten erneuerbaren Stroms und einem Abnehmer ein langfristiger Vertrag abgeschlossen (ein sogenanntes „power purchase agreement“, kurz PPA). So erhält der Projektentwickler einen festen Abnehmer und belastbare Refinanzierungsmöglichkeiten, der Käufer kann sich den erneuerbar erzeugten Strom für Umweltziele anrechnen lassen. Während seit ein paar Jahren dieser Mechanismus vor allem in den USA vorherrschend ist, wird er nun auch verstärkt in Australien und Europa genutzt.

Bislang wurden Corporate PPAs vorwiegend in Märkten genutzt, in denen es bereits bestehende Fördersysteme für erneuerbare Stromproduktion gibt z. B. el-certificates in Norwegen/Schweden, SDE+ in den Niederlanden oder ROCS im UK. Im Unterschied zu Fördersystemen wird

bei Corporate PPAs die Nachfrage durch den Bedarf der Kunden getrieben, den in den Betriebsstätten genutzten Strom ganz oder teilweise mit erneuerbarer Produktion darzustellen und damit – z. B. als Unternehmen – CO₂-Neutralität abzusichern.

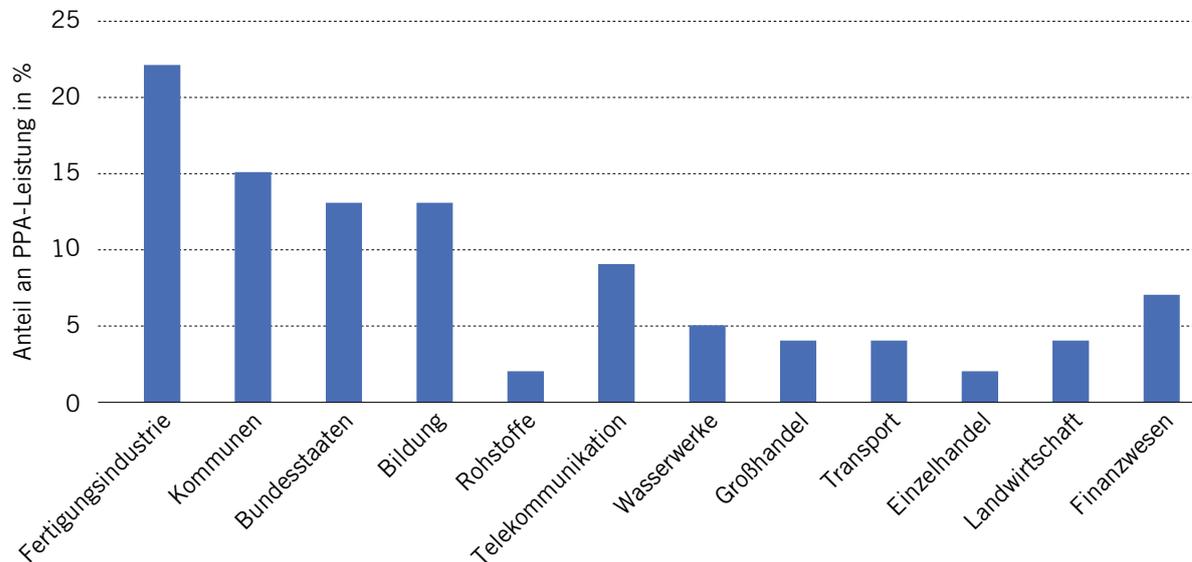
Corporate PPAs können dabei sowohl mit neuen Anlagen abgeschlossen werden als auch mit Anlagen, die aus einem Fördersystem herausfallen und ihnen damit eine wirtschaftliche Perspektive für die Zeit nach der Förderung bieten. Größere Wind on-/offshore-Projekte werden typischerweise mit einem oder mehreren PPAs über Produktionsanteile kontrahiert. Kleinere PV-Projekte werden mittels eines PPAs gebündelt.

Abbildung 2.20: Der globale Markt für Corporate PPAs wird durch die USA dominiert



Quelle: Bloomberg New Energy Finance, Januar 2020

Abbildung 2.21: Sektorale Aufteilung der Corporate PPA-Abnehmer in Australien



Quelle: BRC-A 2019

Marktgesehen

Laut Bloomberg New Energy Finance wurden 2019 weltweit PPAs mit einem Volumen von 19,5 GW abgeschlossen, von über 100 Firmen in 23 Ländern. Das entspricht rund 10 % der weltweit neu hinzugekommenen Leistung an erneuerbarem Strom.

Google hat im Laufe des Jahres 2019 Corporate PPAs zu 52 Projekten unterzeichnet und deckte sich mit 2,9 GW ein. Damit kommt das Unternehmen dem langfristigen Ziel näher, rund um die Uhr CO₂-neutral zu sein. Ähnlich sind die Motive, Corporate PPAs abzuschließen für andere Unternehmen: Facebook will seinen globalen Strombedarf ab 2020 aus erneuerbaren Quellen speisen, Amazon will bis 2040 CO₂-neutral sein; Apple nutzt seit April 2018 nur noch erneuerbaren Strom und will nun, dass Zulieferer dieses Ziel auch erreichen. Allerdings treten neben den IT-Firmen auch zunehmend Käufer aus traditionellen Sektoren auf. Dementsprechend waren nach Google die größten Käufer Facebook (1,1 GW), Amazon (0,9 GW) und Microsoft (0,8 GW).

➤ **PPA-Nachfrage vor allem von Technologiefirmen, inzwischen aber auch klassische Industrien**

Neben den Technologieunternehmen war auch der Ölsektor aktiv. ExxonMobil unterzeichnete bereits Ende 2018 zwei PPAs im Volumen von 575 MW insgesamt. 2019 schlossen auch Occidental Petroleum (125 MW), Chevron (100 MW) und Energy Transfer Partners (40 MW) PPAs mit PV-Anlagen ab.

USA

Global wird der PPA-Markt von den USA dominiert. Im Jahr 2019 wurden in den USA über 13,6 GW an langfristigen Verträgen unterzeichnet (im Vorjahr 2018 waren es 9,1 GW). Die treibende Kraft dieser Entwicklung war vor allem die Käuferseite: Unternehmen wollen mittels Corporate PPAs ihre Umweltziele erfüllen.

➤ **USA dominiert PPA-Markt**

Die fünf größten Einkäufer 2018 in den USA waren Facebook (1.894 MW), AT&T (820 MW), Walmart (533 MW), ExxonMobil (500 MW) und Microsoft (405 MW).

Tabelle 2.1: Corporate PPAs – Die zehn größten Käufer, Verkäufer und Projekte im europäischen PPA-Markt mit Vertragsleistungen in MW

Rang	Käufer		Rang	Verkäufer		Rang	Projekte	
1	Norsk Hydro	179 5	1	Engie	1.299	1	Moray East, UK, 2019	950
2	Google	159 2	2	7X Energy	767	2	Markbygden, Schweden, 2017	650
3	Alcoa	909	3	Apex Clean Energy	652	3	Kriegers Flak, Dänemark, 2019	600
4	Facebook	444	4	Longroad Energy	650	4	Race Bank, UK, 2019	573
5	Microsoft	307	5	Colbun	607	5	Arkona, Deutschland, 2018	385
6	Amazon	255	6	Allete Clean Energy	528	6	Blakliden/Fäbod- berget, Schweden, 2018	353
7	Eramet	240	7	Duke Energy	541	7	Oyfjell, Norwegen, 2018	330
8	Deutsche Bahn	225	8	Canadian Solar	446	8	Fosen, Norwegen, 2016	294
9	AB InBev	200	9	E.ON Climate&Renewables	426	9	Bjerkreim, Norwegen, 2018	294
10	Boliden	186	10	Invenergy	396	10	Nordlicht, Norwegen, 2017	281

Quelle: ICIS, Bloomberg New Energy Finance, Pexapark, eigene Recherchen

Australien

In Australien wurden zwischen 2016 und 2019 58 Abnahmeverträge über Corporate PPAs abgeschlossen, die auch öffentlich bestätigt worden sind. Dadurch wurden Projekte im Umfang von 5,2 GW unterstützt und Stromlieferungen in Höhe von 2,3 GW kontrahiert. Rund drei Viertel aller Corporate PPA-Verträge dienten dazu, neue Erneuerbaren-Projekte zu refinanzieren, 20 % wurden für bereits bestehende erneuerbare Stromproduktion genutzt und die restlichen PPAs wurden für Projekte in der Umsetzungsphase abgeschlossen.

Die durchschnittliche Größe eines Corporate PPA in Australien lag knapp unter 44 MW, rund die Hälfte aller Projekte liegt zwischen 20 und 50 MW, etwa ein Drittel oberhalb von 50 MW. Die Vertragspartner auf der Energieverbrauchsseite umfassen dabei produzierende Betriebe (Kellogg's), Banken (Westpac), Weinherstellung (Pernod Ricard), Kulturbetriebe (Oper Sydney), Nahverkehr (Metro Sydney), Einzelhandel (Coles) und diverse Hochschulen.

Technologisch gibt es eine leichte Präferenz für Solarprojekte gegenüber Windprojekten.

Eine Herausforderung für die beiden Vertragsparteien bei einem Corporate PPA in Australien stellt die Vertragslaufzeit dar. Projektentwickler streben Laufzeiten von 10 Jahren und mehr an. Die Käuferseite geht jedoch von maximal drei Jahren aus, welche sie von den üblichen Stromhandelsgeschäften gewohnt ist. Aus diesem Grund werden in Australien sogenannte „Retail PPAs“ beliebter, bei denen ein Intermediär auftritt, welcher einerseits einen langfristigen PPA mit dem Betreiber der Erneuerbaren-Anlage abschließt und andererseits die Strombelieferung für Kunden mit kürzeren Vertragsdauern garantiert.

Europa

In Europa unterscheidet man üblicherweise zwischen Corporate PPAs und Utility PPAs. Bei Corporate PPAs wird ein Vertrag zwischen dem Produzenten erneuerbaren Stroms und dem Verbraucher abgeschlossen. Utility PPAs werden zwischen dem Produzenten erneuerbaren Stroms und einem Weiterverkäufer abgeschlossen. Letz-

tere begannen erst in den letzten beiden Jahren an Bedeutung zu gewinnen.

➤ In Europa stehen Norwegen und Schweden für die Hälfte des Kontraktvolumens

Der europäische Markt für Corporate PPAs wird aktuell von großen Technologie- und Industrieunternehmen auf der Nachfrageseite dominiert, mit einer relativ hohen Nachfrage nach 100 % erneuerbaren Stroms. Auf der Verkäuferseite finden sich neben etablierten europäischen Versorgungsunternehmen auch eine Reihe neuer Player. Die Projekte können dabei eine beträchtliche Größe erreichen.

ICIS analysierte die Daten von Verträgen aus dem Zeitraum 2008 bis 2019 mit einem Gesamtvolumen von knapp über 9 GW. Die verwendete Technologie ist v.a. Wind onshore (67 %), gefolgt von Solar mit 16 % und Wasserkraft mit 11 %. Die Beliebtheit ist vor allem in skandinavischen Ländern sehr hoch: Norwegen (27 %) und Schweden (23 %) vereinigen auf sich die Hälfte des europäischen Volumens. Auf Rang drei ist das Vereinigte Königreich (17 %). Etwa drei Viertel aller Corporate PPAs beziehen sich auf Neuanlagen, knapp ein Viertel auf bereits existente Anlagen. Mit etwa 30 % hat der größte Teil der Verträge eine Laufzeit zwischen zehn und fünfzehn Jahren, 27 % sogar eine Laufzeit von mehr als zwanzig Jahren. Etwa ein Viertel der Kontrakte läuft über weniger als zehn Jahre. Solarprojekte spielen vor allem in Spanien und Italien eine große Rolle, wobei hier mehrere Projekte mit einem PPA aggregiert werden.

Der rechtliche Rahmen

PPAs werden Over-The-Counter gehandelt, weil damit die Vertragsinhalte flexibel gestaltet werden können. Durch den Erfahrungsgewinn auf den Handelsmärkten im Laufe der Zeit kristallisieren sich jedoch bestimmte Lösungen als Standard heraus, so dass ein Mustervertrag erarbeitet werden kann. Im Falle der PPAs ist das der EFET-Rahmenvertrag, der 2019 veröffentlicht wurde. Das EFET-Rahmenwerk enthält dabei alle gängigen Klauseln und Auswahlmöglichkeiten. Der Vertrag wurde unter intensiver Mitwirkung von Akteuren aus der Handels-, Wind-, Solar- und Wasserkraftbranche entwickelt.

Auch die Energiebörsen verfolgen die Entwicklung. Möglichkeiten sieht die EEX hier im sogenannten OTC-clearing, wodurch das Kreditrisiko von OTC-Geschäften gemindert werden kann.

➤ EFET hat einen bewährten PPA-Rahmenvertrag entwickelt

Eine gewisse Herausforderung stellt die sowohl vom Käufer als auch vom Verkäufer gewünschte Langfristigkeit eines PPA dar, weil das europäische Wettbewerbsrecht Langfristverträge sehr kritisch sieht – wenn damit der Bedarf (nahezu) vollständig aus einem Vertrag erfolgt. Hier herrscht noch eine gewisse Unsicherheit bei den Marktakteuren vor. Die Einschaltung eines Intermediärs – wie bei den Utility PPAs – ist daher auch als Antwort auf die rechtliche Unsicherheit zu sehen.

Ausblick

Corporate PPAs bieten eine Förderungsmöglichkeit für erneuerbare Stromprojekte auf rein privatwirtschaftlicher Basis und sind damit eine exzellente Ergänzung zu staatlichen Fördermaßnahmen. Kundenwünsche können hierbei wesentlich passgenauer berücksichtigt werden – ebenso entsteht eine wesentlich engere Bindung eines Stromnutzers zu der kontrahierten Anlage. Corporate PPAs bieten auch eine sehr gute Möglichkeit des Preisvergleichs zwischen rein wettbewerblich gefundenen Preisen und anderen Methoden und damit eine sehr gute Referenz, um Fehlallokation von Fördermitteln offenzulegen. Das bevorstehende Auslaufen der Förderung nach dem EEG für viele regenerative Erzeugungsanlagen in Deutschland lässt hier einen weiteren Markt für PPAs erwarten.

➤ Nachhaltigkeitsziele von Firmen lassen steigende Nachfrage nach PPAs erwarten

Bloomberg New Energy Finance sieht für Corporate PPAs weiterhin ein beträchtliches Potenzial: Unter der Annahme, dass die jetzigen 221 RE100-Firmen ihren Bedarf zu einem Großteil durch Corporate PPAs decken, wird für 2030 eine Deckungslücke von 210 TWh erwartet, d.h. 70 GW unter der Annahme von 3.000 Vollaststunden. Das spricht für einen prosperierenden Markt, der marktaffinen Akteuren sehr gute Chancen bietet.

2.6 Batteriespeicher – Die Schweizer Taschenmesser der Energiewende

- **Batterien im Stromsektor können verschiedene Anwendungen gleichzeitig ausführen und erhöhen so Auslastung und Effizienz**
- **Der regulatorische Rahmen kann solche Mehrfachanwendungen fördern oder blockieren**
- **Im internationalen Vergleich weist Deutschland eine geringe Anwendungsbandbreite und wenig kombinierbare Flexibilitätsoptionen auf**
- **Die Anreizstruktur von Netzbetreibern in Deutschland stellt ein Investitionshemmnis für Flexibilitätsoptionen dar**

Weltweit rücken stationäre Speichertechnologien im Strommarkt immer stärker in den Fokus, neben den etablierten, mobilen Anwendungen in elektronischen Endgeräten und in der Elektromobilität. Besonders bei Li-Ionen Batteriespeichern erweitern immer schnellere Reaktionszeiten und der stetige Kostenrückgang (durchschnittlich jedes Jahr 20 % seit 2010) das Anwendungsspektrum im Strommarkt kontinuierlich.

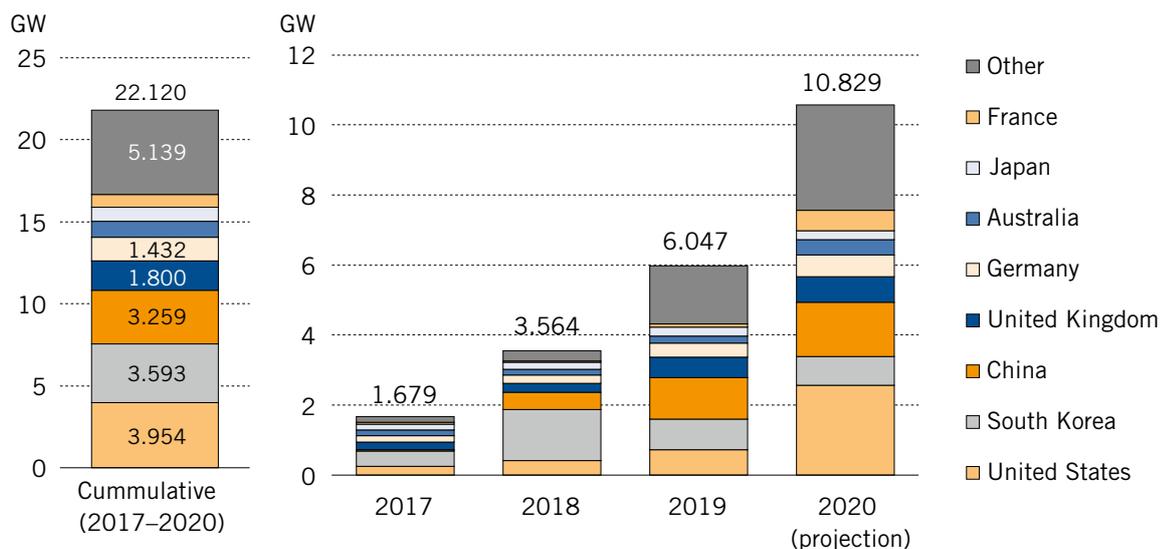
Abb. 2.22 zeigt die weltweite Verteilung von Li-Ionen Speichern (in GW) für die letzten Jahre mit Hochrechnungen für 2020. Bedingt durch Unterschiede im Strommarktdesign konzentrieren sich Speicheranwendungen bisher noch auf einige Hauptländer. Die USA bilden dabei den größten Speichermarkt, der sich kumuliert bis Ende 2020 auf etwa 18 % der weltweiten Kapazitäten belaufen wird. Rund die Hälfte konzentriert sich dabei auf den Bundesstaat Kalifornien. In Europa dominiert aktuell das Vereinigte Königreich den Speichermarkt mit etwa 8 % der weltweiten Leistungskapazität, gefolgt von Deutschland mit 6 %. Weitere Schwergewichte im Batteriemarkt stellen China, Australien und Südkorea mit knapp 8 GW dar.

Das Multi-Use-Prinzip bei Batteriespeichern

Speicher – egal welcher Technologie – vereint die Tatsache, dass ihre Energiekapazität begrenzt ist. Während Gasspeicher auf eine Speicherdauer von Wochen ausgelegt werden können, finden Batteriespeicher im Stromsektor aktuell Anwendungen von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden. 2019 wurden Speicher im weltweiten Durchschnitt auf etwa 2 Std. ausgelegt (so lange dauert es, bis die Batterie bei gegebener Leistung „leer“ ist).

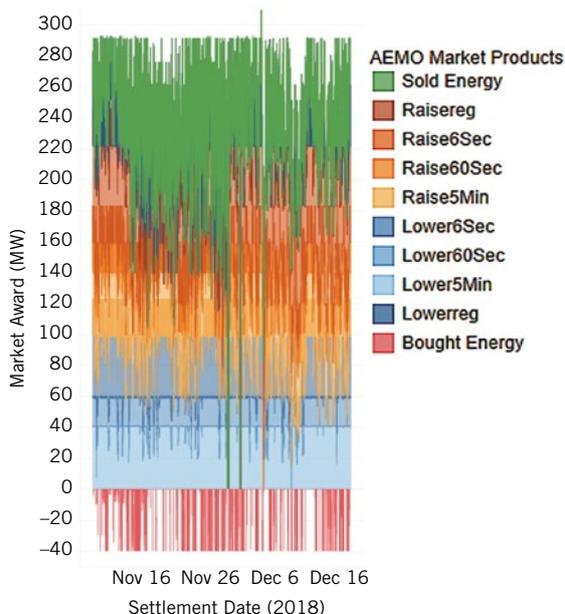
Zentrale Frage für die Batterieinvestition und die Dimensionierung der Batterie ist, wie viele unterschiedliche Anwendungen sie im Strommarkt vereint und ob die Erlöse aus diesen Anwendungen zu einer adäquaten Amortisationsdauer führen. Da viele Anwendungen nicht durchgängig benötigt werden, kann eine Batterie mehrere Anwendungen (teils gleichzeitig) ausführen. Durch einen optimalen Mix verschiedener Anwendungen wird die Batterieauslastung insgesamt erhöht und die Kosten der einzelnen Anwendung gesenkt.

Abbildung 2.22: Verteilung von Li-Ionen Technologie nach Ländern und Jahren weltweit



Daten: Bloomberg New Energy Finance 2019

Abbildung 2.23: Der HPR Batteriespeicher (100 MW/129 MWh) in Australien bei der automatischen und teils gleichzeitigen Ausführung von bis zu zehn verschiedener Marktaktivitäten



Dieses sogenannte Multi-Use-Prinzip ist am Beispiel der Hornsdale Power Reserve (HPR Batteriespeichers) in Australien zu beobachten, dem aktuell größten Batteriespeicher weltweit mit 100 MW/129 MWh Speicherkapazität. Abb. 2.23 stellt die teils gleichzeitige Ausführung von bis zu zehn verschiedenen Marktaktivitäten mit zeitlicher Präzision im Sekunden-Bereich dar. Dies bewirkt, dass der Speicher niemals „still“ steht. Laut einer Marktstudie (Aurecon, 2020) konnten die Systemkosten im Regelenergiemarkt (Frequency Control Ancillary Services – FCAS) allein im Jahr 2019 durch den HPR Speicher um rund AUD 116 Mio. reduziert werden – bei Kapitalkosten von rund AUD 91 Mio.

Bedingung für das Multi-Use-Prinzip sind Vereinbarkeit und freier Zugang zu verschiedenen Anwendungen. Klassischerweise werden dabei etwa 13 für Batteriespeicher technisch mögliche Anwendungsfälle unterschieden, die je nach regulatorischem Rahmen mehr oder weniger trennscharf voneinander bewertet werden können. Abb. 2.23 fasst diese Anwendungen zusammen.

Regulatorik von Speichern und Flexibilität im Vergleich

Die folgenden Fallstudien untersuchen den Zugang zu den beschriebenen Anwendungen in Kalifornien, UK und Deutschland. Brancheninterne Bewertungen im Ländervergleich ergeben folgendes Bild für die regulatorischen Rahmenbedingungen für Batteriespeicher und den relativen Wertanteil der einzelnen Anwendungen.

Abb. 2.25 („Regulatorik“) beschreibt die regulatorische Offenheit verschiedener Anwendungen mit ● „Anwendung ist für Speicher nicht anwendbar“, ● „Anwendung ist für Speicher ausführbar, jedoch nicht mit anderen Anwendungen kombinierbar oder nur für eingeschränkte Nutzergruppen anwendbar“ und ● „Anwendung ist für Speicher nutzbar und mit anderen Anwendungen kombinierbar“. „Marktliche Relevanz“ ist der mengengewichtete Wertanteil einer Jurisdiktion über alle Speicheranwendungen hinweg, zusammengefasst in Quintilen und basierend auf brancheninternen Hochrechnungen.

Bei der regulatorischen Offenheit zeichnet sich Kalifornien als flexibel für Speicher bei Endnutzer- und Systemservices aus. Das vertikal integrierte Strommarktdesign, das Erzeugung, Netz und Vertrieb miteinander vereint, stellt jedoch Hürden bei der Integration von Netzdienstleistungen dar. Gleichzeitig wird der kalifornische Speichermarkt besonders von versorgergesteuerten Anwendungen wie dem Kapazitätsmechanismus (13), siehe Abb. 2.24 dominiert, der mit dem Energiehandel (5) den größten Wertanteil bei Speichern ausmacht. Großbatteriespeicher werden hier als günstige Alternative zu neuen Gas-Peakern errichtet und eingesetzt (etwa durch eine Speicherkapazität von 482 MW/1.930 MWh von PG&E in Moss Landing).

Durch die 2005 begonnene Entflechtung des Strommarktes unterscheiden sich Deutschland und die UK erheblich vom kalifornischen Modell. Und auch zwischen den beiden Ländern variiert die regulatorische Offenheit in Bezug auf Produktspezifizierung und Marktzugang stark.

➤ Vereinigtes Königreich: Starke Signale für Flexibilitäten

In den UK entstand mit dem „Balancing Mechanism“ ein vom Übertragungsnetzbetreiber National Grid gesteuerter marktlicher Mechanismus, der Stromangebot und Nachfrage zusammen mit dezentralen Flexibilitätsoptio-

Abbildung 2.24: Übersicht der 13 gängigen Anwendungsfelder von Batteriespeichern. Darstellung nach Fitzgerald, G. et al. (2015), The Economics of Battery Energy Storage, Rocky Mountain Institute

Endnutzer-Services	Zeitvariable Stromtarife	Zugang für Endkunden zu zeitvariablen Stromtarifen, die sich zeitlich am Börsenstrompreis orientieren.
	Zeitvariable Netzentgelte	Endverbraucher können durch die Vermeidung von Strombezug in Zeiten hoher Netzauslastung niedrigere Netzentgelttarife nutzen.
	PV-Eigenverbrauch	Haushalte oder kommerzielle Speichernutzer flexibilisieren die selbst erzeugte Solarenergie über den Tag, um den Autarkiegrad zu steigern.
	Notstrom	Endverbraucher sichern die Zuverlässigkeit des Stromnetzes über zusätzliche Notstrom-Speicher ab.
Systemdienstleistungen	Energiehandel	Energiehandel (oder Arbitrage) durch Speicher ist der Kauf von Strom in Zeiten niedriger Preise und Wiederverkauf in Zeiten hoher Preise.
	Spin/Non Spin Reserve	Spin-Reserven sind Leistungszurückhaltungen von laufenden Kraftwerken, die im Falle unvorhergesehener Ereignisse sofortige Leistung zur Verfügung stellen können.
	Frequenzregulierung	Frequenzregulierung ist die sofortige Reaktion auf eine Differenz zwischen Stromangebot und Nachfrage zur Stabilisierung der Stromfrequenz.
	Spannungshaltung	Zur Spannungshaltung im Stromnetz müssen ausreichend Blind- und Wirkleistung zur Verfügung stehen. Batteriespeicher eignen sich u. a. zur Blindleistungsbereitstellung.
	Schwarzstart	Im Fall eines Stromausfalls können schwarzstartfähige Anlagen den gesicherten Wiederaufbau des Stromnetzes wiederherstellen.
Netzdienstleistungen	VNB Netzausbau-optimierung	Die zeitliche Verschiebung, die Verringerung oder die Substitution von Investitionen ins Verteilnetz, um dem Ausbaupfad für neue Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen.
	ÜNB Netzausbau-optimierung	Die zeitliche Verschiebung, die Verringerung oder die Substitution von Investitionen ins Übertragungsnetz, um dem Ausbaupfad für neue Erzeugungsanlagen Rechnung zu tragen.
	Engpassmanagement	Die aktive Optimierung oder Behebung bestehender Netzengpässe durch eine zeitliche Flexibilisierung von Stromflüssen im Verteil- oder Übertragungsnetz.
	Kapazitätsmechanismen	Kapazitätsmechanismen stellen Sicherheiten in Stromsystemen mit abnehmender gesicherter Last. Die Kapazitätshaltung für Lastspitzen kann dabei außerhalb des Energiemarktes geregelt werden.

Abbildung 2.25: Regulatorischer Zugang zu Batteriespeicheranwendungen im Vergleich

	Anwendung	Kalifornien		UK		Deutschland	
		Regulatorik	Relativer Wertanteil	Regulatorik	Relativer Wertanteil	Regulatorik	Relativer Wertanteil
Endnutzer-Service	1 Zeitvariable Stromtarife	●		●		●	
	2 Netzentgeltoptimierung	●		●		●	
	3 PV-Eigenverbrauch	●		●		●	
	4 Notstrom	●		●		●	
Systemdienstleistung	5 Energiehandel	●		●		●	
	6 Spin/Non Spin Reserve	●		●		●	
	7 Frequenzregulierung	●		●		●	
	8 Spannungshaltung	●		●		●	
	9 Schwarzstart	●		●		●	
Netzdienstleistung	10 VNB Netzausbauoptimierung	●		●		●	
	11 ÜNB Netzausbauoptimierung	●		●		●	
	12 Engpassmanagement	●		●		●	
	13 Kapazitätsmechanismen	●		●		●	

nen mit lokalen Signalen in Einklang bringt (Anwendungen 7 und 12). Die vereinfachten Teilnahmebedingungen und Pooling-Optionen von dezentralen Speicher- oder Erzeugungsanlagen sind dabei zentral für die Kombinierbarkeit mit anderen Speicheranwendungen. Über die 2016 geschaffene „Piclo“-Flex-Plattform von Verteilnetzbetreibern (VNB) sind darüber hinaus weitere Wertschöpfungsmöglichkeiten in Form von Engpassbeseitigung (12) oder der Verringerung oder zeitlichen Verschiebung von Verteilnetzausbau (10) gegeben. Schließlich bilden zeitlich stark differenzierte Netzentgelte (2), die auf Marktsignalen basieren, weitere Anreize zur Flexibilitäts- und Speichernutzung. Diese werden aktuell im „Access & Forward Looking Charges Review“ fortentwickelt.

Deutschland: Mangelnde zeitvariable Marktsignale für Flexibilität

Deutschland hat in der Strommarktregulatorik bislang weitgehend auf Impulse zur Flexibilisierung verzichtet. So gibt es keinen Dienstleistungsmarkt für Engpassmanagement, weder im Verteil-, noch im Übertragungsnetz (12). Diese werden, etwa im Rahmen der Piclo-Plattform, im UK im Niederspannungsnetz bereits heute aufgebaut. Aktuell dominierenden Einwänden bezüglich strategischem Bieterverhalten bei lokalen Flexibilitätsmärkten kann etwa mit marktlich organisierten Kapazitätzahlungen auf Leistungsbasis oder mit Preisobergrenzen begegnet werden. Auch finden sich bislang keine definierten Flexibilitätsprodukte, die sich in die zukünftige Netzplanung mit einbeziehen ließen (10, 11). Damit bleibt eine finanzielle Evaluierung von Flexibilitätsoptionen unklar

und mögliches Potenzial unausgeschöpft. Bei den 2019 beschlossenen „Netzboostern“, die erstmalig Speicher in den ÜNB-Netzbetrieb mit einfassen, ist die Möglichkeit der Marktteilnahme weiter unklar.

Auch im Bereich zeitvariabler Netzentgelte ist der Reformbedarf identifiziert, bleibt jedoch weitgehend unausgearbeitet. Zwar lässt das Instrument der atypischen Netznutzung einigen kommerziellen Kunden die Möglichkeit auf optimierte Netznutzung in Hochlastzeitfenstern, jedoch ist dieses Instrument auf einen kleinen Kreis an Abnehmern und auf saisonale Dynamik limitiert. Alle anderen Endkunden finden keinen Anreiz zur zeitlichen Dynamisierung der Netznutzung.

Investitionshemmnisse für Netzbetreiber

Insbesondere bei den Anreizen für Netzbetreiber zur Speichernutzung unterscheiden sich die drei Fallstudien. Die kalifornische Public Utility Commission (PUC) stellte die kalifornischen Netzbetreiber 2013 über Speichermandate ordnungspolitisch in die Pflicht zur Speichernutzung. Zwar folgte auf diese Mandate die unter 13 in Abb. 4 ersichtliche Investitionsbereitschaft, doch können mandatierte Investitionen den echten Bedarf verfehlen.

2013 wurde im UK die Vergütungslogik für Netzbetreiber verändert, um Flexibilitäten besser in die Netzplanung zu integrieren. Wie in Deutschland bildeten dort ausschließlich CAPEX Ausgaben (also Kapitalgüter wie z. B. neue Stromnetze) die Grundlage der Rendite von Netzbetreibern. OPEX-Ausgaben (operational expenses, also z. B. Speicherdienstleistungen) waren für die Renditeberechnung unerheblich. Dieser Vorzug von CAPEX Ausgaben, der durch die Art der Renditebestimmung entstand, wur-

de 2013 im Rahmen RIIO-Reform korrigiert. Statt zwischen CAPEX und OPEX zu unterscheiden, wird aktuell ein definierter Anteil der Gesamtausgaben (TOTEX oder „total expenditure“) zur Vergütungsberechnung herangezogen. Dieser Anteil schließt externe Netzdienstleistungen mit ein. Unter Verteilnetzbetreibern führte dies u. a. zu technologieoffenen Flexibilitäts-Auktionen, die über die Piclo-Plattform gebündelt im Jahr 2019 über 950 MW ausgeschrieben hatten.

Bereits 2015 stellte die BNetzA Investitionshemmnisse für Flexibilitäten fest

Auch in Deutschland stellte die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihrem Evaluierungsbericht 2015, die als Averch-Johnson-Effekt bekannte Verzerrung hin zu CAPEX-Investitionen bei deutschen Netzbetreibern fest und mahnte diesen als Investitionshemmnis für Flexibilitätsalternativen wie Speicher im Netz an. Eine Reform der Anreizregulierungsverordnung ähnlich dem britischen Modell könnte hier Marktzugänge für Speicher vereinfachen.

Conclusio

Der Kostenrückgang von Batterien liegt klassischerweise in der starken technologischen Lernkurve der letzten Jahre begründet. Weiteres Potenzial für Kostensenkungen liegt in der effizienten Mehrfachnutzung verschiedener Speicheranwendungen, die zu einem Rückgang der individuellen Anwendungskosten führen. Die vorliegende Kurzanalyse zeigt jedoch, dass der regulatorische Zugang zu verschiedenen Anwendungen sich landesspezifisch stark unterscheiden kann. Kaliforniens Speichermarkt, dominiert durch hohe Investitionen in den Kapazitätsmärkten, weist eine mittelmäßige Kombinationsmöglichkeit der Anwendungen auf. Während Deutschland bislang auf starke Impulse zur zeitlichen Flexibilisierung der Netznutzung verzichtet hat und Netzbetreiber nur bedingt Anreiz zur Batterieanwendung haben, verzeichnet das UK eine hohe Anwendungsbandbreite sowie eine starke Kombinierbarkeit. Konkret weist Deutschland damit regulatorischen Handlungsbedarf bezüglich der Anreizregulierung für Netzbetreiber, der Ausgestaltung lokaler Flexibilitätsmärkte und der Dynamisierung von Netzentgelten auf.

2.7 Relevanz von Exportkreditgarantien im internationalen Wettbewerb

- **Außenwirtschaftsförderung durch Exportkreditgarantien ist ein wichtiger Baustein im internationalen Wettbewerb**
- **China hat über ein Drittel der weltweiten Exportkreditgarantien 2017 und 2018 bereitgestellt – Trend weiter steigend**
- **Die Energieindustrie ist eine Schlüsselindustrie und Exportkreditgarantien müssen auch nach 2021 klimaverbessernde Projekte fördern**

Im April 2020 befindet sich die Welt in einer Krise. Die COVID-19 – Pandemie gefährdet nicht nur die Gesundheit der Menschen in beinahe jedem Land auf allen Kontinenten, sie führt auch zu einer nie gesehenen Wirtschaftskrise. Ob die Pandemie nur der Auslöser oder tatsächlich die einzige Ursache ist, wird sich kaum klären lassen. Im Vergleich zu der Finanzkrise in 2009 ist heute ein deutlich größerer Bereich der Wirtschaft direkt betroffen. Unternehmen mit einer starken Abhängigkeit von Lieferketten aus China traf es unmittelbar Ende 2019. Spätestens im März 2020 kamen weitere Industriezweige hinzu, als Unternehmen ihre Werke in Europa und Nordamerika nicht mehr, oder nur in Teilen weiter betreiben konnten. Und selbst wenn das noch möglich war, wurden die Ausfuhr von Waren und die Reisebestimmungen für Servicepersonal oft zur letzten, aber schwer überwindbaren Hürde. Die Wirtschaftskrise ist ein Ergebnis der umfassenden Beeinträchtigung der Wirtschaft, den daraus folgenden, nicht kompensierbaren Effekten auf die Geschäftsplanung und der natürlichen Reaktion der Unternehmen, operative Ausgaben und Kapitalinvestitionen so weit wie möglich zu reduzieren bzw. zu verschieben.

➤ Positive Rahmenbedingungen für die Exportwirtschaft schaffen

Welche Rolle spielt die COVID-19-Pandemie für Exportkredite? Die Effektivität der staatlichen Unterstützung für die Wirtschaft wird maßgeblich darüber entscheiden, ob und wie schnell sich die Wirtschaft erholt. Die Beteiligung eines Unternehmens am wirtschaftlichen Wettbewerb ist auf Dauer ausgelegt. Diverse Rahmenbedingungen beeinflussen die Chancen derer, die sich dem globalen Wettbewerb stellen. Neben den Nothilfepaketen, die von China, den USA, Deutschland und vielen anderen Ländern während der Coronakrise zur Stützung der Wirtschaft bewilligt worden sind, ist es genauso wichtig, dass der globale Handel wieder Fahrt aufnimmt und die Industriepolitik die wirtschaftlichen Aktivitäten dort unterstützt, wo normale Mittel der Risikoreduzierung nicht ausreichend wirken. Deutschland ist seit vielen Jahren unter den Top 3 der größten Exportländer. Export ist ein wichtiger Faktor zur Steigerung des Bruttoinlandsproduktes, besonders in Ländern mit stagnierender Binnen nachfrage.

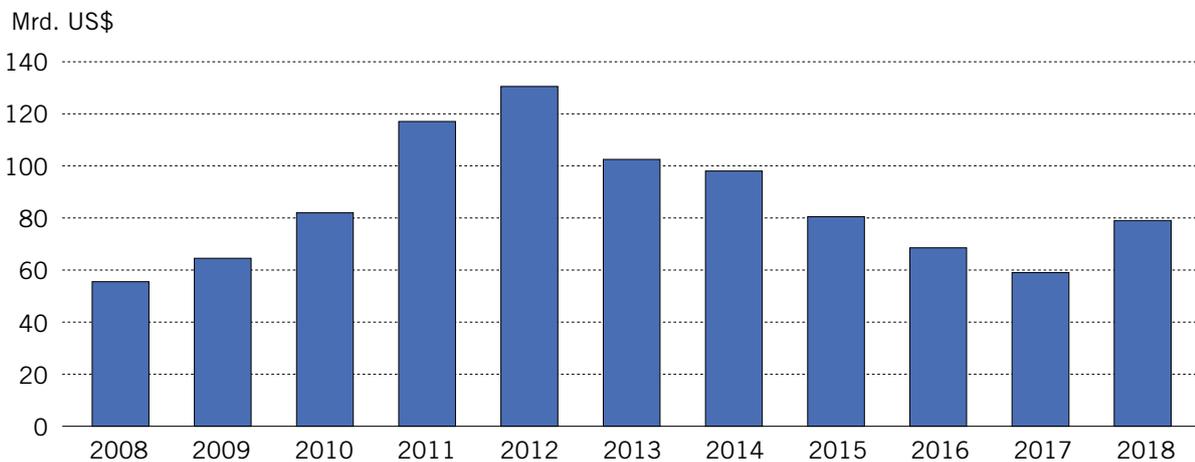
Das Exportgeschäft ist nicht in Gänze abhängig von staatlichen oder privaten Exportkreditgarantien. Grundsätzlich können Unternehmen in der weit überwiegenden Zahl von Projekten und Produktverkäufen durch Liquiditätsprüfungen ihre Risiken steuern. Auch normale Währungsrisiken werden durch die Unternehmen selbst abgesichert. Exportkreditgarantien sichern Exporteure gegen wirtschaftlich oder politisch bedingte Forderungsausfälle ab. Diese können im Bezug zu dem Handelspartner stehen, oftmals erwachsen sie aber im Kern aus instabilen politischen Verhältnissen im Zielland oder regionalen Konflikten. Entwicklungs- und Schwellenländer bilden den Schwerpunkt solcher Zielländer. Durch die Exportkreditgarantie wird das Risiko eines Zahlungsausfalls von dem exportierenden Unternehmen zu einem großen Teil auf den die Garantie ausstellenden Staat übertragen. Exportkreditgarantien ermöglichen also die notwendige Absatzfinanzierung von Geschäften, für die private Versicherungen kein passendes Absicherungsangebot zur Verfügung stellen. Hierfür zahlen die exportierenden Unternehmen eine entsprechende, risikoadäquate Prämie.

2019 sicherte die Bundesregierung deutsche Exporte in Höhe von rund 21 Mrd. € über sogenannte Hermesbürgschaften ab – im Vergleich zum Vorjahr ein Anstieg um 6,1 Prozent. Dies umfasst Exporte in 154 Länder. Lieferungen und Leistungen in Schwellen- und Entwicklungsländern machten mit 74,7 % den Großteil des Deckungsvolumens aus. Die Exportkreditgarantien erzielten 2019 nach Abzug aller Kosten und Entschädigungen einen Jahresüberschuss von rund 640,4 Mio. €, der vollständig dem Bundeshaushalt zugeführt wurde.

➤ Wirtschaftspolitische Leitgedanke – kein Subventionswettbewerb

Seit 1978 sollen einheitliche OECD Standards für Exportkreditgarantien das Risiko für Subventionswettbewerb eindämmen. Es soll vermieden werden, dass Staaten ihren Unternehmen durch Exportkredite Wettbewerbsvorteile verschaffen. Deshalb umfasst ein Exportkredit maximal 85 % des Ausfuhrwertes, bestimmte Kreditlaufzeiten dürfen nicht überschritten werden und es gibt Mindestzinssätze, sowie einen transparenten Katalog für Risiko-

Abbildung 2.26: Mittel- und langfristige Exportkredite durch OECD Mitglieder



Quelle: EXIM, bilateral engagement, OECD, Die Summen ab 2011 wurden von EXIM in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsstaaten direkt errechnet, die Daten vor 2011 stammen von der OECD.

bewertungen. Der sogenannten „OECD Konsensus“ ist für OECD Mitglieder verbindlich. Entsprechend trägt auch der deutsche Exporteur im Schadensfall einen prozentualen Eigenanteil der gedeckten Forderung. Sofern nicht im Einzelfall bei der Deckungsübernahme abweichend festgelegt, kommen die Regelselbstbeteiligungsätze zur Geltung. Danach gilt bei Eintritt eines wirtschaftlichen Risikos eine Selbstbeteiligung von 15 %. Mit der Selbstbeteiligung soll ein Anreiz für den Deckungsnehmer an einem schadensfreien Verlauf geschaffen werden.

Seit der Finanzkrise stieg der Verschuldungsgrad auch in Entwicklungsländern weiter

Die globale Wirtschaftskrise hat viele Teile der Wirtschaft schwer erschüttert. Eine mindestens ebenso große Gefahr ist aber die drohende Schuldenkrise in einer Vielzahl von Ländern. Der Wohlstand in Deutschland erschwert die Sicht, aber spätestens mit den Rufen nach Corona-Bonds wurden wir an die schwierige Finanzlage der südeuropäischen Länder erinnert, die zuletzt im hoch verschuldeten Griechenland ein von 2010 bis 2018 andauerndes, dreistufiges Rettungspaket in Höhe von insgesamt 278 Mrd. EUR notwendig gemacht hatte.

Seit der Finanzkrise 2008 wurden in Industrieländern, aber vor allem auch in Entwicklungsländern weiter Schul-

den aufgebaut. Während die Bewertung von Vermögen der Volatilität der Märkte ausgesetzt ist, hat der Schuldenstand einen mehr als ungesunden Wachstumskurs eingeschlagen. Im Jahr 2018 war die Gesamtverschuldung in den Entwicklungsländern fast doppelt so hoch, wie ihr gemeinsames BIP. Dieser traurige Rekord umfasst keinesfalls nur afrikanische Staaten. Die Liste der hochverschuldeten, asiatischen Länder ist ebenso lang. Finanzielle Instabilität führt nicht selten zu politischer Instabilität und je nach Reaktion des Landes auch zu drohender Hyperinflation. In einer Phase, in der also exportierende Unternehmen jede Möglichkeit nutzen sollten, um die Ausfälle der Pandemie zumindest abzumildern und sich gegen den weiter starken Wettbewerb aus China und den USA zu behaupten, stehen sie unkalkulierbaren und mit wirtschaftlichen Mitteln nicht handhabbaren Risiken gegenüber, wenn sie Lieferungen und Leistungen an solche hoch verschuldeten Länder Asiens, Afrikas und Südamerikas tätigen. Hinzu kommt, dass in Entwicklungs- und Schwellenländern Infrastrukturprojekte aus dem Bereichen Energie oder auch Mobilität häufig vom Staat selbst vergeben werden, der Staat also der Auftraggeber ist. Ist der Staat auch der Geschäftspartner, fallen das politische und wirtschaftliche Risiko zusammen.

Es ist wichtig, dass deutsche Unternehmen Zugang zu allen diesen Märkten haben und auf Exportkreditgarantien zugreifen können. Es geht dabei nicht um ein Signal an die Handelspartner, dass sie ihre finanzielle Instabilität aufrechterhalten können, aber es erlaubt deutschen Unternehmen wirtschaftliche Aktivitäten in diesen Ländern

und stärkt damit den heimischen Arbeitsmarkt. Indirekt ist es auch im Interesse der Länder selbst, für zu importierende Waren einen fairen Preis durch Wettbewerb zu erzielen.

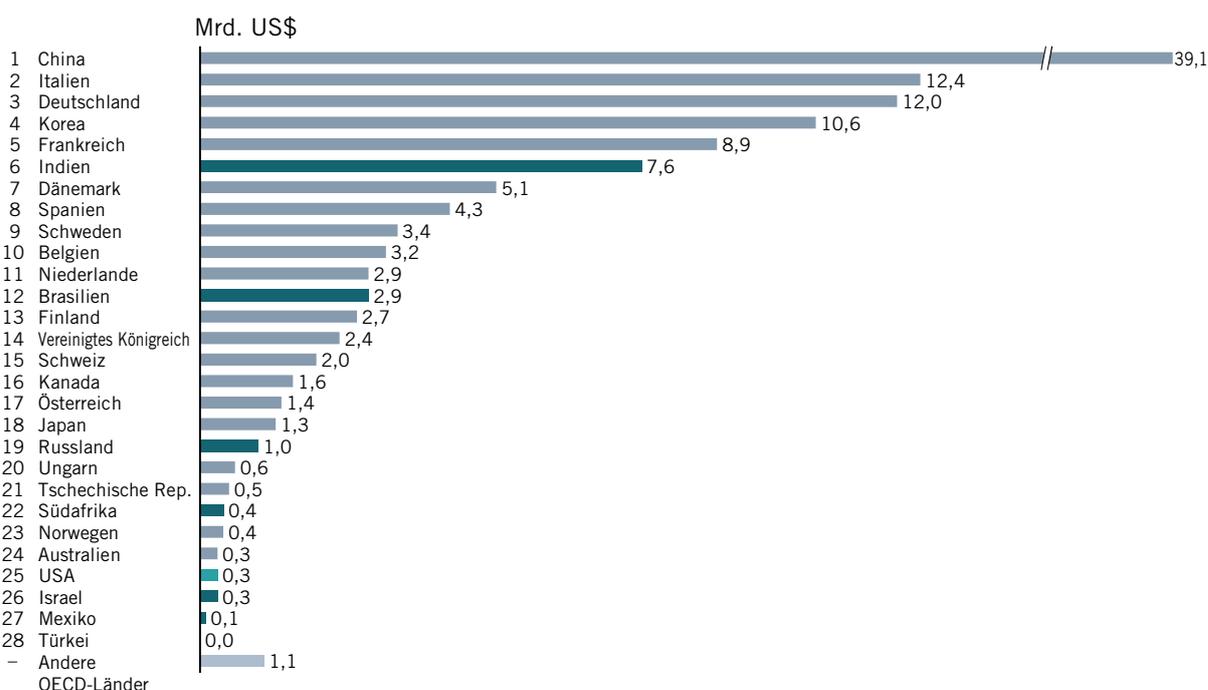
Außenwirtschaftsförderung krisenfest machen um deutsche Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten

Exportkreditgarantien werden als öffentliche Finanzierungshilfen trotz OECD Richtlinien sehr ungleich genutzt. 2018 haben lediglich 28 Länder überhaupt Exportkreditgarantien in relevanter Höhe vergeben. Von 128 Mrd. USD globalem Kreditvolumen entfielen 39,1 Mrd. USD auf China. Italien, Deutschland und Korea folgen mit zusammen 37 Mrd. USD. Die zehn Länder mit dem größten Volumen an Exportkreditgarantien verantworten 83 % der Garantien. Während die Europäische Union zumindest relevantes Engagement zeigt (57,4 Mrd. USD), fallen die USA mit 0,3 Mrd. USD deutlich ab. Das amerikanische Garantievolumen wird sich 2019, spätestens aber 2020 wieder deutlich steigern. Ein fehlendes Quorum im

Vorstand der EXIM (Export-Import Bank of the United States) hatte Entscheidungen über Exportkreditgarantien mit Volumen über 10 Mio. USD von Juli 2015 bis Mai 2019 unmöglich gemacht.

Das chinesische System ist bemerkenswert, weil es als Nicht-Mitglied der OECD nicht den OECD Standards folgt und unter anderem auf den Eigenanteil des Käufers verzichtet. Zwischen 2008 und 2018 steigerte China das Exportkreditgarantie-Volumen von 5 Mrd. USD auf 39 Mrd. USD. Darüber hinaus hat es China geschafft, neben der Chinese Import-Export Bank (C-EXIM) mit der Chinese Development Bank (CDB) und Sinosure, zwei weitere Banken zu etablieren, sodass die chinesische Infrastruktur für systematische, öffentliche Finanzierung singular ist. Sie besteht aus einem breiten Netz an traditionellen Exportkrediten, direkten Krediten für chinesische Unternehmen, aber auch für ausländische Partner und Projektfinanzierungen. Die unter dem Begriff „Go-Global“ bekannte Internationalisierungsstrategie der chinesischen Regierung soll nicht nur die Wettbewerbsposition der Unternehmen verbessern, sondern auch gezielt den Einfluss von China auf Schlüsselindustrien stärken.

Abbildung 2.27: Exportkreditvolumina 2018



Quelle: EXIM, bilateral engagement, OECD

Eine vergleichbare, strategische Nutzung verschiedener Finanzierungshilfen zur Erhaltung und Verbesserung der Stellung der Europäischen Union in wirtschaftlichen Schlüsselbereichen ist wichtig. Darüber hinaus muss darauf hingewirkt werden, dass auch China die Standards der OECD anerkennt und einhält, um die heute legale Besserstellung chinesischer Firmen bei Geschäften in Entwicklungs- und Schwellenländern zu egalisieren. Warum sich China diesen Standards „unterwerfen“ sollte, bleibt sicher eine valide Frage.

Schlüsselindustrie Energie

Eine Industrie, für die Exportkreditgarantien in der Vergangenheit eine wichtige Rolle gespielt haben, ist die Energieindustrie. Für Entwicklungs- und Schwellenländer ist auch heute noch der Zugang zu Elektrizität eine Herausforderung. Die Weltbank hat im Mai 2019 bekanntgegeben, dass weltweit 840 Mio. Menschen weiter ohne Strom leben. Der weit überwiegende Teil davon, 573 Mio. Menschen, lebt in der Sub-Sahara Region. Es gibt einen entsprechenden Bedarf für nachhaltige Elektrifizierung.

Bereits seit 2015 besteht unter den OECD Mitgliedsstaaten weitgehend Einigkeit, dass der Neubau von Kohlekraftwerken nicht mehr von Exportkreditgarantien unterstützt werden soll. Im „Sector Understanding“, einer Art Auslegungshilfe für Kohle-basierte Energiegewinnung werden Exporteure und Käufer durch fehlende Exportkreditgarantien angeregt, nachhaltigere Lösungen zu berücksichtigen. Auch Öl & Gas Projekte werden nur wenig gefördert. Zwar wurden in 2018 weltweit 33 Mrd. USD in Öl & Gas Projekte mit Exportkreditgarantien investiert, das machte aber nur 5 % der globalen Finanzierung solcher Projekte aus. Deutschland unterstützte Öl & Gas Projekte lediglich mit 23 Mio. EUR. Gleichzeitig übertraf das chinesische Kreditgarantievolumen für fossile Projekte das Gesamtvolumen von Exportkreditgarantien aller G7 Staaten.

➤ **Exportkreditgarantien für Projekte, die klimaschädliche Emissionen reduzieren, sind elementarer Bestandteil einer Klimaschutzförderung**

Am 14. November 2019 verkündete die Europäische Investitionsbank den Stopp von Finanzierungen für Projekte mit fossilen Energieträgern nach 2021. Begründet wurde der Beschluss mit einer Klimastrategie, die die Ambitionen aller anderen öffentlichen Finanzinstitute übertreffen soll. Wichtig ist, fossile Brennstoffe differenziert zu betrachten. Gas ist in fast allen Energieszenarien der Brückenenergieträger bis mindestens 2040 und wird wegen der verminderten Nutzung von Kohle und Erdöl im absoluten Verbrauch weiter steigen. Entsprechend relevant ist der zweite Teil dieser Pressemeldung. Dort wird der EIB-Vizepräsident Andrew McDowell zitiert: „Nach einer langen Debatte konnten wir uns auf einen Kompromiss verständigen: Ab Ende 2021 finanziert die Bank der EU keine fossilen Energieprojekte ohne CO₂-Minderung mehr. Das gilt auch für Gas.“

➤ **Weitere Voraussetzungen zur Erreichung der Pariser Klimaziele sind wirtschaftliche Attraktivität und einheitliche Standards**

Betrachtet man die klimaschutzrelevanten Emissionen weltweit, trägt die Öl & Gas Industrie 9 % bei, aber mit 29 % haben die Prozessindustrien ein Potenzial, zur Verbesserung des Klimaschutzes beizutragen, das unbedingt genutzt werden muss, um die Pariser Klimaziele zu erreichen. Wichtige Maßnahmen, die Nachhaltigkeit in beiden Sektoren zu verbessern, sind Effizienzsteigerungen, die Elektrifizierung und die Veränderung der Brennstoffe. Eine Steigerung der Effizienz durch modernere Turbinen, die Nutzung von Wasserstoff im Gemisch mit Erdgas, oder auch bessere Nutzung von Abwärme sind heute verfügbare Wege, um Emissionen bis zu 80 % zu senken. Dieses Potenzial kann nur unter drei Voraussetzungen gehoben werden:

Wirtschaftliche Attraktivität: Es muss sich für das Industrieunternehmen wirtschaftlich rechnen, Investitionen in Modifizierungen, Nachrüstungen, Umrüstungen oder in moderne, neue Anlagen zu tätigen. Anreize sind wichtig.

Weltweit einheitliche Standards: Steigert eine Region dieser Erde die regulatorischen Anforderungen an die Industrie, muss entweder ein weltweit einheitliches Level erreicht werden, oder die notwendigen Investitionen sind öffentlich in sinnvollem Maße zu fördern, um Wettbewerbsnachteile auszugleichen.

Zugang für Schwellen- und Entwicklungsländer: Hochentwickelte Länder in Europa haben ohne Zweifel ein hohes

Potenzial, das es in den nächsten Jahren zu heben gilt. Für die Erreichung der Klimaziele ist es aber notwendig, auch die sich in der Industrialisierung befindlichen Schwellen- und Entwicklungsländer mitzunehmen. Projekte in diesen Ländern müssen unmittelbar bessere Emissionswerte erzielen.

Es ist also wichtig, dass die EIB und die Exportkreditagenturen aller europäischen Länder weiter Projekte fördern, die für die Energieindustrie und vor allem auch für Prozessindustrien eine Verbesserung der klimarelevanten Emissionen erreichen. Eine strikte Ablehnung von Finanzierungen für Projekten mit fossilen Energieträgern ist heute noch nicht sinnvoll, weil die Dekarbonisierung dieser Anlagen ein enormes Potenzial für den Klimaschutz darstellt.

Kreditvergabekriterien der EIB wirken mittelbar auf nationale Vergaberegeln

In einer ersten Betrachtung der Reaktionen der nationalen Exportkreditagenturen weltweit lässt sich fünf Monate nach der Pressemitteilung der EIB sagen, dass es in Ländern wie Deutschland, Großbritannien, Norwegen, Kanada, den USA, Japan, Korea und China zumindest kurzfristig zu keinen Anpassungen kam. In Schweden gibt es bereits eine Klimaagenda mit Auswirkungen auf die Vergaberegeln. In Frankreich wird an einer Klimapolitik gearbeitet. Mittel- und langfristig kann man aber von einem weitreichenden Anstoßeffekt ausgehen. Gleichzeitig positionieren sich auch private Finanzinstitute wie Goldman Sachs und setzen restriktive Finanzierungskriterien für fossile Energieprojekte an.

Auch in diesem Punkt werden wirtschaftliche Erwägungen die Nachfrage steuern. Vermehrte regulatorische Eingriffe werden die Attraktivität fossiler Energieträger beeinflussen und damit auch die Nachfrage nach Exportkreditgarantien in diesem Bereich reduzieren.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen und Fakten
- 3.2 EU Green Deal
- 3.3 Ausblick Deutsche EU-Ratspräsidentschaft: Schwerpunkt Krisenmanagement?
- 3.4 Klimaschutz durch CO₂-Grenzausgleich – Anspruch und Wirklichkeit
- 3.5 Der europäische Wärmemarkt: Überblick und Herausforderungen
- 3.6 Die europäische Gastransportinfrastruktur vor dem Hintergrund der Energiewende
- 3.7 Nachhaltige Finanzierung im Kontext der EU
- 3.8 Optionen für die Einbeziehung des Verkehrs- und Wärmesektors in den europäischen Emissionshandel



3.1 Zahlen und Fakten

- **Sinkender Energieverbrauch trotz starker Wirtschaftsleistung, aber mildem Klima**
- **Erneuerbaren Energien erreichen Anteil von fast 35 % an der Stromerzeugung**
- **Installierte Leistung der erneuerbaren Energien übertrifft erstmals die der konventionellen Stromerzeugungsanlagen**

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der EU28 stieg im Jahr 2019 gegenüber 2018 um 1,3 % an. Das Wachstum der Einzelländer mit dem größten Beitrag zum BIP variierte dabei von -0,1 % in Italien bis zu 4,0 % in Polen. Großbritannien, als ausscheidendes EU-Mitglied, hatte im Jahr 2019 einen Beitrag von 15 % zum gesamten EU28 Bruttoinlandsprodukt. Die Bevölkerungszahl in der EU28 stieg im Jahr 2019 nur geringfügig um 0,2 % auf nunmehr ca. 512 Mio. an. Die Stromintensität (Stromverbrauch pro BIP-Einheit) sank weiter kontinuierlich wie in den Vorjahren im Jahr 2019 gegenüber 2018 um 2,7 % auf nunmehr 0,200 kWh/€. Dies bedeutet im Vergleich zu 2010 eine kumulierte Verbesserung in der Stromintensität um mehr als 16 %.

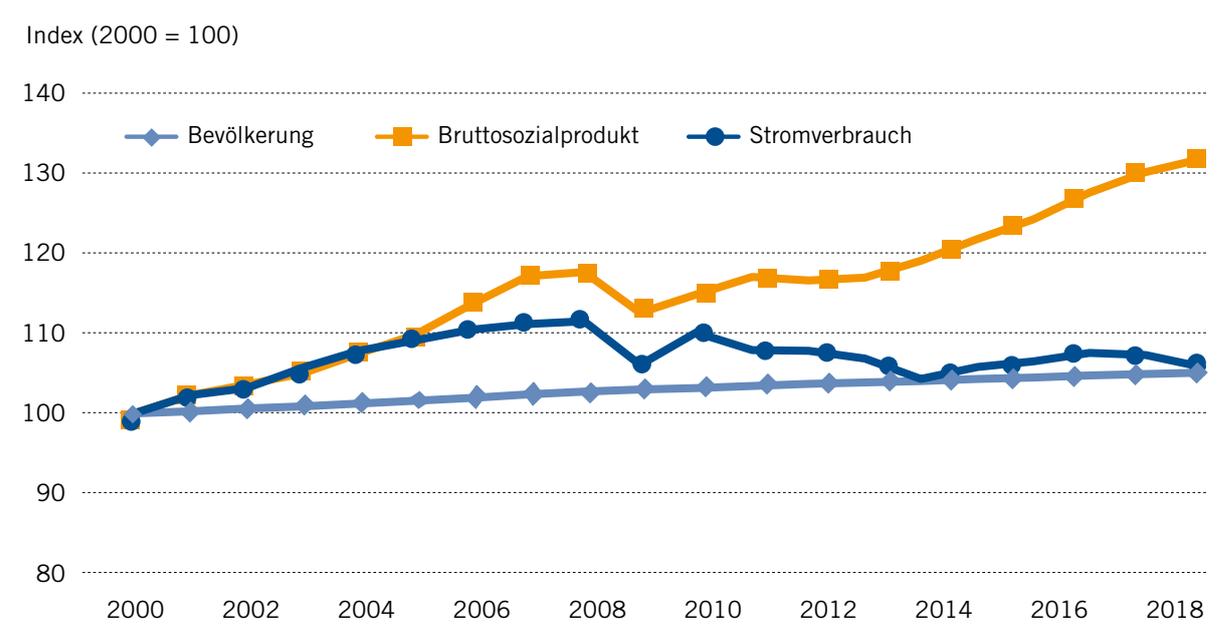
Primärenergieverbrauch in der Europäischen Union

Der Primärenergieverbrauch in der EU28 betrug nach ersten Schätzungen im Jahr 2019 ca. 1.665 Mtoe und lag damit ca. 4 % unterhalb des Vorjahresverbrauchs. Der Rückgang ist überwiegend dem geringeren Verbrauch im Wärmesektor wegen des milden Klimas sowohl im Winter 2018/19 wie auch im Dezember 2019 zuzurechnen. Die Temperaturen lagen deutlich über den langjährigen Mittelwerten.

➤ **Primärenergieverbrauch erneut leicht rückläufig gegenüber Vorjahr**

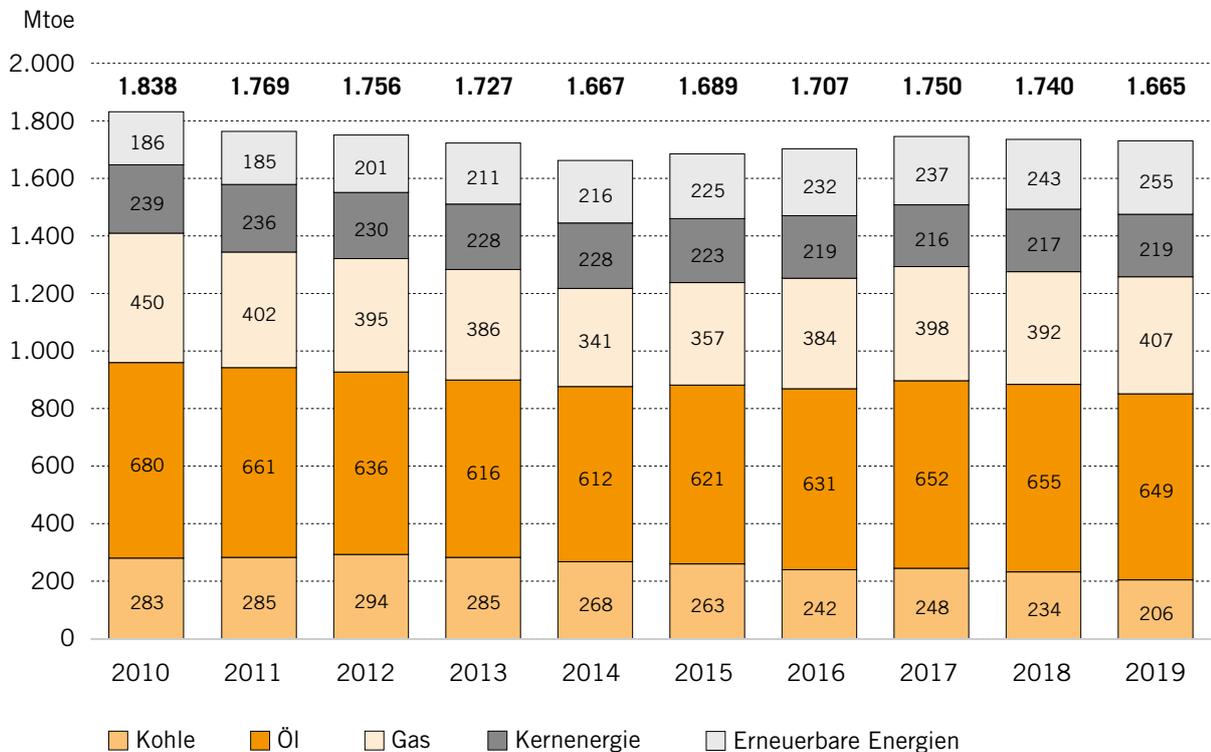
Auch im Stromsektor nahm der Einsatz fossiler Energien (Kohle und Öl) vor allem als Folge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien weiter ab. Im Verkehrssektor

Abbildung 3.1: Entwicklung von Bevölkerung, Bruttosozialprodukt und Stromverbrauch in EU28



Quellen: GlobalInsight, IHS Markit, Enerdata, Agora/Sandbag

Abbildung 3.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der EU28 (in Mtoe)



Quellen: IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

wurden aber bisher noch keine tiefgreifenden Fortschritte in der Energieeffizienz erzielt, da der Anteil der Elektrofahrzeuge am Kraftfahrzeugbestand bisher nur wenig mehr als 2 % erreichte.

Anteil der erneuerbaren Energien an dem Primärenergieverbrauch nunmehr ca. 15 %

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch errang im Jahr 2019 einen Anteil von ca. 15 % und konnte damit gegenüber dem Vorjahr um ca. 1 %-Punkt zulegen. Während der Anteil von Öl auf hohem Niveau nahezu stagnierte, ging der Verbrauch an Kohle viel stärker als in den Vorjahren um mehr als 10 % im Jahr 2019 zurück. Dagegen stieg der Anteil von Erdgas um ca. 4 % an, während der Einsatz von Kernenergie etwa konstant blieb. Der Wechsel von Kohle auf erneuerbare Energien und Erdgas wurde einerseits durch die Energiepolitik (Ausstieg aus der Kohle) und zum anderen durch das höhere Preisniveau für CO₂-Zertifikate und ei-

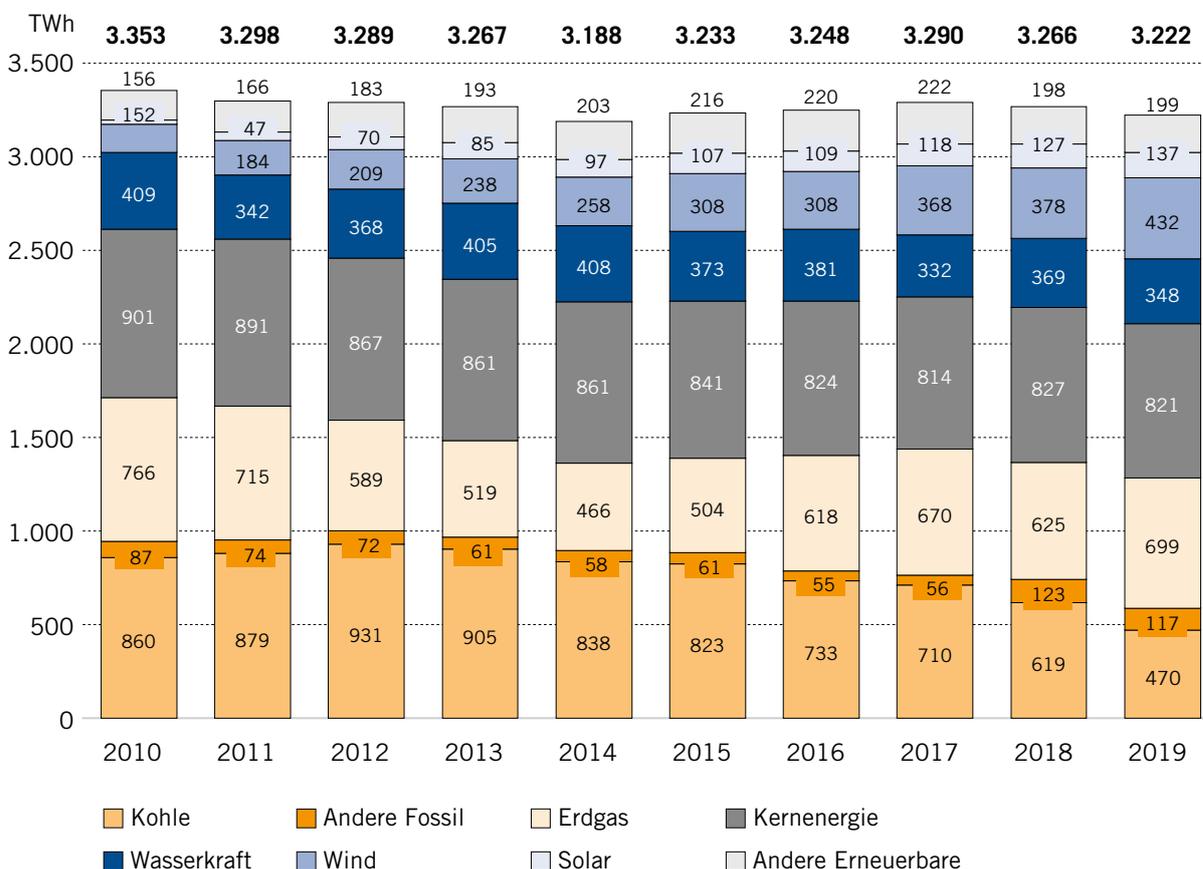
nem im langjährigen Vergleich sehr günstigen Gaspreis stimuliert.

Erneuerbaren Energien erreichen Anteil an Brutto-Stromerzeugung von fast 35 %

Stromverbrauch in der Europäischen Union

Die Brutto-Stromerzeugung in der EU-28 fiel im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um ca. 1,4 % und erreichte einen Wert von 3.222 TWh. Während die gesamte Erzeugung somit relativ konstant blieb, änderte sich der Energiemix gravierend. Der Energiemix in der Stromversorgung verschob sich weiter in Richtung der erneuerbaren Energien, die im Jahr 2019 einen Anteil von fast 35 % (im Jahr 2018 noch 33 %) an der Brutto-Stromerzeugung erreichten.

Abbildung 3.3: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU28, 2010–2019, in TWh



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit

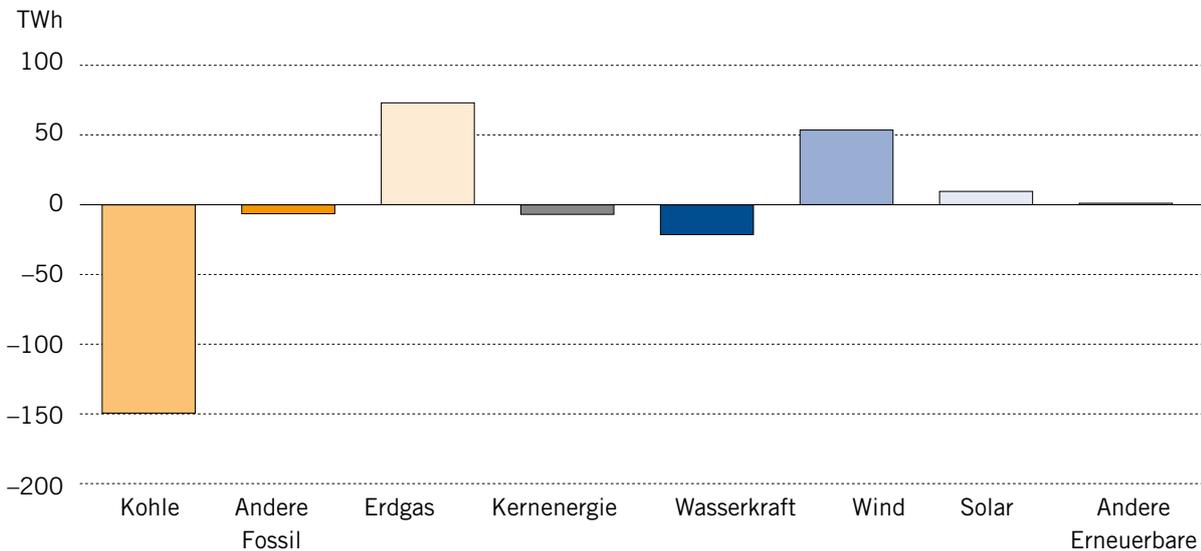
Einsatz von Kohle in der Energieerzeugung stark rückläufig

Besonders auffällig ist der signifikante Rückgang der Erzeugung aus Kohle um mehr fast 150 TWh oder um 24 %. Damit lag die Stromerzeugung aus Kohle mit einem Anteil von 15 % nur noch an vierter Position (bei Platzierung der erneuerbaren Energien in Summe an erster Position). An zweiter und dritter Stelle rangierten Kernenergie mit 26 % und Erdgas mit 22 %. Den höchsten Anteil innerhalb der erneuerbaren Energien nahm die Windkraft mit einem Anteil von 13 % ein, gefolgt von Wasserkraft mit 11 %, Biomasse mit 6 % und Solar mit etwas mehr als 4 %. Die stark rückläufige Entwicklung der Stromerzeugung aus Kohle wurde einerseits durch die Energiepolitik der EU28, mit dem Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung des Energiesektors bis 2050,

und deren Umsetzung in nationale Zielvorgaben für den Kohleausstieg innerhalb der nächsten 5 bis 18 Jahre getriggert. Zum anderen ist diese Entwicklung aber auch durch das deutlich höhere Preisniveau für CO₂-Zertifikate im ETS-System stimuliert worden. Während die Stromerzeugung aus Kernenergie absolut und anteilmäßig sehr stabil blieb, stieg der Anteil von Erdgas um fast 3 % (+74 TWh im Vergleich zum Vorjahr). Die Steigerung von Erdgas in der Stromerzeugung wurde neben dem höheren CO₂-Preis auch durch den im langjährigen Vergleich sehr günstigen Erdgaspreis begünstigt.

Aber auch die erneuerbaren Energien konnten in Summe erneut im Jahr 2019 um fast 4 % zulegen, wobei insbesondere Wind einen sehr deutlichen Zuwachs von ca. 14 % erreichte. Hier spielten neben den im Jahr 2019 günstigen Windbedingungen auch die weiter ansteigende Windkraftkapazität eine maßgebliche Rolle. Der Beitrag von der Wasserkraft fiel mit 6 % auf einen eher wie-

Abbildung 3.4: Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern 2019 vs. 2018



Quellen: Agora/Sandbag

der durchschnittlichen Wert nach dem außergewöhnlich starken Wasserkraftanteil im Vorjahr. Die Stromerzeugung aus Solar PV konnte um mehr als 7 % gegenüber dem Vorjahr zulegen.

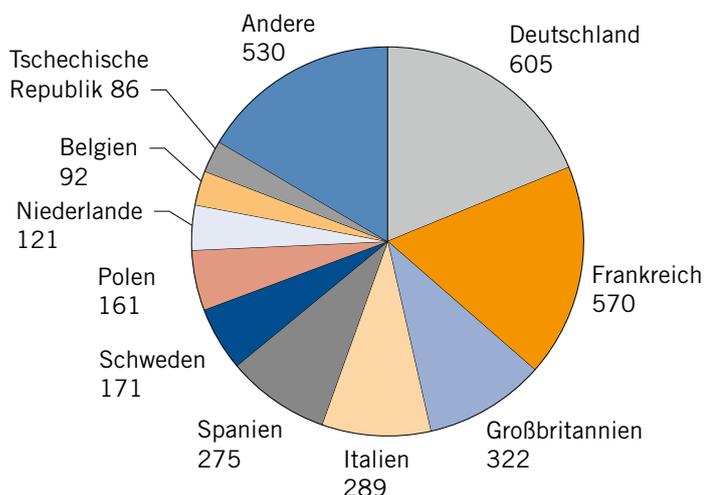
Innerhalb der fossilen Energieträger deutliche Verschiebung von Kohle zu Gas

Großbritannien ist seit Ende Januar 2020 nicht mehr Mitglied der EU28. Dadurch reduziert sich die Stromerzeugung der verbleibenden Länder um ca. 330 TWh. Der Anteil der erneuerbaren Energien für die verbleibenden EU-Mitgliedsländer liegt nur minimal (-0,4 %-Punkte) unter dem der EU28. Deutschland war mit einer Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle um 58 TWh im Jahr 2019 führend in der Dekarbonisierung, gefolgt von Spanien mit einer Minderung um 24 TWh. Weitere Länder mit einer signifikanten Reduktion um jeweils 10 TWh waren Polen, Niederlande und Großbritannien. Bei der Stromerzeugung aus Gas legten insbesondere Spanien (+27 TWh) und die Niederlande (+12 TWh) zu, gefolgt von Deutschland, Italien und Frankreich mit jeweils 8–9 TWh höherer Erzeugung. Bei den erneuerbaren Energien wiesen nur Deutschland mit +18 TWh und Großbritannien einen nennenswerten Anstieg in der Stromerzeugung im vergangenen Jahr auf.

Die Stromerzeugung und damit auch der Verbrauch sind trotz Effizienzverbesserung auf der Verbraucherseite in der EU28 relativ stabil über die letzte Dekade, da neue Verbraucheranwendungen die Einsparungen im traditionellen Bereich kompensieren. Die zunehmende Elektrifizierung von Anwendungen z. B. im Verkehr (Elektromobilität) oder in der Wärmeversorgung (Wärmepumpen) steht aber erst am Anfang. Die meisten Prognosen zeigen deshalb einen steigenden Strombedarf für die Zukunft. Dies ist nicht im Widerspruch zu den Zielen hinsichtlich Effizienzverbesserung bzw. Emissionsminderung, da eine Elektrifizierung grundsätzlich eine höhere Effizienz bietet und dem Zuwachs beim Stromverbrauch ein überproportionaler Rückgang beim Primärenergieverbrauch gegenüberstehen wird.

In den meisten Prognosen für den Stromverbrauch ist häufig noch nicht der potentielle zusätzliche Strombedarf aus erneuerbaren Energien für die Produktion von synthetischen „grünen“ Brennstoffen über Elektrolyseverfahren enthalten. Diese „Power-to-X“ Verfahren werden zum einen für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors (neben der direkten Elektrifizierung) und zum anderen für die Integration von hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien benötigt werden, da ihr Betrieb an das Angebot/Nachfrageverhältnis ausgerichtet werden kann. Längerfristig könnten die Elektrifizierung und die Herstellung von synthetischen Brennstoffen den

Abbildung 3.5: Stromerzeugung im Jahr 2019 nach Ländern (in TWh)



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit

Strombedarf nach aktuellen Studien um bis zu 30 % gegenüber dem heutigen Niveau erhöhen.

Kapazität für Stromerzeugung

Wieder erhöhter Zubau bei Solar, aber relativ moderater Ausbau der Windenergie

Die Stromerzeugungskapazität betrug in der EU28 im Jahr 2019 ca. 1053 GW und stieg damit gegenüber 2018 um etwa 21 GW an. Der Zuwachs resultiert überwiegend aus dem Zubau bei den erneuerbaren Energien. So war der Zubau bei Solar PV mit 16,7 GW mehr als doppelt so hoch wie im Vorjahr mit 8,2 GW und schloss damit wieder an die Jahre 2011 und 2012 mit ebenfalls hohen Zubauten von mehr als 15 GW pro Jahr an. Demgegenüber hatte die Windenergie im Jahr 2019 ein relativ schwaches Jahr bezüglich des Zubaus von neuer Kapazität. Mit einer Erhöhung der installierten Leistung um 10,1 GW im Jahr 2019 lag dieser Wert deutlich unterhalb des langjährigen Durchschnittswertes von ca. 13 GW pro Jahr.

In vielen europäischen Ländern waren nach der Ankündigung über die Einführung von Auktionen zahlreiche Windkraftprojekte vorgezogen worden und hatten zu relativ hohen Zubauten in den Jahren zuvor geführt. Auch

die zunehmend langen Genehmigungsverfahren werden als Grund für den Rückgang im Zubau angeführt. Für Wind Offshore erhöhte sich die Kapazität im Jahr 2019 um 3,6 GW auf nunmehr 22,1 GW kumulierte Leistung. Dies entspricht etwa 10 % der gesamten Windenergieleistung. Der Zubau bei Wind Offshore war im Wesentlichen auf die Länder Großbritannien (+1,8 GW), Deutschland (+1,1 GW) und Dänemark (+0,4 GW) beschränkt.

Erstmals höhere Kapazität für erneuerbare Energien als für konventionelle Kraftwerke

Windenergie und Solar erreichten im Jahr 2019 gemeinsam eine installierte Leistung von über 330 GW. Im Jahr 2019 übertraf damit erstmals die Leistung aller erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraftpumpspeichern (541 GW) die der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (511 GW).

Weiterhin deutlicher Rückgang der installierten Leistung von Kohlekraftwerken

Dem Zuwachs bei den erneuerbaren Energien (+30 GW) gegenüber wurde die Leistung der konventionellen Kraft-

werke um 9 GW reduziert. Mehr als die Hälfte der entfallenden Leistung bei den konventionellen Anlagen entfiel allein auf Kohlekraftwerke (-5 GW). Dem gegenüber stand ein Zubau bei Gaskraftwerken von nahezu 2 GW. Seit 2012 wurde die Leistung der konventionellen Kraftwerke kumuliert um ca. 96 GW vermindert.

Auch in Zukunft werden signifikante Leistungen an konventioneller Kraftwerkskapazität stillgelegt werden. Dies resultiert einerseits aus dem Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen (45 % der thermischen Kraftwerke in der EU28 sind älter als 30 Jahre, 20 % sogar älter als 40 Jahre), oder aber aus expliziten Stilllegungsplänen wie z.B. für Kohle und Kernenergie. Zahlreiche Länder haben einen Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle innerhalb der nächsten 5 bis 18 Jahre beschlossen. Bis 2030 wird nach derzeitigen Planungen die bisherige installierte Leistung für Kohlekraftwerke von 150 GW um mehr als die Hälfte auf ca. 60 GW reduziert

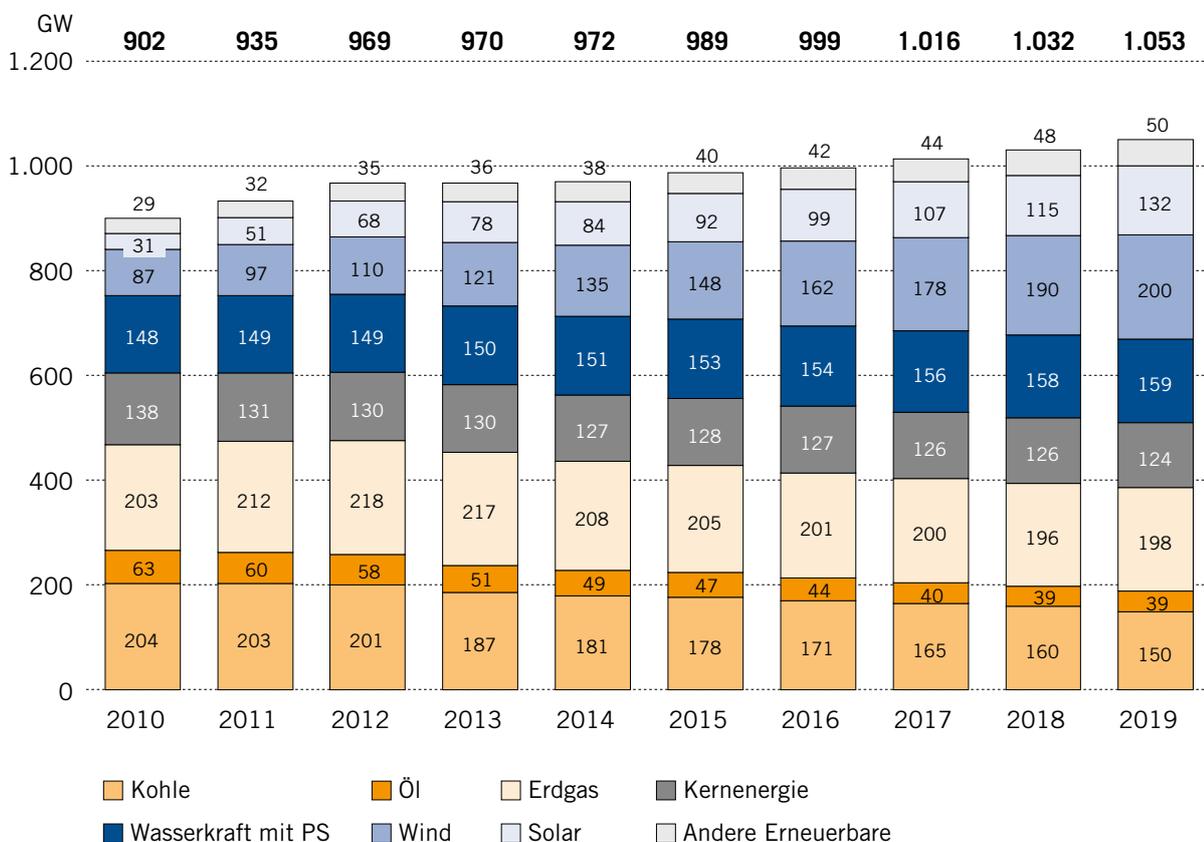
werden (Quelle IHS Markit, Europe Planning Case, Januar 2020).

Bei der Kernenergie wurde im Dezember 2019 das Kraftwerk Philippsburg 2 in Deutschland stillgelegt, die Stilllegung der beiden Blöcke in Fessenheim (Frankreich) wurde in die erste Hälfte 2020 verschoben. Außerhalb der EU28 wurde im Jahr 2019 noch das Kernkraftwerk Mühlenberg in der Schweiz außer Betrieb genommen. Die Inbetriebnahme von Olkiluoto-3 in Finnland wurde ein weiteres Mal, nunmehr auf das Jahr 2021 verschoben.

Stromimporte/-exporte

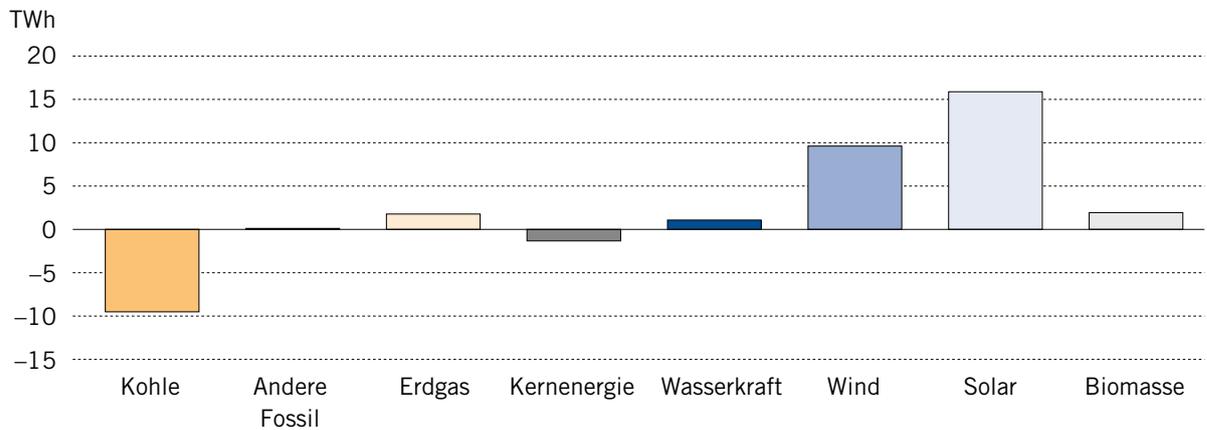
Die Summe aller Stromimporte innerhalb der EU28 betrug in 2019 393 TWh, die Summe der Exporte summierte sich auf 370 TWh. Die Differenz zwischen Import und Export resultiert aus Stromaustausch mit nicht EU-Mit-

Abbildung 3.6: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugungskapazität 2010–2019 (in GW)



Quellen: IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

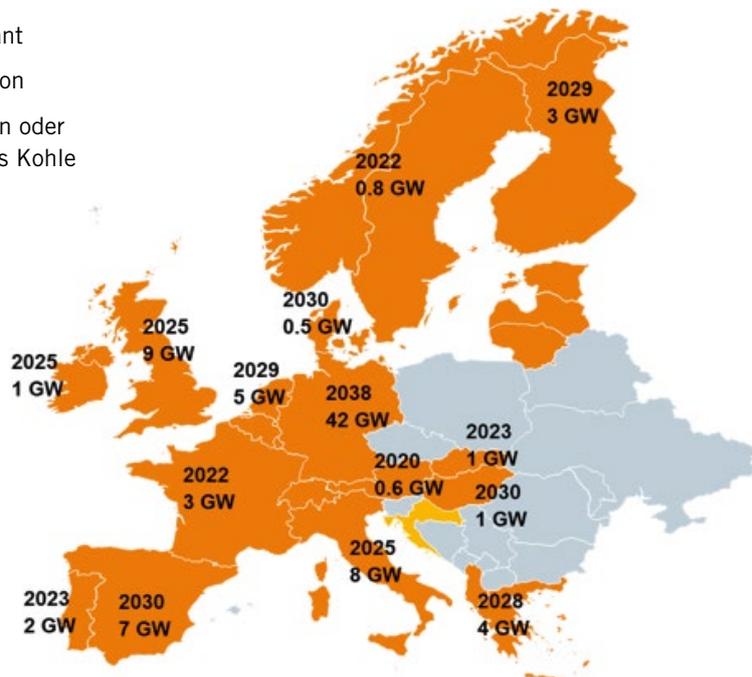
Abbildung 3.7: Veränderung der Stromerzeugungskapazität 2019 vs. 2018 (in GW)



Quellen: IHS Markit, nationale Planungen, WindEurope, SolarPower Europe, IEA-PVPS

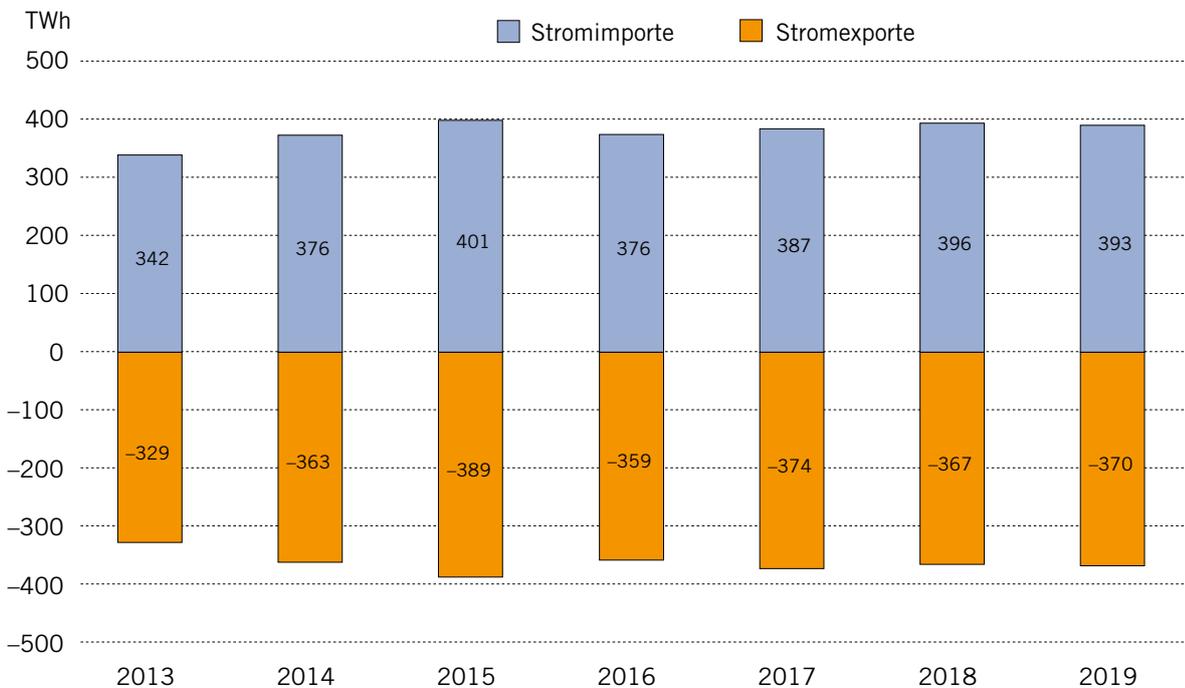
Abbildung 3.8: Ausblick für Kohlekraftwerksleistung in EU28 bis 2030 (in GW)

- Kohleausstieg nicht geplant
- Kohleausstieg in Diskussion
- Kohleausstieg beschlossen oder keine Stromerzeugung aus Kohle



Quellen: Nationale Stilllegungspläne

Abbildung 3.9: Stromimporte in und Stromexporte aus der EU28 (in TWh)



Quellen: ENTSO-E

gliedern wie Norwegen, Schweiz und Russland. Der Stromaustausch lag damit etwa auf dem Vorjahresniveau und ist relativ konstant über die letzten 5 Jahre. Der saldierte Stromaustausch erreicht ca. 12 % der gesamten Stromerzeugung in der EU28. Spitzenreiter als Netto-Stromexporteure war im Jahr 2019 wie in den Jahren zuvor Frankreich mit 61 TWh, gefolgt von Deutschland mit 37 TWh und Schweden mit 26 TWh. Bei den Stromimporten hat Italien eine dominante Position innerhalb der EU28. Im Jahr 2019 lagen in diesem Land die Importe bei 41 TWh und machten allein ca. 12 % der gesamten Stromimporte in der EU28 aus. Hohe Stromimporte weisen aber auch seit einigen Jahren Großbritannien (22 TWh in 2019) und Finnland (20 TWh) auf. In Finnland sind die hohen Stromimporte weiterhin notwendig, da die Inbetriebsetzung von Olkiluoto-3 sich noch einmal bis 2021 verzögert.

CO₂-Emissionen und Dekarbonisierungsoptionen

Die Treibhausgasemissionen gingen im vergangenen Jahr sehr deutlich um mehr als 140 Mt gegenüber dem Vorjahr zurück. Die gesamten THG-Emissionen lagen

nach ersten Schätzungen bei nunmehr ca. 4120 Mt gegenüber 4260 Mt im Jahr 2018. Dies war ein neuer Rekordwert in der Minderung der Emissionen in einem Jahr und ist ein wichtiger Fortschritt in der Zielsetzung der Dekarbonisierung des Energiesektors in der EU28 bis 2050. Die Minderung in den Emissionen erfolgte nahezu ausschließlich im Strom- und Wärmesektor, wo sie um ca. 129 Mt reduziert werden konnten. Zu dem Erfolg in den Emissionsminderungen in diesem Sektor trug insbesondere die starke Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle bei. Sie wurde einerseits durch emissionsarme erneuerbare Energien, sowie durch Erdgas mit einer signifikant geringeren spezifischen Emission pro kWh als bei Stein- und Braunkohle ermöglicht.

THG-Emissionen im Jahr 2019 um mehr als 140 Mt deutlich gesunken

Diesem außerordentlichen Erfolg in der Stromwirtschaft stehen nur unzureichend reduzierte oder sogar stagnierende Emissionen in der Industrie und im Transportsektor gegenüber. Die EU-Kommission hat dieses Problem

Abbildung 3.10: THG Emissionen nach Sektoren in 2019 für EU28-Länder (in Mt CO_{2e})



Quellen: IHS Markit, Agora Energiewende, eigene Schätzungen

seit längerem erkannt und hat nunmehr eine neue Offensive für eine allumfängliche Dekarbonisierung beschlossen. Der „Green Deal“ der EU hat als Ziel, bis 2050 eine vollständige Klimaneutralität und bis 2030 eine Reduktion der THG um 50–55 % zu erreichen. Die Maßnahmen umfassen alle Verbrauchssektoren und sie sollen mit einem Fond über 100 Mrd. € über 10 Jahre finanziert werden.

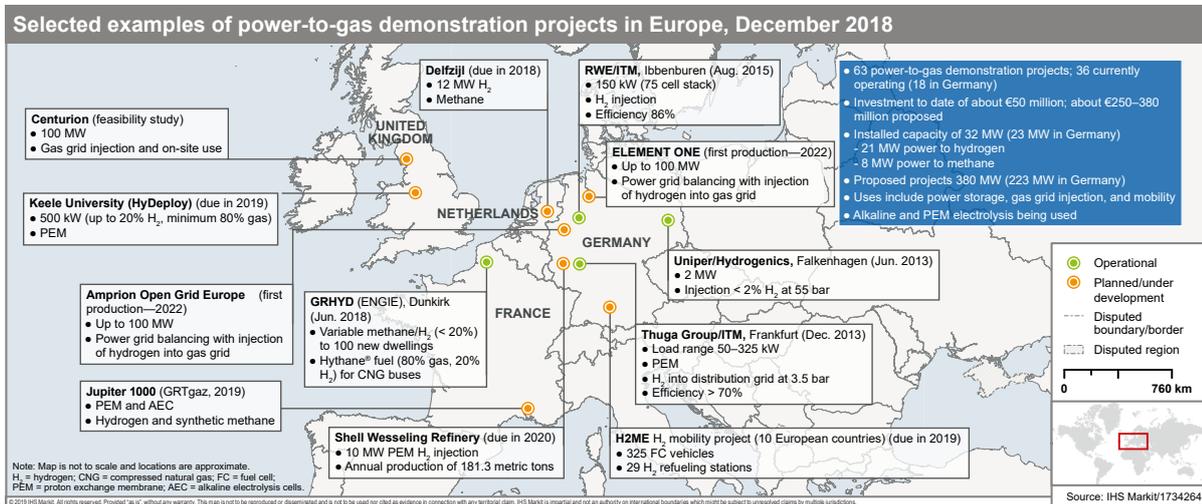
➤ Emissionsminderung zum überwiegenden Teil (-129 Mt) im Strom- und Wärmesektor

Begrüßenswert ist, dass im „Green Deal“ für den Transportsektor neben der Elektrifizierung nunmehr auch nachhaltige alternative Treibstoffe wie Wasserstoff, Biokraftstoffe und synthetische Brennstoffe gefördert werden sollen. Zahlreiche Studien haben bereits dargelegt, dass ein technologieoffener Ansatz zielführender und effektiver ist, als ausschließlich die Elektrifizierung zu verfolgen.

➤ Signifikante Reduktion der Stromerzeugung aus Kohle wirkt sich positiv aus

Synthetische Brennstoffe erlauben zum einen die Weiterverwendung bestehender Infrastruktur (z. B. Tankstellen, Fahrzeuge) und haben eine unmittelbar positive Auswirkung auf die Emissionen des gesamten Fahrzeugbestandes. Zum anderen erlauben synthetische Brennstoffe basierend auf erneuerbaren Energien einen Import von nachhaltigen Energieträgern aus Regionen mit optimalen Bedingungen für erneuerbare Energien und damit zu günstigen Produktionskosten. Die Politik hat in der jüngsten Vergangenheit diese Vorteile von e-Fuels erkannt und promotet entsprechend die Power-to-X Technologien wie Elektrolyse- und Syntheseverfahren. In diesem Zusammenhang werden auch die „Carbon Capture and Storage/Usage“ (CCS/CCUS) Technologien neu bewertet, da sie durch eine Wiederverwendung von CO₂-Emissionen ebenfalls den Ansatz der Klimaneutralität unterstützen. In der EU werden zahlreiche Demonstrationsprojekte für „Power-to-X“ Technologien gefördert, um den Markteintritt zu beschleunigen.

Abbildung 3.11: „Power-to-Gas“ Demonstrationsprojekte in Europa



Quellen: IHS Markit

Ausblick für das europäische Stromsystem bis 2030

Die Transformation des europäischen Stromsektor mit einer Verlagerung von fossilen zu erneuerbaren Energien geht weiter voran. Die CO₂-arme Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft zweifelsfrei immer mehr das „Rückgrat“ einer dekarbonisierten Energieversorgung insgesamt bilden. Die Sektorenkopplung, d. h. die Verknüpfung des Stromsektors mit den anderen Endverbrauchersektoren wie Verkehr und Wärmeversorgung für Gebäude und Industrie, wird übereinstimmend von allen Experten als der zentrale Hebel für eine umfassende Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung gesehen.

Dabei werden neben einer weitreichenden direkten Elektrifizierung von Anwendungen sicherlich auch die Bereitstellung von synthetischen Brennstoffen eine maßgebliche Rolle spielen. Synthetische Brennstoffe stellen nicht nur stromnetzunabhängige, CO₂-freie Energieträger mit hoher Energiedichte dar, sondern ihre zeitlich abgestimmte Herstellung kann auch einen Beitrag zur Stabilisierung eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien leisten. Darüber hinaus bieten sie eine Option für großvolumige, langzeitige (saisonale) Energiespeicher, eine Funktion, die die Batterien nicht bieten können. Die EU fördert mit ihrem „Green Deal“ diesen technologieoffenen Ansatz für Entwicklung zu einer allumfassenden Klimaneutralität bis 2050.

3.2 EU Green Deal

- **Zentrales Maßnahmenpaket der EU in dieser Legislaturperiode mit über 50 Einzelmaßnahmen**
- **Oberstes Ziel ist die Erreichung der Klimaneutralität in 2050**

Am 11. Dezember 2019 veröffentlichte die Europäische Kommission die Mitteilung „The European Green Deal“ mit einem Anhang zu allen geplanten Maßnahmen. Die neue Präsidentin der Europäischen Kommission, Ursula von der Leyen, stellte die Mitteilung im Plenum des Europäischen Parlaments anschließend persönlich vor.

Der „European Green Deal“ ist das zentrale Maßnahmenpaket der Legislaturperiode von 2019 bis 2024 und hat zum Ziel, die Europäische Union zum ersten „klimaneutralen Kontinent“ der Welt zu machen. Zu diesem Zweck schlägt die Kommission in der Mitteilung 50 Einzelmaßnahmen in allen Sektoren (u. a. Energie, Wasser, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft, Finanzindustrie) vor.

› „Green Deal“ wird Grundlage, um die EU zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt zu transformieren

Kernelemente des „European Green Deal“ sind:

- ein Klimaschutz-„Gesetz“ zur rechtlichen Festschreibung der Klimaneutralität in der EU bis 2050,
- eine Folgenabschätzung zur Erhöhung des Reduzierungsziels der Treibhausgasemissionen für 2030 von 40 % auf mindestens 50 %, ggf. bis zu 55 %, gegenüber 1990 und
- die Revision des klimapolitischen Rahmens der EU (Emissionshandelsrichtlinie, Lastenteilungsverordnung, Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft – englisch kurz LULUCF, Energieeffizienz-Richtlinie, Erneuerbare-Energien-Richtlinie, CO₂-Emissionsnormen für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge).

Breite des Ansatzes

Der Green Deal soll zu einer Umgestaltung menschlichen Wirtschaftens in der gesamten EU führen und den auch in der EU zu konstatierenden Artenschwund bremsen. Die hierfür eingesetzten Instrumente sind Strategien, Gesetzesvorhaben, Finanzierungshilfen und nichtlegislative Initiativen. Dabei will die EU-Kommission weit über die Setzung von Zielen für 2030 und 2050 hinausgehen.

Zahlreiche Rechtsakte wandern auf den Prüfstand, auch wenn sie erst in den letzten zwei Jahren von der EU verabschiedet wurden.

Die auf der Folgeseite (Tabelle 3.1) aufgelisteten Maßnahmen besitzen oft Querschnittscharakter. Die Breite des mit dem EU Green Deal verfolgten Ansatzes wird aber erst richtig deutlich, wenn man die betroffenen Sektoren betrachtet.

› Der „European Green Deal“ wird zu einer Umgestaltung nahezu jeglichen menschlichen Wirtschaftens führen

Elektrizitätswirtschaft:

- Strategie für Offshore-Windenergie

Gaswirtschaft:

- Strategie für eine intelligente Sektorenintegration mit Konzept für einen dekarbonisierten Gasmarkt
- Strategie für energiebedingte Methanemissionen

Verkehr:

- Vorschlag für strengere Grenzwerte für Luftschadstoffemissionen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor
- Strategie für nachhaltige und intelligente Mobilität

Industrie:

- EU-Industriestrategie
- Vorschlag zur Förderung der CO₂-freien Stahlerzeugung bis 2030

Auch jenseits der Klimathematik enthält der EU Green Deal weitgefächerte Pläne und Maßnahmen zur Begrenzung der Umwelteinwirkungen durch die Industrie.

- Nachhaltigkeitsstrategie für Chemikalien
- Null-Schadstoff-Aktionsplan für Luft, Wasser und Boden
- Überprüfung der Maßnahmen zur Bekämpfung der Verschmutzung durch große Industrieanlagen
- Rechtsreformen im Bereich Abfallwirtschaft

Tabelle 3.1

EU-Rechtsakt	Beschlossen/zuletzt geändert
Richtlinie über das Emissionshandelssystem	März 2018
Lastenteilungsverordnung	Mai 2018
Energieeffizienz-Richtlinie	Mai 2018
Gebäudeeffizienzrichtlinie	Mai 2018
Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Dezember 2018
Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft	Mai 2018
CO ₂ -Emissionsnormen für Personenkraftwagen	Juni 2019
CO ₂ -Emissionsnormen für leichte Nutzfahrzeuge	Juni 2019

Landwirtschaft:

- Strategie „Vom Hof auf den Tisch“

Biodiversität:

- EU-Biodiversitätsstrategie bis 2030
- Neue EU-Forststrategie

Auch das Finanz- und Steuerwesen soll auf Klimaverträglichkeit und Nachhaltigkeit ausgerichtet werden (vgl. Kapitel 3.7):

- Neue Strategie für ein nachhaltiges Finanzwesen
- Überprüfung der einschlägigen Leitlinien für staatliche Beihilfen, darunter auch die Leitlinien für Umweltschutz- und Energiebeihilfen
- Vorschlag für eine Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie
- Vorschlag für ein CO₂-Grenzausgleichssystem für ausgewählte Sektoren
- Vorschlag für einen Mechanismus für einen gerechten Übergang, einschließlich eines Fonds für einen gerechten Übergang, sowie für einen Investitionsplan für ein nachhaltiges Europa

2050

Die Kommission verabschiedete am 4. März 2020 den Verordnungsvorschlag zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität. Das Europäische „Klimagesetz“ ist das Herzstück des „European Green Deal“. Es soll das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 verpflichtend und „unumkehrbar“ verankern. Die Art und Weise, wie EU-Politik gemacht wird, soll damit verändert und die langfristige Richtung für die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2050 durch alle Politikbereiche auf sozial gerechte und kosteneffiziente Weise festgelegt werden.

Argumentativ stützt sich die EU-Kommission auf den IPCC-Sonderbericht über die Auswirkungen der globalen Erwärmung um 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade. Der Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass die Welt den Klimawandel auf 1,5 °C begrenzen muss, um die Wahrscheinlichkeit extremer Wetterereignisse zu verringern, und dass die Emissionen mit weitaus größerer Dringlichkeit als bisher angenommen reduziert werden müssen.

Dass der Weg zur Klimaneutralität bis 2050 zu schaffen und wirtschaftlich wie sozial verantwortbar ist, leitet die Kommission aus der Untersuchung ab, die sie im November zur Unterstützung der Mitteilung „Ein sauberer Planet für alle“ angestellt hat.

Klimaneutralität darf nicht mit Nullemission übersetzt werden. Physische CO₂-Freiheit in jedem Sektor, Subsektor und in jeder regionalen Einheit ist extrem aufwändig. Im Austausch zwischen den EU-Staaten und zwischen den Wirtschaftssektoren liegen erhebliche Effizienzpotenziale. U.a. können im Rahmen der Europäischen Klimapolitik die LULUCF-Potenziale systematisch erschlossen werden (z. B. im Rahmen der landwirtschaftlichen Nutzung).

Der Europäische Rat (Staats- und Regierungschefs) verabschiedete am 12. Dezember Schlussfolgerungen zum Klimawandel. Die Staats- und Regierungschefs unterstützen, mit der Ausnahme von Polen, in den Schlussfolgerungen das Ziel, bis 2050 eine klimaneutrale Union zu erreichen. Die Schlussfolgerungen sind das politische Mandat für die Klimaambitionen im „European Green Deal“ der Kommission.

Das Plenum des Europäischen Parlaments hat sich am 15. Januar 2020 in einem Entschließungsantrag mit sehr großer Mehrheit u. a. hinter das Vorhaben einer rechts-

verbindlichen Verpflichtung der EU zur Klimaneutralität bis spätestens 2050 gestellt.

2030

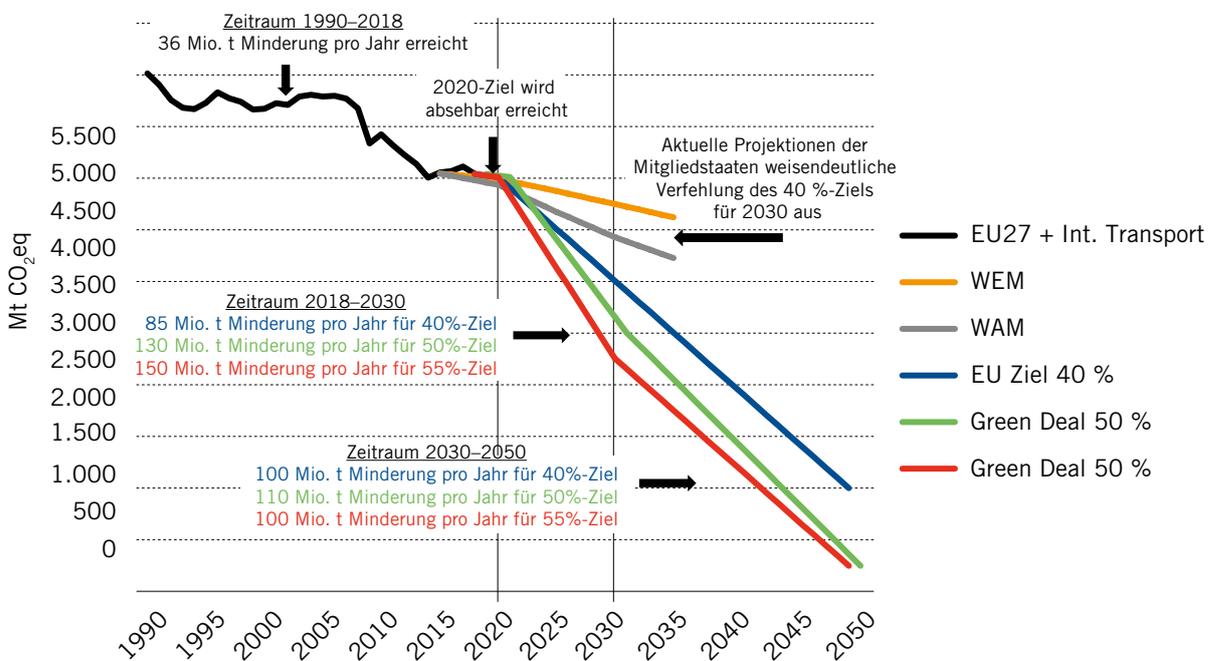
Die EU-Kommission beabsichtigt unter bestimmten Bedingungen das Ziel der EU für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030 auf mindestens 50 % und bzw. bis zu 55 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu erhöhen. Mit den im sogenannten Winterpaket bzw. *clean energy package* am Ende der letzten Legislaturperiode verabschiedeten Maßnahmen und Zielen sieht sich die EU für 2030 bereits bei 43 %. Dagegen hatte die Europäische Umweltagentur Ende 2019 gewarnt, dass die bisher von den Mitgliedstaaten in Umsetzung des Pakets angekündigten Maßnahmen nur eine Reduzierung von 36 % im Jahr 2030 erwarten ließen. Bis Juni 2020 will die EU-Kommission eine Folgenabschätzung von ihrer angestrebten Anhebung des Emissionsminderungsziels für 2030 vorlegen. Sie ist verpflichtet im Rahmen einer solchen Folgeabschätzung auch die wirtschaftlichen Folgen einer Zielverschärfung abzubilden.

In einem ersten Schritt hat die Europäische Kommission eine Konsultation gestartet. Die Unionsbürger und Organisationen aller Art haben bis zum 23. Juni 2020 Gelegenheit, ihre Meinung zur Erhöhung der Reduktionsvorgabe der EU für die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 (2030-Ziel) und der dafür notwendigen Maßnahmenarchitektur zu äußern.

Eine Anhebung des 2030 Ziels auf 50 % bis zu 55 % gegenüber 1990 entspricht nach ersten Erkenntnissen im Vergleich zum Betrachtungszeitraum 1990–2020 einer Vervierfachung der bis dato erreichten Reduktionsanstrengungen. Vor allem verlief der Reduktionspfad im Zeitraum 2021–2030 steiler als zwischen 2030 und 2050. Die Überprüfung der Zielvorgabe für 2030 sollte deshalb einen Reduktionspfad von 2021–2050 mit linearem Anstieg einbeziehen.

Auch die EU-Kommission geht davon aus, dass eine Reduzierung auf 50 bzw. 55 % eine erhebliche Steigerung der Anstrengungen erforderlich machen werden. Um diese zusätzlichen Treibhausgasemissionsreduktionen zu erreichen, hat sie angekündigt bis Juni 2021 alle relevan-

Abbildung 3.12: CO₂-Reduktionsziele und -projektionen



WEM: Projektion with existing measures WAM: Projektion with additionally planned measures

Quelle: BDEW 2020

ten klimabezogenen Maßnahmen überprüfen und gegebenenfalls eine Überarbeitung vorschlagen zu wollen.

Welthandel

Das angedachte CO₂-Grenzausgleichssystem, oft als „*carbon border adjustment tax*“ bezeichnet, lässt erwarten, dass Lieferketten – auch solche die ihren Ursprung nicht in der EU haben – immer stärker in den Fokus rücken werden.

Je nach Ausgestaltung kann eine *carbon border adjustment tax* (siehe Kapitel 3.4) mit den WTO-Regeln in Konflikt geraten. Selbst wenn dies vermieden wird, müssen die Auswirkungen auf den Welthandel sorgsam geprüft werden.

Nicht zuletzt in diesem Kontext zeigt sich, dass das ehrgeizige Vorhaben der EU durch ein Handels-, Energie- und Klimaaußenpolitik flankiert werden muss.

Zeitplan

Mit der Vorlage der Mitteilung der EU-Kommission zur Vorstellung des EU Green Deal verbunden war ein detaillierter Zeitplan.

Seit dem 14. Januar 2020 liegt der Vorschlag für einen Mechanismus für einen gerechten Übergang, einschließlich eines Übergangs-Fonds („*Just Transition Fund*“), sowie für einen Investitionsplan für ein nachhaltiges Europa auf dem Tisch. Mit dem Fonds sollen die am stärksten vom Übergang zur Klimaneutralität betroffenen Regionen in der EU finanziell unterstützt werden.

Auch das europäische „Klimagesetz“ und eine Reihe von Strategiepapieren wie z. B. die Industriestrategie und vorbereitende Umfragen konnte die EU-Kommission im Wesentlichen ihrem Zeitplan entsprechend vorlegen.

Noch im Jahr 2020 sollen u. a. der Plan zur Anhebung des Klimaziels der EU für 2030, eine Konsultation über ein mögliches Gaspaket („*smart sector integration*“), die Strategie für nachhaltige und intelligente Mobilität sowie die neue Strategie für ein nachhaltiges Finanzwesen folgen.

Die einzelnen Elemente sind selbstverständlich auch fortlaufend Gegenstand der Beratungen im Rat und im Europäischen Parlament. Abzuwarten bleibt, wie stark der Einfluss der Corona Pandemie auf den vorgesehenen Zeitplan und ggf. auch auf Maßnahmen und Ziele sein wird.

3.3 Ausblick Deutsche EU-Ratspräsidentschaft: Schwerpunkt Krisenmanagement?

- **Die Corona-Krise wird auch die deutsche Ratspräsidentschaft intensiv prägen**
- **Wesentliche Herausforderung werden das Krisenmanagement und die Ausgestaltung des Wiederaufbaus sein**
- **Energie- und klimapolitisch sind wichtige Weichenstellungen zur Green Deal-Agenda notwendig**

Die in der 2. Jahreshälfte 2020 anstehende deutsche Ratspräsidentschaft stand von Anfang an unter schwierigen Planungsbedingungen: die gerade erst im November 2019 mit Amtsantritt der neuen EU-Kommission richtig anlaufende neue Legislaturperiode bedeutete einen stärkeren Fokus auf Themen der künftigen strategischen Ausrichtung als auf konkrete Gesetzgebungsdossiers. Insofern war die Planung längere Zeit abhängig von der noch in der Findung begriffenen Agenda der EU-Kommission. Gleichzeitig war grundsätzlich klar, dass gerade politische Einigungen auf die strategische Ausrichtung zentraler Elemente des Green Deals gefordert waren – nicht zuletzt angesichts der ursprünglich für Ende des Jahres geplanten internationalen Klimaverhandlungen der COP 26 und nach dem Pariser Abkommen geforderte Einreichung erhöhter Klimaziele.

➤ Sicherstellung der Handlungsfähigkeit der EU, Krisenmanagement und Gestaltung der Aufschwungsperspektive im Vordergrund

Dass nun mit COVID19 noch ganz andere Herausforderungen auf die Ratspräsidentschaft zukommen, hat nicht nur in der Vorbereitung, sondern auch bei den konkreten Handlungsspielräumen zu erheblichen Verschiebungen geführt, deren Auswirkungen immer noch nicht ganz absehbar sind. Auf jeden Fall wird die Handlungsfähigkeit der EU im Krisenmanagement sowie in der Ausgestaltung des Wiederaufschwungs im Vordergrund stehen. Dabei sind die Gestaltungsspielräume einer nur sechs Monate andauernden Ratspräsidentschaft begrenzt.

Aufgaben und Gestaltungsspielraum

Wesentliche Aufgabe einer EU-Ratspräsidentschaft ist zunächst die Leitung und Organisation der Sitzungen und Tagungen der EU-Ministerräte, einschließlich der informellen, sowie der vorbereitenden Gremien, mit entsprechender Zeitplanung und Tagesordnung. Den Vorsitz in den Ministerräten führt dabei der jeweils zuständige Fachminister – mit Ausnahme des Rates der Außenminister, der durch den Hohen Vertreter für Außen- und Sicherheitspolitik, aktuell Josep Borell, geleitet wird. Die

inhaltliche Ausgestaltung wird dabei in der Regel von den bereits laufenden Gesetzgebungsverfahren sowie den von der Kommission geplanten Dossiers determiniert. In diesem Sinne hat eine Ratspräsidentschaft in erster Linie Kontinuität zu sichern. Gesetzesinitiativrecht hat grundsätzlich nur die EU-Kommission. Die politischen Leitlinien dafür werden vom Europäischen Rat, der Formation der Staates- und Regierungschefs, festgelegt. Viel hängt bei der Schwerpunktsetzung davon ab, dass die eigenen prioritären Themen in guter Vorausplanung und durch engem Austausch mit den Institutionen, vor allem der EU-Kommission, mit der allgemeinen EU-Agenda in Einklang gebracht werden.

➤ Kernaufgaben: Organisation und Leitung der Ministerräte und vorbereitender Gremien sowie Verhandlungsführung des Rates

Eine weitere Aufgabe der EU-Ratspräsidentschaft ist die Repräsentation des Rates gegenüber den anderen Organen der EU, vor allem der EU-Kommission und dem Europäischen Parlament. Bei Gesetzgebungsverfahren hat sie seitens der Mitgliedstaaten die Federführung, um in den sog. Trilog (den Kompromissverhandlungen mit dem Europäischen Parlament und der EU-Kommission), in informellen Gesprächen oder im Vermittlungsausschuss Kompromisse zu verhandeln. Da diese immer noch von allen Mitgliedstaaten am Ende verabschiedet werden müssen, kommt dem Verhandlungsgeschick einer Ratspräsidentschaft große Bedeutung zu. Mit Blick auf den noch offenen Mehrjährigen Finanzrahmen 2021 – 2027, der grundsätzlich ab dem kommenden Jahr die Grundlage für die jährliche EU-Haushaltplanung bilden soll, werden große Erwartungen an Deutschland gestellt. Die passende Nejustierung wird unter den erwarteten Kosten der Corona-Krise umso schwieriger werden. Als weitere Herausforderung stehen die bis Ende des Jahres terminierten Brexit-Verhandlungen im Raum.

Seit 2007 wird zur Wahrung einer größeren Kontinuität zudem ein Langfristprogramm in Abstimmung über drei aufeinanderfolgende Ratspräsidentschaften aufgestellt. Der verbleibende Spielraum einer Ratspräsidentschaft wird dadurch einerseits noch geringer, andererseits gibt es aber auch die Möglichkeit, eine längerfristige Unterstützung für bestimmte Themenschwerpunkte zu si-

chern. Mit der zweiten Jahreshälfte 2020 beginnt ein neuer Dreierzyklus und damit die Abstimmung des Programms zwischen Deutschland, Portugal und Slowenien.

Schließlich hat sich der Ratsvorsitz in der Planung und inhaltlichen Ausgestaltung mit dem Präsidenten des Europäischen Rates, aktuell der Belgier Charles Michel, und dem Hohen Vertreter für Außen- und Sicherheitspolitik abzustimmen – auch dies ist ein wichtiger Mechanismus zur Konsensfindung und politischen Tragkraft von Entscheidungen.

Sitzungs- und Veranstaltungsplan 2. Halbj. 2020:

- 13./14.07. Informeller Umweltministerrat
- 13./14.09. Informelles Treffen der Staats- und Regierungschefs
- 05.10. High Level Konferenz Wasserstoff, Berlin
- 06.10. Informeller Energieministerrat
- 08.10. Umweltministerrat
- 15./16.10. Europäischer Rat
- 10./11.12. Europäischer Rat
- 14.12. Energieministerrat
- 17.12. Umweltministerrat

Vorläufiger Entwurf des Programms der dt. Ratspräsidentschaft

Neben Verhandlungswillen und -geschick können trotz des beschriebenen engen Korsetts dennoch Schwerpunkte vor allem in Form von Veranstaltungen wie High Level-Konferenzen gesetzt werden.

Gestaltung in der Krise

Vor welchen inhaltlichen Herausforderungen steht nun die deutsche Ratspräsidentschaft? Welche Erwartungen werden an sie gestellt und welche Weichenstellungen sind für die energie- und klimapolitische Agenda trotz der ganzen Einschränkungen zu erwarten?

Zumindest klima- und energiepolitisch werden die Schwerpunkte, aufbauend auf den im Dezember 2019 von EU-Kommissionspräsidentin Von der Leyen verkündeten Eckpunkten des europäischen Green Deals und damit dem Kommissionsarbeitsprogramm in diesem Jahr, weiterhin im Rahmen des Möglichen auf folgenden Vorhaben liegen:

- dem Versuch des Abschlusses des Gesetzgebungsverfahrens zum Klimagesetz 2050,

- dem Versuch einer ersten politischen Positionierung zu einer Überarbeitung der klimapolitischen 2030-Zielvorgaben,
- eine erste Aussprache, wenn nicht sogar Positionierung zur von der Kommission vorzulegenden Strategie für eine intelligente Sektorkopplung und Wasserstoffwirtschaft sowie
- Vorantreiben der grenzüberschreitenden Kooperation im Bereich erneuerbare Energien mit Schwerpunkt auf der ebenfalls von der Kommission angekündigten Offshore-Strategie.

Die intensiv geführte Debatte um Ambitionen und konkrete Ausgestaltung der Green Deal-Agenda steht angesichts der enormen wirtschaftlichen und finanziellen Herausforderungen in Folge der Corona-Krise unter deutlich veränderten Vorzeichen als noch zu Beginn des Jahres. Wenn anfänglich noch unterschiedliche klimapolitische Ambitionen durch eine Einigung mit ausreichend finanzieller Kompensation überwindbar schienen, stehen nun nicht mehr die gleichen Mittel zur Verfügung. Gleichzeitig bleiben die Dringlichkeit und die Argumente für die Transformations- und Investitionsagenda aktueller als je zuvor. Ein gutes Drittel der Mitgliedstaaten und gerade die besonders von der Corona-Krise betroffenen Staaten wie Italien, Spanien und Frankreich, aber auch ein Teil der nordischen Staaten fordern weiterhin eine intensive Fortsetzung der Green-Deal-Agenda, andere pochen umso mehr auf eine zeitlich stärker gestreckte Ausrichtung. Die Kommission hat bereits die Zeitplanung einiger Dossiers leicht verschoben, die aus klima- und energiepolitischer Sicht ganz zentralen stehen aber nach wie vor im Zeitplan. Die Verhandlungen werden sich insgesamt vor allem darauf konzentrieren, den Wiederaufbau der Wirtschaft zu ermöglichen. Im Mittelpunkt der Diskussionen wird stehen, inwieweit sich dabei vor allem finanzielle Unterstützung an Anforderungen der Nachhaltigkeitsagenda knüpfen lässt.

Die Wasserstoffstrategie und Offshore-Wind-Strategie sind aus deutscher Sicht zentral

Dabei erscheint es inzwischen zweifelhaft, dass die Verhandlungen zu dem den Gesamtrahmen der nächsten Jahrzehnte bestimmenden Klimagesetz 2050 weitgehend zum Abschluss gebracht werden können. Dennoch könnte vor allem der langfristige Horizont auf das Jahr 2050 und die Schlantheit des Gesetzes für einen zügi-

gen Abschluss helfen. Ob Deutschland eine grundsätzliche politische Einigung zu den deutlich ambitionierteren Zielvorgaben für 2030 erreichen wird, erscheint allerdings fraglich. Die Kommission wird voraussichtlich im September eine vertiefte Analyse und Empfehlungen zu ambitionierteren Klimazielen für 2030 vorlegen.

Schwerpunkthemen aus deutscher Sicht sind weiterhin die Sektorkopplungs- und Wasserstoffstrategie sowie die Offshore-Wind-Strategie. Zum ersten Themenkomplex plant die Kommission noch vor Ende Juni die Vorlage einer strategischen Mitteilung, die Vorschläge für Handlungsschwerpunkte und mögliche Maßnahmen aufzeigen soll. Hierzu plant Deutschland nach wie vor eine vertiefte Debatte u. a. im Rahmen einer größeren High Level-Konferenz, um ein europaweit gemeinsames Vorgehen voranzutreiben und dabei auch die Schwerpunkte der deutschen Wasserstoffstrategie zu verankern. Andere Mitgliedstaaten wie die Niederlande oder Portugal arbeiten bereits intensiv am Thema Wasserstoffstrategie.

Auch die Erneuerbaren-Offshore-Strategie, will Deutschland vorantreiben und dabei mit Impulsen aus ihrer diesjährigen Präsidentschaft der Nordseeanrainerstaatenkooperation verbinden. Die Kommission plant ein entsprechendes Strategiepapier im Oktober vorzulegen – das ist spät, aber möglicherweise könnte es Deutschland gelingen, eine erste grundsätzliche politische Einigung zur Notwendigkeit eines gemeinsamen Regulierungsrahmens für die Beschleunigung von Ausbauprojekten zu erreichen. Der Erfolg wird vermutlich davon abhängen, inwieweit es gelingt die Strategie für mehr Wertschöpfung in Europa und für die Schaffung und Sicherung von Arbeitsplätzen zu vermitteln.

Neben inhaltlichen Schwierigkeiten gilt es, den im Zuge der Krise wieder deutlicher aufgebrochenen EU-kritischen Stimmungen in einigen Mitgliedstaaten entgegenzuwirken. Hinzu kommen technische Herausforderungen, wenn ein Großteil der Verhandlungen weiterhin auf virtuellem oder schriftlichem Wege geführt werden müssen. Nach wie vor besteht vor allem auf Ratsseite kaum die Möglichkeit, über gesicherte Leitungen parallel mehrere Video- oder Telefonkonferenzen zu organisieren – abgesehen davon, dass die Verhandlungsdynamiken vor allem bilateraler Art deutlich komplexer und damit schwieriger sind. Auch hier wird es sehr auf Verhandlungsgeschick und sensibles Vorgehen ankommen, damit sich alle Mitgliedstaaten ausreichend berücksichtigt sehen.

Deutschland hat sich sehr früh und intensiv strategisch, auch unter deutlicher Aufstockung des Personals vor Ort, auf die Präsidentschaft vorbereitet, steht aber letztlich vor der Situation weitgehend auf Sicht agieren zu müssen. Die Herausforderungen und der Erwartungsdruck sind enorm. Die Dynamiken nach wie vor schwierig abzuschätzen. Aus Sicht der Energiewende-Agenda kann man nur hoffen, dass es gelingen wird, auch über das nächste Halbjahr hinaus die richtige Balance zwischen dem notwendigen Wiederaufbau der Wirtschaft und dessen Ausrichtung auf Zukunftsinvestitionen zu finden, um nicht eine weiteres für den Klimaschutz verlorenes Jahrzehnt, wie bereits infolge der letzten Finanzkrise.

3.4 Klimaschutz durch CO₂-Grenzausgleich – Anspruch und Wirklichkeit

- **Grenzausgleichsmechanismen stoßen auf viel Skepsis, Datenerfordernisse ungeklärt**
- **Solche Mechanismen können nur bedingt eine Alternative zum jetzigen Carbon Leakage-Schutz sein**

Nach dem Willen der EU-Kommission sollen zum Schutz des Klimas bald „CO₂-Zölle“ an den Außengrenzen erhoben werden. In der Mitteilung der Kommission vom 11. Dezember 2019 heißt es, „sollten weltweit weiterhin unterschiedliche Zielvorgaben gelten, während die EU ihre Klimaambitionen erhöht, wird die Kommission für ausgewählte Sektoren ein CO₂-Grenzausgleichssystem vorschlagen, um das Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen zu mindern.“ Die Kommission meint, durch einen CO₂-Aufschlag auf Importe könne erreicht werden, dass der Preis von Einfuhren deren CO₂-Gehalt besser widerspiegelt. Sie ist zudem überzeugt, dass diese Maßnahme so konzipiert werden könnte, dass sie mit den Regeln der Welthandelsorganisation und anderen internationalen Verpflichtungen der EU in Einklang steht. Weiter heißt es in der Mitteilung, dass ein solches Grenzausgleichssystem alternativ zu den aktuellen Maßnahmen des Carbon-Leakage-Schutzes stehen würde (Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen) – konkret heißt es in der zugehörigen Fußnote, dass die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten und die Strompreiskompensation im Gegenzug wegfallen sollen.

➤ Noch kein praktikabler Vorschlag für CO₂-Grenzausgleichsmechanismen in Sicht

Verschiedene Äußerungen hochrangiger Kommissionsvertreter legen nahe, dass man davon ausgeht, damit den Rest der Welt quasi zum Klimaschutz „zwingen“ zu können. Doch kann dieser Schritt von anderen Staaten und Handelspartnern auch als Provokation interpretiert werden, auch wenn das originäre Ziel tatsächlich nur ist, das Klima zu schützen ohne dass Wirtschaft und Arbeitsplätze gefährdet werden. Die Kernfrage also lautet: Wie kann es gelingen, eine zukünftig noch viel ambitioniertere Klimapolitik (Netto-null Emissionen bis 2050) – die voraussichtlich, hohe Mehrkosten verursachen wird, so umzusetzen, dass die europäische Wirtschaft weiterhin floriert und gute Arbeitsmarktbedingungen zur Verfügung stellt? Die EU-Kommission ist der Meinung, mit einem „CO₂-Grenzausgleichssystem“ eine Lösung gefunden zu haben, die sowohl Klimaschützer als auch Unternehmen zufriedenstellen könnte.

Herausforderungen in der Gestaltung einer CO₂-Grenzabgabe

Die Reaktionen auf diesen Vorstoß waren und sind gemischt, von deutlicher Ablehnung bis hin zu enthusiastisch anmutender Zustimmung. Die Energie- und Wirtschaftsminister Deutschlands und Frankreichs haben bei ihrem 50. Treffen im Rahmen des deutsch-französischen Finanz- und Wirtschaftsrates am 20. September 2019 festgestellt, dass sich das Wachstum im letzten Jahr verlangsamt habe. Beträchtliche Risiken wie Handelsspannungen, Brexit und geopolitische Unsicherheiten bestünden fort und hätten Einfluss auf die Wirtschaft beider Länder. Parallel entstehen durch die digitale Revolution und den Klimawandel neue Herausforderungen für Europa und seine Souveränität, wie es in der gemeinsamen Presseerklärung heißt. Deutschland und Frankreich wollen deshalb entschieden und koordiniert handeln, um nachhaltiges Wachstum in Europa zu fördern. Sie haben u. a. vereinbart, in Anbetracht der anhaltenden Handelsspannungen eine angemessene und klare Antwort der EU zu unterstützen, durch faire und ausgewogene Verhandlungslösungen der Eskalation vorzubeugen und im Falle von Handelssanktionen die europäischen Rechte im Rahmen der WTO-Regeln durchzusetzen. Der Schutz der Souveränität der EU-Handelspolitik sei essenziell. Weiter sei der Kampf gegen den Klimawandel für beide Staaten eine Priorität. In diesem Zusammenhang haben die Minister auch erklärt, dass sie „uneingeschränkt die Arbeiten an der von der designierten Kommissions-Präsidentin von der Leyen geplanten Strategie [unterstützen], mögliche Maßnahmen zu prüfen, die die Abwanderung energieintensiver Industrien ins Ausland verhindert, darunter eine CO₂-Grenzabgabe.“

Auf den ersten Blick mag eine solche Grenzabgabe die Hoffnung auf einen „gerechteren“ Handel wecken, denn Deutschland und andere Mitgliedstaaten können ihre künftigen Klimaziele wohl nur erreichen, wenn sie den Ausstoß von CO₂ mehr oder minder stark verteuern. Das belastet die heimische Industrie, die mit Unternehmen aus Ländern konkurriert bzw. konkurrieren muss, in denen in aller Regel eine weniger anspruchsvolle Klimapolitik verfolgt wird und somit nur ein geringer oder kein CO₂-Preis existiert. Eine „Verteuerung“ der Einfuhr von Produkten, die jenseits der EU-Grenzen unter Verursachung gleicher oder gar höherer Emissionen produziert wurden, soll nun helfen, den Nachteil für Produzenten innerhalb der EU auszugleichen. Die Grundidee klingt bestechend: wenn in der EU die Produktion durch Klimaschutzauflagen belastet

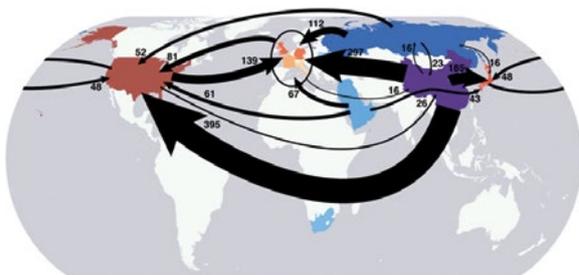
wird, sollen Waren aus dem Nicht-EU-Ausland entsprechend nachbelastet werden – und zwar idealerweise um den Betrag, der sich aus ihrem CO₂-Fußabdruck der Produktion multipliziert mit einem in der EU auch geltenden CO₂-Preis ergibt. Um Wettbewerbsnachteile der EU-Exportwirtschaft auszugleichen, wäre es sinnvoll für Waren-Exporte aus der EU in den Rest der Welt die Belastung der ausgeführten Produkte, die aus europäischen CO₂-Preiskomponenten resultiert, zu erstatten. Dies ist, nach dem Text der European Green Deal-Mitteilung vom Dezember 2019 zu urteilen, jedoch nicht vorgesehen.

Die Motivation für einen Grenzausgleich ist klar: solch eine Einfuhrabgabe möge verhindern, dass besonders Unternehmen mit hohem Energiebedarf die EU verlassen, um im Ausland kostengünstiger zu produzieren. Denn dies hätte gleich zwei unerwünschte Effekte: die Arbeitsplätze in der EU würden weniger werden, und die Emissionen wären nur örtlich verschoben und womöglich noch dazu höher – Carbon Leakage ebenso wie Jobs- und Investitions-Leakage. Doch kann diese Rechnung aufgehen?

➤ Wie kann beim Green Deal die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Industrien erhalten werden?

Die in den Handelsströmen „eingebetteten Kohlenstoffmengen“ (embodied carbon) sind erheblich; die folgende Abbildung mag dies (qualitativ, da die Veröffentlichung bereits aus 2010 stammt) illustrieren. Es ist davon auszugehen, dass die Stärke der Pfeile aus China und damit die eingebetteten Kohlenstoffmengen, in Richtung USA und EU seit 2010 noch weiter zugenommen hat.

Abbildung 3.13: Eingebettete Kohlenstoffmengen in internationalen Handelsströmen



Quelle: <https://www.carbonbrief.org/mapped-worlds-largest-co2-importers-exporters>

EU-Importe in dem Maße zu belasten, wie viel CO₂ bei deren Herstellung entstanden ist – vom Pick-up aus den USA bis zu Plastikspielwaren aus China –, erscheint nur schwer durchführbar. Denn es müssten notwendigerweise alle Produktionsbedingungen aller Produktkomponenten bekannt sein sowie deren jeweilige CO₂-Emissionen und Stromverbräuche. Beispielsweise besteht ein PKW aus ca. 10.000 Komponenten; ein iPhone besteht aus Komponenten von mehr als 1.000 Zulieferern aus ca. 50 Ländern – was für die Erstellung eines CO₂-Fußabdrucks für solche Produkte, der noch dazu von allen Handelspartnern akzeptiert werden muss, extreme Herausforderungen bedeutet. Das Institut für Weltwirtschaft Kiel (IfW), geht dennoch davon aus, dass der CO₂-Ausstoß für die Produktion einzelner Güter berechnet werden kann. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass das in diesem Zusammenhang oft zitierte Beispiel vom „einfachen“ Produkt Stahl oder Zement das Problem stark vereinfacht darstellt. Man sollte von Stählen und Zementen sprechen, denn schon lange sind die Produkte der Stahl- und Zementindustrie High-Tech-Produkte, die je nach Anwendungsgebiet in sehr verschiedenen Produktqualitäten hergestellt werden – und die Komplexität der Kundenansprüche wächst eher, als dass sie zurück ginge. Zudem weist auch das IfW darauf hin, dass es mit dem „Ausrechnen“ der Emissionen nicht getan ist. Damit die Handelspartner den gefundenen „Rechenergebnissen“ vertrauen, braucht es auch ein möglichst lückenloses Zertifizierungssystem; und die ausgestellten Zertifikate müssen natürlich von allen wichtigen Handelspartnern akzeptiert werden.

Die meisten Beobachter und auch die deutsche Industrie gehen davon aus, dass das im European Green Deal formulierte Ziel der EU-Klimaneutralität 2050 dem Weltklima nur hilft, wenn andere Volkswirtschaften ebenfalls substanziellen Klimaschutz betreiben. Letztlich müssen die Staaten enger als bisher kooperieren, damit das Klima wirksam geschützt werden kann. Verschärft die EU-Kommission einseitig die europäischen Klimaziele, wächst das bestehende Ambitionsgefälle zu unseren internationalen Wettbewerbern noch weiter.

➤ CO₂-Grenzabgabe birgt die Gefahr eines Handelskrieges

Gegen CO₂-Grenzausgleichsmaßnahmen hegen eine Reihe von Akteuren starke Bedenken, insbesondere in Bezug auf ihre WTO-Komptabilität und Praktikabilität. Damit würde der europäische Carbon Leakage-Schutz auf das unsichere Feld der internationalen Handelspolitik verlagert und die Zölle können ein Eingangstor für Protektionismus und handelspolitische Gegenmaßnahmen

bilden. Grenzausgleichsmechanismen können daher bestenfalls eine Ergänzung zum bestehenden und absehbar abnehmenden Carbon Leakage-Schutz darstellen, wie der kostenfreien Zuteilung von CO₂-Zertifikaten und Strompreiskompensation. Der existierende Carbon Leakage-Schutz sollte nicht durch ein Instrument ersetzt werden, mit dem noch kein Land Erfahrung hat und dessen unbekannte Nebenwirkungen die heimische Wirtschaft schwer belasten könnten. Derzeit liegt noch kein konkreter und praktikabler Vorschlag vor, wie ein solcher Mechanismus aussehen könnte. Zwar gibt es einige grundsätzliche Vorstellungen zur Erfassung des Carbon Product Footprint und der Verwendung der Erlöse, letztlich wird jedoch immer eine sachgerechte Umsetzung eingefordert, die nicht weiter definiert ist.

Gegenmaßnahmen anderer Staaten möglich

Die gegenwärtige Hauptsorge der Wirtschaft in Zeiten von Brexit und Handelskriegen betrifft die hohe Wahrscheinlichkeit, dass andere Länder von Gegenmaßnahmen („Vergeltungsmaßnahmen“) Gebrauch machen könnten.

Allzu leicht nämlich können von der EU, noch dazu mit der deutlichen Aussage, andere Staaten damit zu mehr Klimaschutz bewegen zu wollen, eingeführte Grenzausgleichsmaßnahmen als „grüner“ Protektionismus und unfaire Handelspraktiken wahrgenommen werden. An das unrühmliche Beispiel des – gescheiterten – Versuchs der einseitigen Einbeziehung des Weltluftverkehrs in das EU-Emissionshandelssystem sei erinnert. Ferner könnte die WTO einen solchen Vorstoß der EU als nicht-tarifäres Handelshemmnis interpretieren. Einige Experten glauben dennoch, dass die Regeln für einen solchen Mechanismus WTO-konform ausgestaltet werden können.

Zusammenfassend ist nach heutigem Stand festzuhalten, dass die mögliche Einführung eines „CO₂-Grenzausgleichssystems“ erhebliche politische Herausforderungen bereithält und mit enormen wirtschaftlichen Risiken behaftet ist. Die Tatsache, dass die EU-Kommission überhaupt Grenzausgleichsmaßnahmen in Betracht zieht, mag die Ungleichheit der Klimaschutzanstrengungen bei ihren wirtschaftlichen Wettbewerbern belegen. Gäbe es ein „einigermaßen“ Level Playing Field, etwa in Form vergleichbarer weltweiter (zumindest G20) CO₂-Preise, wären CO₂-Grenzausgleichsmaßnahmen nicht notwendig. Die EU sollte alternative effektive Unterstützung für EU-Industrien auf dem Weg zur Klimaneutralität diskutieren, auch „Carbon Border Adjustments“ weiter prüfen, sich aber nicht auf einen solchen Mechanismus im Sinne von Carbon Leakage-Schutz verlassen.

3.5 Der europäische Wärmemarkt: Überblick und Herausforderungen

- *In Europa sind Heizung und Kühlung für mehr als die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs verantwortlich*
- *Fossile Brennstoffe dominieren heute den Wärmemarkt, wobei ihr Anteil langsam schrumpft*
- *Die Dekarbonisierung von Wärme wird vor allem durch zunehmende Klima- und Energieambitionen vorangetrieben*

Das Clean Energy for all Europeans Package (CEEP) wurde im November 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlicht. Nach den über zweijährigen Verhandlungen wurden die neuen Rechtsvorschriften zum CEEP Ende 2018 verabschiedet. Das neue Rahmenwerk setzt sich aus 8 Gesetzesteilen zusammen, die das Konzept einer Energieunion konkretisieren. Es legt einen Pfad zwischen 2020 und 2030 fest, welcher die Reduzierung der Treibhausgasemissionen der EU definieren. Die Ziele für die Energieeffizienz liegen für 2030 bei mindestens 32,5 % in Bezug auf ein BAU-Szenario und der Anteil der erneuerbaren Energien soll auf 32 % erhöht werden. Erstmals hat die EU auch ein Ziel zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Sektor für Heizung und Kühlung verabschiedet.

Im Dezember 2019 verabschiedeten die Staats- und Regierungschefs der EU ein Netto-Null-CO₂-Emissionsziel bis 2050, gefolgt von der Veröffentlichung der Mitteilung der Europäischen Kommission zum Europäischen Grünen Deal im Januar 2020, in der mehrere Initiativen zur Erreichung dieses Ziels angekündigt wurden. Die Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 erfordert hierbei eine schnelle und radikale Transformation des Energiesystems, einschließlich des energieintensiven Wärmesektors.

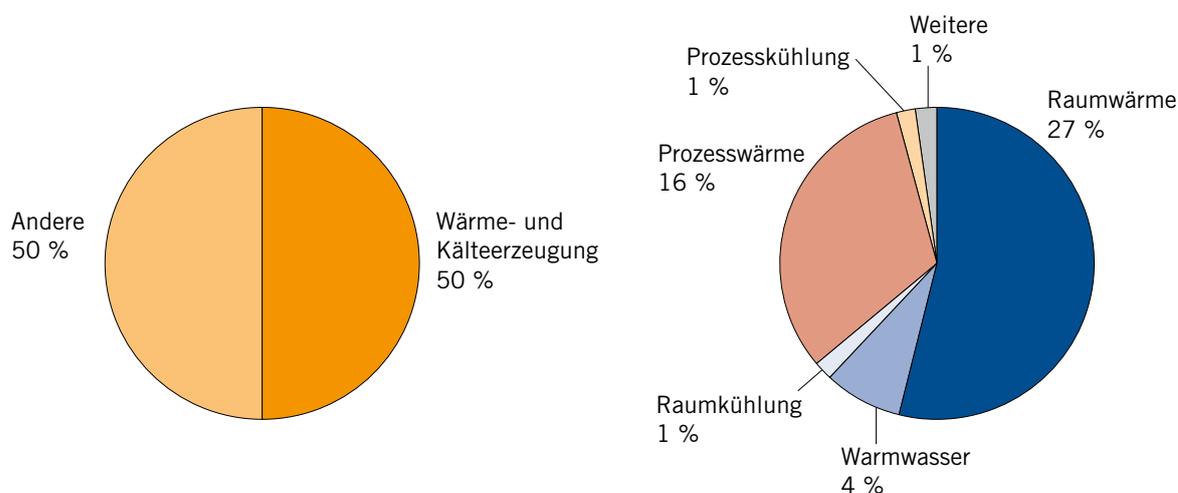
Dieser Paradigmenwechsel erfordert erhebliche Verbesserungen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien, Systemintegration, Infrastrukturplanung und Investitionen.

Wärmeerzeugung in Europa: der Löwenanteil des Energieverbrauchs

Heizen und Kühlen stellen heute den größten Energiesektor dar, auf den die Hälfte des Endenergieverbrauchs der EU sowie ein großer Teil der Kohlenstoffemissionen entfällt. Die Nachfrage nach Wärme kommt hauptsächlich aus den Bereichen Wohnen (45 % der verbrauchten Energie), Industrie (37 %) und Dienstleistungen oder dem tertiären Sektor (18 %). Innerhalb der drei Nachfragesektoren verteilt sich der Bedarf recht unterschiedlich: Raumwärme ist der dominierende Verbraucher, gefolgt von der Prozesswärme und Heißwasser (siehe Abb.1).

In den Bereichen Wohnen und Dienstleistungen wird die Wärme hauptsächlich für Heizzwecke benötigt. Im Wohnbereich wird die Energie auch für die Warmwasseraufbereitung verwendet. In den Haushalten der EU machten im Jahr 2017 der Raumwärme- und Warmwasserbedarf allein 79 % des Endenergieverbrauchs aus. In der Indus-

Abbildung 3.14: Gesamtendenergie im Jahr 2015 (EU28) und Wärme- und Kälteendenergie nach Endnutzung



Quelle: Heat Roadmap Europe

trie hingegen wird hauptsächlich Hochtemperaturwärme für Fertigungsprozesse benötigt, wobei auch Bedarfe im mittleren und niedrigen Temperaturbereich bestehen.

Energieträger und Technologien im europäischen Wärmemarkt

In europäischen Gebäuden wird die Raumwärme hauptsächlich von Technologien bereitgestellt, die als Energieträger fossile Brennstoffe nutzen. Erdgas-, Erdöl- und Kohlekessel machen 61 % der gesamten installierten Wärmekapazität und 50 % der installierten Einheiten aus. Im Jahr 2018 wurden nur 21 % der benötigten Energie für Wärme und Kühlung aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist von 10,4 % im Jahr 2004 auf 19,7 % gestiegen, insbesondere durch die Sektoren Industrie und Dienstleistung sowie geringerer Zuwächse in den Haushalten.

Die Anteile variieren stark zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten, sowohl in Bezug auf die Art der technischen Lösungen (individuell vs. gemeinschaftlich) als auch auf die Art der verwendeten Brennstoffe. In vier EU-Mitgliedstaaten kam im Jahr 2018 mehr als die Hälfte der gesamten für Wärme und Kühlung verwendeten Energie aus erneuerbaren Energiequellen: Schweden (65 %), Finn-

land (55 %), Lettland (56 %) und Estland (54 %). Die niedrigsten Anteile waren dagegen in Luxemburg (9 %), Belgien (8 %), den Niederlanden (6 %) und Irland (6 %) zu verzeichnen. Feste biogene Brennstoffe weisen den größten Anteil unter den erneuerbaren Energiequellen im Wärmemarkt auf.

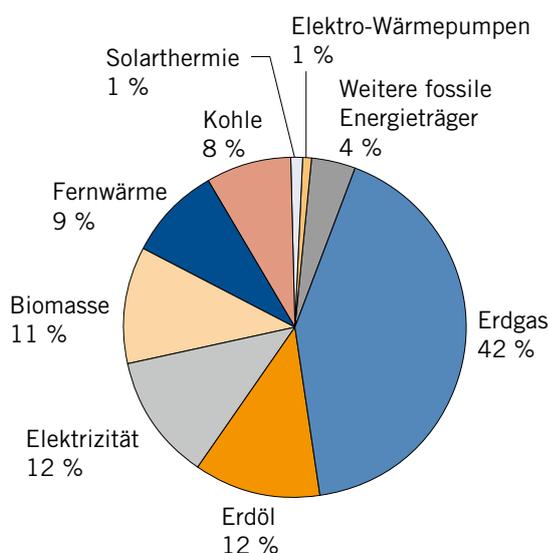
Diese Unterschiede lassen sich mit den verschiedenen Entwicklungen des Heizungsmarktes für Wohn- und Gewerbegebäude in der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg erklären. Wesentlichen Einfluss auf den Wärmebedarf hatten die unterschiedlichen klimatischen Bedingungen, aber auch das politische und wirtschaftliche System. Die Trends der Urbanisierung sowie die Energiepolitik mit differenzierten Reaktionen auf die globalen Ölkrise von 1973 und 1979 führten ebenfalls zu unterschiedlichen Strukturen im Wärmemarkt.

➤ Heizkessel mit fossilen Brennstoffen haben einen Marktanteil von 61 %

In vielen EU-Märkten, insbesondere in den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland, sind Gaskessel die vorherrschende Art der Beheizungstechnik von privaten Haushalten. In Deutschland hat Erdgas immer noch eine dominierende Stellung. Im Jahr 2018 wurde in fast der Hälfte aller neu gebauten Häuser ein Erdgaskessel installiert. Alternativ kamen in etwa 20 % der neuen Häuser Wärmepumpen zum Einsatz, während 21,5 % der Neubauten an die Fernwärme angeschlossen wurden. In Frankreich hingegen ist die elektrische Heizung, hauptsächlich die Direktheizung, die zweitwichtigste Wärmequelle und macht 31 % des Wohnungsmarktes aus. Dies geht auf das französische Programm zur Beschleunigung der Einführung der Kernenergie zwischen 1959 und 1962 zurück.

Im Bereich der Fernwärme führen Dänemark, Schweden, Finnland, Polen, Estland, Lettland und Litauen mit einem Marktanteil von jeweils über 40 %. In Dänemark begann diese Entwicklung bereits in den 1930er Jahren unter Nutzung von Abwärme aus der lokalen Stromerzeugung. Sie erreichte in den 1970er Jahren einen Marktanteil von 30 % für Haushalte. Nach der ersten Ölkrise wurde beschlossen, die Energieeffizienz durch die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) drastisch zu verbessern. Die darauf folgende Gesetzgebung markierte den Beginn der Wärmeplanung und den Anstieg der Fernwärme, die derzeit 63 % der Privathäuser versorgt. Insbesondere in den skandinavischen und baltischen Ländern sind – ne-

Abbildung 3.15: Anteile der Energiequellen in Europa für Heizung und Kühlung im Jahr 2015



Quelle: Heat Roadmap Europe

ben der Fernwärme – auch erneuerbare Energiequellen von Bedeutung, mit einem Anteil von über 20 % am Wärme- und Kältemarkt beteiligt.

Schweden weist mit 65 % den höchsten Anteil an erneuerbare Energien auf

Wärme – kein lokales Problem mehr

Mit der Errichtung des Energiebinnenmarktes und den aufeinander folgenden Liberalisierungswellen, die in den letzten 30 Jahren in ganz Europa stattgefunden haben, lag der Fokus im Wesentlichen auf den Energieträgern Gas und Strom. Doch neue politische Tendenzen machen ein Umschwenken notwendig. Versorgungssicherheit und Klimaschutz haben eine zunehmende Bedeutung in energiepolitischen Überlegungen der EU. Denn einerseits haben die Gaskrisen von 2006 und 2009 gezeigt, welches Risiko von einer Konzentration auf wenige Exportländer ausgeht und welche Auswirkungen dies für die Energieversorgung Europas haben kann. Die Staats- und Regierungschefs der EU beobachten daher aufmerksam die Marktanteile der einzelnen Gaslieferländer und bemühen sich um eine Diversifizierung der Bezugsquellen. Andererseits brachte ein breiter wissenschaftlicher Konsens über die Folgen der menschengemachten,

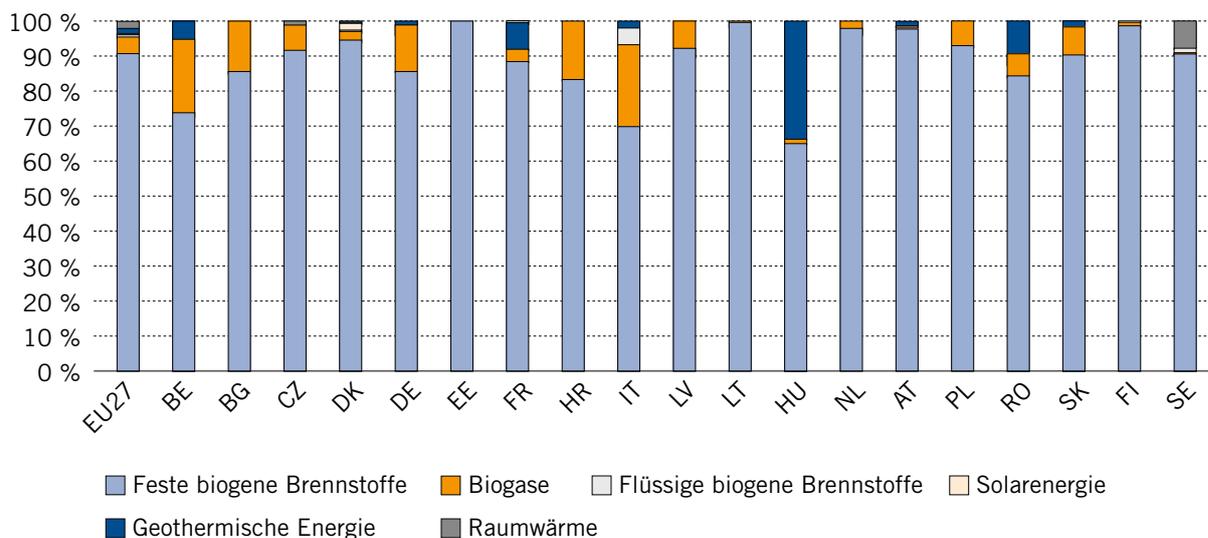
globalen Erwärmung die Politik dazu, sich mit dem Klimawandel und dessen Auswirkungen auseinanderzusetzen.

Die ersten Energie- und Klimaziele der EU wurden im Jahr 2007 formuliert. Im Jahr 2016 veröffentlichte die Europäische Kommission die erste europäische Strategie für Wärme und Kühlung überhaupt, die die Bedeutung von Wärmeenergieanwendungen erkannte und quantifizierte. Im selben Jahr wurde das Energiepaket veröffentlicht, die auf die Bedeutung verschiedener Technologien, wie zum Beispiel die Fernwärme, eingeht.

Aufgrund seines großen Anteils am Primärenergieverbrauch kann der Wärmesektor einen entscheidenden Beitrag zum Klimaschutz in Europa leisten. Über Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz, der Verringerung des Wärmebedarfs und der Dekarbonisierung der eingesetzten Primärenergie können Treibhausgas-Emissionen reduziert werden. Im Rahmen der neuen Richtlinie für erneuerbare Energien hat die Europäische Union das Ziel festgelegt, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärme- und Kälteerzeugung ab 2021 jährlich um 1,3 Prozentpunkte zu erhöhen. Angesichts der anhaltenden Präsenz fossiler Brennstoffe stellt dies jedoch eine große Herausforderung für bestehende Strukturen dar.

Die EU wird jedoch einige ihrer wichtigsten Energie- und Klimapolitiken weiter überarbeiten müssen, um die Transformation in Richtung des Netto-Null-Treibhausgas-

Abbildung 3.16: Verteilung der erneuerbaren Energiequellen für die Bereitstellung von Wärme



Quelle: EU Kommission

Ziels in 2050 mit einem wahrscheinlichen Zwischenziel von 50 bis 55 % CO₂-Reduktion bis 2030 erreichen zu können.

Neue Impulse und Trends

Ein klimaneutraler Gebäudebestand und Wärmesektor lässt sich nur erreichen, wenn zunehmend effizientere und umweltfreundliche Heiztechnologien mit deutlich niedrigeren CO₂-Emissionen verwendet werden. Je nach Ausprägung des Versorgungsgebiets sind unterschiedliche Pfade möglich. Während in stark besiedelten, urbanen Regionen zentrale Systeme wie die Fernwärme ein verstärkte Rolle spielen können, ist bei kleineren Verbrauchseinheiten oder weniger besiedelten, ländlichen Regionen die dezentrale Versorgung im Vorteil. Hier stehen eine Reihe von Technologien zur Verfügung, von Wärmepumpen bis hin zu Kraft-Wärme-Kopplungs-Systeme, Brennstoffzellen und weiteren effizienten gasbasierten Systemen, die zukünftig auch mit CO₂-freien Gasen wie zum Beispiel grüner Wasserstoff oder synthetischem Methan betrieben werden können.

Die Warmwasseraufbereitung kann auch zunehmend (und bis 2050 vollständig) durch erneuerbare Energiequellen und sekundäre Energiequellen wie die Nutzung von Abwärme aus Industrieprozessen, von Datenzentren, aus U-Bahn-Stationen usw. betrieben werden.

➤ Für die europäische Wärmewende steht eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung

Der Ausbau der Wärmenetze und die Modernisierung bestehender weniger effizienter Netze sind dabei entscheidende Schritte, die zu weiteren Energieeinsparungen führen werden.

Fernwärme-Netze sind eine effektives Option, mit der sich erneuerbare Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs nutzen lassen. Sie können zum Beispiel Wind- oder Solarstrom in Form von Wärme speichern, die dann bei Bedarf zur Verfügung steht.

Ebenso können grüne Gase einen ähnlichen Beitrag leisten. Über Power-to-Gas-Technologien lassen sich erneuerbare Energien in Wasserstoff oder synthetisches Methan umwandeln. Diese können ins bestehende Gasnetze eingespeist und den Haushalten zur Verfügung gestellt werden, die ihren Wärmebedarf heute mit Erdgas de-

cken. Dies kann dann nach und nach zu einer Dekarbonisierung gasbasierter Wärmeanwendungen beitragen.

Ein klimafreundliches Energiesystem mit einem großen Anteil an erneuerbaren Energien wird mehr Flexibilität erfordern, um die Stabilität der Netze und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

3.6 Die europäische Gastransportinfrastruktur vor dem Hintergrund der Energiewende

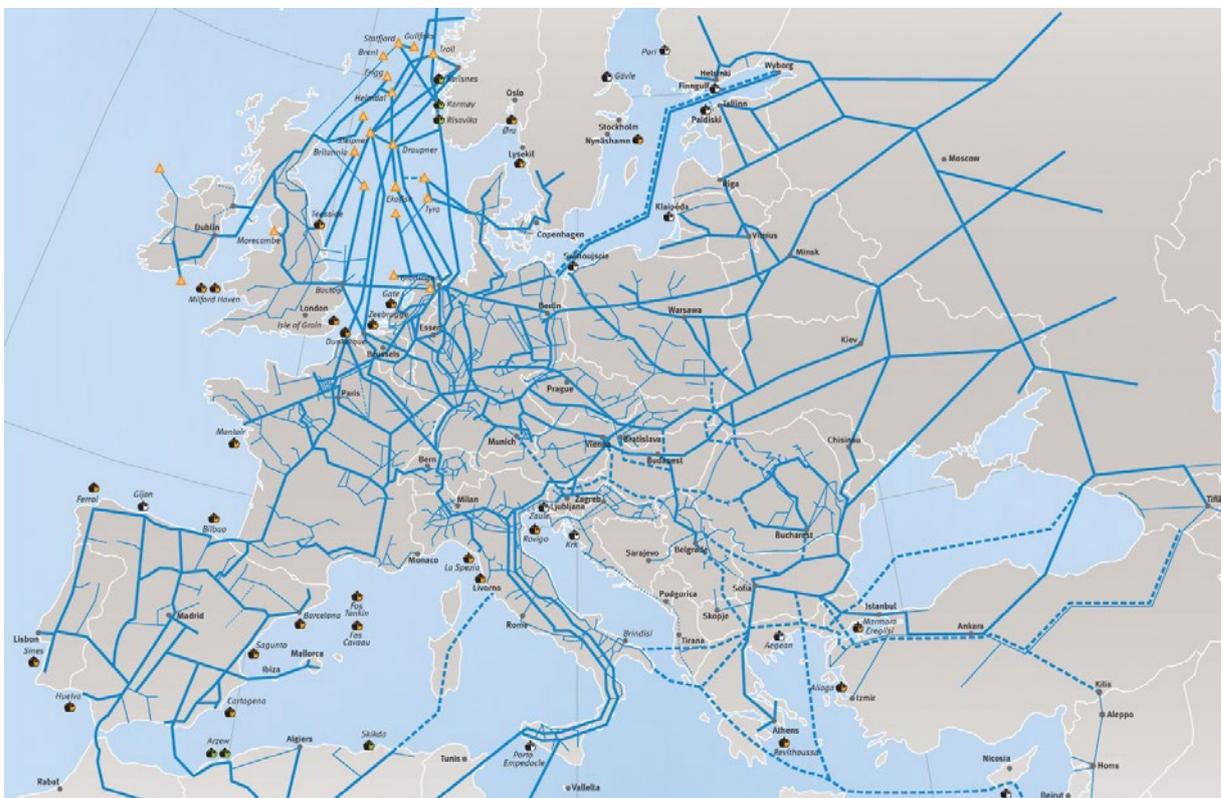
- **Früher diente der Ausbau der Gasinfrastruktur der Versorgung einer zunehmenden Zahl von Verbrauchern aus einer wachsenden Anzahl von Aufkommensquellen**
- **Heute stehen die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Diversifikation sowie die Stärkung des Wettbewerbs durch zunehmende Integration im Vordergrund**
- **Für die Zukunft rückt der Beitrag der Gastransportinfrastruktur zu einem klimaneutralen Energiesystem zunehmend in den Mittelpunkt**

Die EU unterstützt das Pariser Klimaabkommen und verfolgt das langfristige Ziel der Klimaneutralität bis 2050. Das Paket „Clean Energy for all Europeans“ (Clean Energy Package) der EU soll eine saubere und faire Energiewende auf allen Wirtschaftsebenen gewährleisten. Vor diesem Hintergrund beleuchtet dieser Beitrag die heutige Rolle der Gasinfrastruktur sowie die Entwicklungen in der jüngeren Vergangenheit und der nächsten Jahre. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf mögliche langfristige Entwicklungen gegeben.

Die heutige Rolle von Erdgas und der Gasinfrastruktur

Im Jahr 2018 wurden in der Europäischen Union rund 3.600 TWh Erdgas für energetische Zwecke verbraucht. Dies entspricht etwa 23 % des Primärenergieverbrauchs. Die Hauptverbrauchssektoren sind private Haushalte, die Industrie sowie die Strom- und Wärmezeugung. In acht von 27 Ländern stellt Erdgas einen wesentlichen Anteil am Endenergieverbrauch von über 20 %. Die Hauptaufkommensquellen der EU-Eigenproduktion liegen in den Niederlanden, Rumänien, Deutschland, Italien und Dänemark. Aufgrund zurückgehender Produktion in Europa steigt der Anteil der Importmengen kontinuierlich. Importe in die EU erfolgen über Leitungen aus

Abbildung 3.17: Das europäische Fernleitungsnetz



Quelle: Eurogas 2016

Russland, Norwegen, Algerien, Libyen und Großbritannien, sowie als verflüssigtes Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas, LNG) über Importterminals. Im Jahr 2018 wurden etwa 77 % des in der EU verbrauchten Gases importiert.

Die Erdgasimporte in die EU werden sich aufgrund rückläufiger Eigenproduktion erhöhen

Über die Jahre entwickelte sich die Gasinfrastruktur, um Produzenten und Verbraucher miteinander zu verbinden. Zunächst handelte es sich um ein System einer eher linearen Versorgung mit wechselseitigen Abhängigkeiten und mit Langfristverträgen als Grundlage für die Absicherung von Investitionen sowie der Versorgungssicherheit. Heute handelt es sich beim europäischen Gastransportsystem um ein weitgehend hochintegriertes System, das mit über 2 Mio. Leitungskilometer eine Vielzahl von Anbietern und Nachfragern verbindet und einen Handel in und zwischen Marktgebieten ermöglicht. Trotz der wachsenden Integration sind Wettbewerb und Liquidität des Handels regional noch verschieden stark ausgeprägt.

Wesentliche Einflussfaktoren

Die aktuellen Entwicklungen in Bezug auf die Transportinfrastruktur sind stark geprägt durch den Wunsch nach einem höheren Niveau an Versorgungssicherheit und Diversifikation in Bezug auf Lieferländer und Importrouten. Vor allem die Länder in Zentralost- und Südosteuropa haben teilweise noch immer eine eng beschränkte Auswahl an Versorgungsquellen. In Nordwesteuropa mit seinen bereits stärker integrierten Gasnetzen stehen ein höherer Anbieterwettbewerb, effizientere Nutzung der bestehenden Infrastruktur und höhere Liquidität des Gashandels im Mittelpunkt.

In Nordwesteuropa sind Entwicklungen vor allem vor dem Hintergrund des bereits seit längerem bestehenden Rückgangs der Eigenproduktion in der EU zu sehen. Während 2008 in der EU-27 noch 1.430 TWh Erdgas gefördert wurden, waren es im Jahr 2018 nur noch 760 TWh, ein Rückgang von fast 50 %. Die Niederlande als traditionell führender EU-Produzent wollen die Produktion aus ihrem größten Feld in Groningen im Jahr 2022 vollständig einstellen. Die Förderung in Deutschland ist seit Jahren rückläufig und auch die geplante Eröffnung des dänischen Tyra-Feldes wird diese Rückgänge nicht kompensieren können. Damit verschiebt

sich das Aufkommen langfristig in Richtung von Importen von Gas aus weiter entfernten Quellen. Dazu gehören Pipeline-Importe aus Russland, Norwegen und der Kaukasus-Region sowie LNG-Lieferungen, u. a. aus dem Nahen Osten, Afrika und Nordamerika.

Mit dem Pariser Klimaabkommen und dem Clean Energy Package rücken Themen wie die Dekarbonisierung des Energiesystems und damit die Frage nach der Rolle von dekarbonisierten und erneuerbaren Gasen immer mehr in den Mittelpunkt. So fördert die Europäische Investitionsbank (EIB) nur noch bis Ende 2021 Erdgasinfrastrukturprojekte unter der Voraussetzung, dass sie dem Zweck der Energiesicherheit dienen (Vorhaben von gemeinsamer Interesse oder engl. Projects of Common Interest, PCI). Ab 2022 wird es durch die EIB keine Finanzierung für Energieinfrastruktur mehr geben, bei der direkt fossile Brennstoffe ohne Minderungsmaßnahmen eingesetzt werden. Für Gasinfrastruktur werden Kredite dann nur noch vergeben, soweit diese für die Integration von erneuerbaren Gasen in die bestehende Gasinfrastruktur benötigt wird.

Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit

Die neuesten fertiggestellten Leitungsinfrastrukturprojekte in der EU sind der im Dezember 2019 in Betrieb genommene Baltic Connector zwischen Finnland und Estland und der erste Leitungsstrang der EUGAL zwischen Lubmin und Brandov. Im Bereich der Large-Scale-LNG-Importinfrastruktur erweiterte zuletzt 2017 das Importterminal im französischen Dunkerque die bestehenden Kapazitäten.

Infrastrukturprojekte streben oftmals Versorgungssicherheit und Routendiversifizierung an

Des Weiteren wurden in den letzten Jahren mehrere Investitionsentscheidungen für Pipeline-Projekte getroffen, die Gas aus Nicht-EU-Staaten nach Europa bringen sollen. Zu diesen Projekten zählen Nord Stream 2, Baltic Pipe, TurkStream und die Trans Adriatic Pipeline (TAP). Die TAP soll ab Oktober 2020 Gas aus Aserbaidschan aus der 2018 fertiggestellten Trans Anatolian Natural Gas Pipeline (TANAP) nach Italien weitertransportieren. Im Bereich Large-Scale-LNG-Importkapazität wurden Investitionsentscheidungen für den Bau eines Importterminals auf der kroatischen Halbinsel Krk und für die Kapazitäts-

Abbildung 3.18: Im Bau befindliche Pipeline- und Large-Scale-LNG-Importinfrastruktur in die EU



Quelle: Webseiten der Projektgesellschaften, ENTSOG, Team Consult Illustration

erweiterung des polnischen Terminals in Swinemünde getroffen.

➤ Änderungen im Regime der Bewirtschaftung von Kapazitäten sollen den liquiden Handel und Wettbewerb fördern

Neben dem Zubau von Transportinfrastruktur gab es in den letzten Jahren auch Änderungen im Hinblick auf Marktdesign und Regulierung mit dem Ziel, den Intra-EU-Handel zu erleichtern. So wurden dort, wo es zwischen zwei Marktgebieten mehrere Übergangspunkte gab, diese zu sogenannten Virtual Interconnection Points (VIP) zusammengefasst. Des Weiteren wurde die Zahl der Marktgebiete durch Marktgebietzusammenlegungen reduziert. In Frankreich wurden die Marktgebiete PEG Nord und TRS zum 01.11.2018 zu einem einzigen französischen Marktgebiet zusammengelegt. Dänemark und Schweden bildeten zum 01.04.2019 den Joint Balancing Point. Ebenso fiel die Entscheidung, die deutschen Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany zum 01. Oktober 2021 zusammenzulegen.

Entwicklungen der nächsten Jahre

Aktuell und in der näheren Zukunft liegt der Fokus bei Investitionen hauptsächlich auf Kapazitätserweiterungen für den Import von Erdgas sowie auf Projekten zur besseren innereuropäischen Netzintegration. Es gibt jedoch auch bereits Konzepte und Planungen zur Investition in die Integration von größeren Mengen dekarbonisierter oder erneuerbarer Gase (einschließlich Wasserstoff) in die Gasnetze sowie in die weitere Erschließung neuer Verbrauchssektoren (z. B. CNG- und Wasserstofftankstellen für den Verkehrssektor).

➤ Weitere LNG-Importterminalprojekte könnten bis 2025 in der EU realisiert werden

Es ist zu erwarten, dass die oben genannten im Bau befindlichen Projekte für Importpipelines bis zum Jahr 2023 abgeschlossen sein werden. Immer wieder ist auch der Bau einer Mittelmeer-Gaspipeline im Gespräch, welche die EU mit Gas aus Israel versorgen soll („Eastmed“). Die Pipeline soll über Zypern, Kreta und das griechische Festland nach Italien führen und auch zyprische Gasfelder anschließen. Weitere große Pipeline-Projekte für Importe aus Nicht-EU-Ländern stehen derzeit nicht auf der Agenda.

Abbildung 3.19: Projects of Common Interest im Bereich Gasinfrastruktur



Quelle: European Union 2019 (Interactive Map of Projects of Common Interest)

Der Anteil von LNG am internationalen Handel mit Erdgas nimmt seit Jahrzehnten zu. Dieser Trend wird sich fortsetzen. Die IEA geht davon aus, dass im Jahr 2040 rund 60 % des weltweit gehandelten Gases in Form von LNG transportiert werden. Der globale LNG-Markt unterliegt mehrjährigen Zyklen. Zuletzt war er von einer globalen Überversorgung und entsprechend niedrigen Preisen geprägt, was zu einer stark erhöhten Auslastung europäischer LNG-Terminals führte.

Gasinfrastrukturprojekte werden von der EU vor allem in Zentralost- und Südeuropa gefördert

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen sowie des steigenden Importbedarfs werden in der EU Investitionsentscheidungen für den Bau neuer LNG-Importterminals erwartet, die ihren Betrieb bis 2025 aufnehmen wollen. Dazu zählen Terminalprojekte in Deutschland (Brunsbuttel, Wilhelmshaven und Stade), ein zweites griechisches LNG-Terminal in Alexandroupolis (PCI-Liste) und ein weiteres Terminal in Polen (Danzig, PCI-Liste).

Die aktuelle Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) enthält rund 30 Gasinfrastrukturprojekte. Davon befinden sich die meisten Projekte in Bezug auf Leitungen, LNG-Terminals und Verdichterstationen in Zentralost- und Südeuropa sowie im Baltikum. Diese neuen Projekte sollen die Versorgungssicherheit und Diversifizierung erhöhen und die Integration dieser Regionen in den europäischen Gasbinnenmarkt stärken.

Die langfristige Perspektive

Für Nordwesteuropa ist festzustellen, dass die Frage nach der Rolle, die Gas und die Gasinfrastruktur in einem klimaneutralen Energiesystem einnehmen können, in den Mittelpunkt gerückt ist. Die zentrale Aufgabe ist dabei neben der Erzeugung erneuerbarer und dekarbonisierter Gase auch deren Integration in die bestehende Gasinfrastruktur. Für biogenes oder synthetisches Methan ist dies leicht möglich, da es in seinen chemischen und brenntechnischen Eigenschaften eine große Übereinstimmung zu Erdgas aufweist. Es kann in beliebigen Mengen dem Erdgas beigemischt werden.

Wasserstoff kann in begrenzten Mengen ins Gasnetz eingespeist und dem Erdgas beigemischt werden. Die Grenzwerte können sich – in Abhängigkeit der Anforderungen der angeschlossenen Verbraucher – regional unterscheiden. In Deutschland liegt die obere Begrenzung derzeit überall dort, wo es keine Einschränkungen durch bestimmte Anwendungen gibt, bei 10 % Wasserstoff, bezogen auf das Volumen. In Zukunft sollen höhere Grenzwerte gelten.

➤ Der Gasinfrastruktur kommt eine wichtige Bedeutung bei der Integration von erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu

Eine weitere Möglichkeit ist die Umstellung bestehender Infrastruktur auf reine Wasserstoffnetze. Hierfür haben z. B. die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber einen Vorschlag für ein deutsches Wasserstoffnetz erstellt, welches rund 5.900 km Leitungslänge umfassen, sich über alle Bundesländer erstrecken und zu 90 % auf bestehender Infrastruktur basieren könnte. Es wird erwartet, dass (potenziellen) Großverbrauchern von Wasserstoff in der Industrie eine Schlüsselrolle als Pilotanwendern und Ausgangspunkten des Aufbaus einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur zukommt.

Konkret verfolgen der norwegische Gasproduzent Equinor und der deutsche Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe in Nordrhein-Westfalen ein Gemeinschaftsprojekt zur Versorgung von Endkunden aus den Sektoren (Stahl-)Industrie, Wärme und Schienenverkehr mit einer Leistung von bis zu 1.000 MW und einer Jahresmenge von bis zu 8,6 TWh Wasserstoff in diesem Jahrzehnt. Das Projekt hat das Ziel, den Aufbau eines leistungsfähigen Wasserstoffmarktes durch die Schaffung von großen Wasserstofftransportinfrastrukturen anzuschließen. Diese sollen auf einer weitgehenden Umnutzung bestehender Leitungssysteme basieren.

Fazit

Die europäische Gasinfrastruktur ist ein unverzichtbarer Baustein der Energieversorgung; dies gilt heute wie auch langfristig in einem klimaneutralen Energiesystem. Zahlreiche Importverbindungen in die EU stellen Versorgungssicherheit und Angebotsvielfalt sicher. Die Erweiterung von innereuropäischer Transportkapazität sowie die Zusammenlegung von Marktgebieten und Übergangspunkten stärken den europäischen Binnenmarkt und den Wettbewerb. Für die Zukunft bringt die Gasinfrastruktur beste Voraussetzungen mit, um auf der Basis erneuerbarer und dekarbonisierter Gase erhebliche Beiträge zu einer klimaschonenden Energieversorgung in der EU zu leisten.

3.7 Nachhaltige Finanzierung im Kontext der EU

- **Der Zugang ehrgeiziger Energiewendeprojekte zum Kapitalmarkt wird erleichtert**
- **Wesentliche Instrumente: Kriterien für nachhaltige Finanzierung und Kreditvergabe der Europäischen Investitionsbank**
- **Gaskraftwerke sind nur förderfähig, wenn sie 250 bzw. 100 g CO₂e/kWh unterschreiten**
- **Konventionellere Projekte sind auf den übrigen Kapitalmarkt angewiesen**

Anlass

Nach dem Willen der EU-Kommission soll Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent werden. Die Umsetzung dieser Ambition erfordert erhebliche Investitionsanstrengungen in allen Bereichen der Wirtschaft und der öffentlichen Hände. Laut EU-Kommission braucht es allein für die Verwirklichung der aktuellen Klimaziele jährlich zusätzlich 260 Mrd. € Investitionen.

Besonders klimafreundliche und nachhaltige Projekte werden sich anfänglich oft nur schwer rechnen und werden deshalb auch nur schwer finanzierbar sein. Hier setzt die Strategie der Nachhaltigen Finanzierung („sustainable finance“) der EU an. Es geht darum, mehr privates Kapital in nachhaltige Investitionen zu lenken. Zu diesem Zweck zielt die Strategie der EU-Kommission darauf ab, Investoren die notwendigen Daten zur Nachhaltigkeit zur Verfügung zu stellen und die Verwendung des Begriffs der Nachhaltigkeit zu harmonisieren.

Aber die EU ist auch selbst Kreditgeber. Diese Rolle nimmt die Europäische Investitionsbank (EIB) als Bank der Europäischen Union und größter multilateraler Geldgeber ein. Die EIB hat am 14. November 2019 ihre Finanzierungspolitik neu definiert und sie mit konkreten Kriterien für die Kreditvergabe unterlegt. Die Europäische Investitionsbank soll zur Klimabank der EU werden. Die EIB selbst hat angekündigt, dass sie den Klimaschutz und den ökologischer Nachhaltigkeit gewidmeten Anteil ihrer Finanzierungen bis 2025 nach und nach auf 50 % erhöhen wird.

Zugleich sollen die Finanzmärkte in ihrer Gesamtheit „erzogen“ werden, Klima- und Nachhaltigkeitsrisiken bei der Kreditvergabe gebührend einzupreisen.

Und schließlich hat die EU-Kommission einen Investitionsplan für ein zukunftsfähiges Europa vorgeschlagen. Damit sollen über den EU-Haushalt und dessen Instrumente im Zeitraum bis 2030 mindestens 1 Billionen € sowohl an privaten als auch an öffentlichen nachhaltigen Investitionen mobilisiert werden.

Nachhaltige Finanzierung

Die EU-Kommission begründet das Maßnahmenpaket damit, dass die Auswirkungen des Klimawandels bereits jetzt die finanzielle Stabilität gefährden und zu großen wirtschaftlichen Verlusten durch Überschwemmungen, Bodenerosion oder Stürme führen. Zugleich sieht sie Chancen: Der EU-Finanzsektor habe eine Schlüsselrolle, bei der Mobilisierung von nachhaltigen Investitionen und könnte in diesem Bereich eine weltweite Führungsrolle übernehmen.

➤ Nachhaltigkeitsansatz der EU: Beitrag zur Abschwächung der Klimaänderungen + Berücksichtigung weiterer ökologischer und sozialer Kriterien

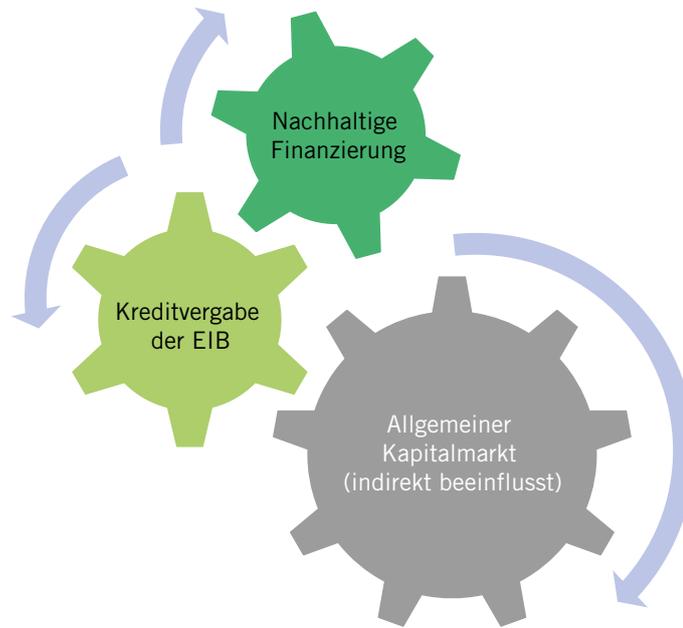
Der Nachhaltigkeitsansatz der EU geht bereits auf ein Maßnahmenpaket der EU-Kommission in der vorangegangenen Legislaturperiode zurück. Er soll zur Finanzierung von wirtschaftlichen Tätigkeiten anregen, die wesentlich zur Abschwächung der Klimaänderungen beitragen. Dabei reicht der Ansatz über die Bekämpfung des Klimawandels und die Anpassung an diesen Wandel hinaus. Ökologische, soziale und klimatische Faktoren sollen vollumfänglich eingepreist werden.

Das Maßnahmenpaket enthält drei Bausteine:

- Ein einheitliches EU-Klassifikationssystem („Taxonomie“),
- Veränderte Referenzwerte für CO₂-arme Investitionen und für Investitionen mit günstiger CO₂-Bilanz,
- die Offenlegung von Informationen über nachhaltige Investitionen und Nachhaltigkeitsrisiken.

➤ Taxonomie: ehrgeizige technische Anforderungen, z. B. an Energieerzeugung, und Ausschlusskriterien nach „do no significant harm“-Prinzip

Abbildung 3.20: Einfluss von nachhaltiger Finanzierung und Kreditvergabekriterien der EIB auf den allgemeinen Kapitalmarkt



Quelle: Eigene Darstellung

Das Herzstück des Maßnahmenpakets ist die Taxonomie, anhand derer bestimmt wird, ob eine wirtschaftliche Tätigkeit nachhaltig ist. Die Taxonomie besteht aus harmonisierten EU-weit geltenden Begriffsbestimmungen für acht Wirtschaftssektoren, darunter die Energiewirtschaft. Sie ist unterlegt durch quantitative und qualitative Kriterien. Diese Kriterien werden vermutlich von enormem Einfluss sowohl auf als nachhaltig deklarierte Finanzprodukte als auch auf die klassifizierten wirtschaftlichen Aktivitäten selbst sein und Finanzierbarkeit und Akzeptanz von Vorhaben in mannigfaltiger Weise prägen.

Kriterien für nachhaltige Finanzierung

Die EU Kommission hatte zur Evaluierung der Nachhaltigkeit wirtschaftlicher Aktivitäten eine Technische Expertengruppe (TEC) einberufen. Diese hat im März 2020 ihren Abschlussbericht zur Taxonomie und einen technischen Anhang vorgelegt. Der technische Anhang enthält genaue Vorgaben für die wesentlichen Wirtschaftssektoren von der Forstwirtschaft bis zu Informationstechnologien. Sie stellen wiederum Empfehlungen an die EU-Kommission dar. Rechtliche Verbindlichkeit können die Empfehlungen dadurch erlangen, dass sie in einen dele-

gierten Rechtsakt aufgenommen werden. Das entsprechende Rechtsetzungsverfahren ist angelaufen.

Der technische Anhang behandelt den Energieerzeugungssektor – unterteilt in 26 Kategorien – eingehend. Für jede einzelne Kategorie werden Prinzipien, technische Kriterien und technologiespezifische spezifische Anforderungen an das „do no significant harm“-Prinzip festgelegt. Hierzu werden Ausschlusskriterien benannt. Eine Aktivität, die wesentlich zur Minderung klimarelevanter Emissionen beiträgt, darf die Anpassung an den Klimawandel nicht wesentlich erschweren und darf die folgenden Ziele nicht wesentlich beeinträchtigen:

- Nachhaltige Nutzung und Schutz der Wasser- und Meeresressourcen,
- Übergang zur Kreislaufwirtschaft,
- Abfallvermeidung und Recycling,
- Verhütung und Kontrolle der Umweltverschmutzung,
- Schutz gesunder Ökosysteme.

Für Gaskraftwerke wird ein sinkender Schwellenwert von weniger als 100 g CO₂e/kWh, der bis 2050 auf 0 g CO₂e/kWh sinken muss, zugrunde gelegt. Nur solche Anlagen sind förderfähig. In der Praxis heißt das, dass auch

hochmoderne Gaskraftwerke diesen Standard nicht annähernd erreichen (siehe Kap. 2.7).

EIB-Finanzierung im Energiesektor soll klimarelevante Investitionslücken schließen

Die im EU-Rat im Dezember 2019 erzielte – noch nicht mit dem Europäischen Parlament abgestimmte – politische Einigung zur Taxonomie-Verordnung sieht vor, dass diese sehr strengen Kriterien für sogenannte Übergangstätigkeiten abgemildert werden können. Es muss sich um eine Wirtschaftstätigkeit handeln, für die es keine technologisch und wirtschaftlich machbare kohlenstoffarme Alternative gibt und die wesentlich zur Abschwächung des Klimawandels beiträgt. Die Messlatte für solche Übergangstätigkeiten liegt aber ebenfalls hoch. Die hieraus resultierenden Treibhausgasemissionen müssen

- den besten verfügbaren Technologien entsprechen;
- dürfen Entwicklung und Einsatz kohlenstoffarmer Alternativen nicht behindern;
- dürfen keinen Lock-in Effekt auslösen.

Das Lock-in Kriterium bedeutet, dass die Emissionen einer Anlage während ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer nicht auf einem mit den Umweltzielen unvereinbaren Niveau verbleiben dürfen. Bei längerlebigen Anlagen muss es sich deshalb sozusagen um eine lernende Technologie handeln. In jedem Fall gilt die Nutzung fester fossiler Brennstoffe – also insbesondere Kohle – gemäß Taxonomie-Verordnung als nicht nachhaltig.

Klassifiziert werden schließlich auch Technologien, die die Leistung einer oder mehrerer anderer wirtschaftlicher Aktivitäten verbessern und selbst keine Beeinträchtigung der Umweltziele erwarten lässt (enabling activities). Als Beispiel lässt sich die Produktion von Dämmstoffen anführen, wenn sie ihrerseits nachhaltig ist.

Finanzierungspolitik der EIB im Energiesektor

Während der Ansatz der Taxonomie die Wirtschaft in ihrer ganzen Breite erfasst, konzentrieren sich die Finanzierungsleitlinien der EIB auf den Energiesektor. Zur Erreichung der Klimaziele der EU sind langfristige Investitionen erforderlich, die weitgehend vom privaten Sektor geleistet werden. Die EIB engagiert sich hier vor allem in Feldern, in denen sie einen erheblichen Zusatznutzen bewirken kann.

Kriterien der Kreditvergabe der EIB

Während die Notwendigkeit des Angebots nachhaltiger Finanzierungen sowohl auf der Projektseite wie auch auf der Anlegerseite weitgehend unumstritten ist, ranken sich die politischen Kontroversen um die Kriterien, die künftig der Kreditvergabe zugrunde gelegt werden sollen.

Die EIB hat bereits in den 1990er-Jahren begonnen u. a. die Kosten von Treibhausgasemissionen systematisch in die wirtschaftliche Prüfung von Energieprojekten einzu beziehen. Diesen Ansatz baut sie nun aus und gibt den externen Kosten der Emission von CO₂ einen Preis. Die Bank wird im Energiebereich bis 2030 CO₂-Preise von 50 bis 100 US-Dollar pro Tonne CO₂ zugrunde legen. Für die wirtschaftliche Bewertung von CO₂-Minderungsprojekten bedeutet dies, dass die Bank die Finanzierung von Projekten dann ausschließt, wenn sie erst bei einem CO₂-Preis jenseits von 100 US-Dollar pro Tonne rentabel wären.

Ein zweiter, sehr bedeutsamer Filter betrifft die Arten finanzierungsfähiger Projekte. Eine Art Positivliste bezeichnet Vorhaben, die in besonderer Weise den Finanzierungszielen der Bank entsprechen. Innerhalb der EU zählen hierzu

- Projekte, die wichtige Aspekte der Erneuerbare-Energie-Richtlinie aufgreifen
- Verbreitung CO₂-armer Technologien, die sich in einem frühen Einsatzstadium befinden,
- flexible Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Darüber hinaus gibt es technische Kriterien für Investitionen im Energiesektor. Beispielsweise dürfen Anlagen zur Stromerzeugung nur weniger als 250 g CO₂ pro kWh abgeben. Damit ist thermischen Kraftwerken unter Einschluss moderner Gaskraftwerke regelmäßig der Zugang zu einer Finanzierung durch die EIB verwehrt. Ausgenommen von dieser allgemeinen Regel ist die Finanzierung gasbefuerter Kraftwerke, wenn ein glaubwürdiger Plan dafür vorgelegt wird, dass im Laufe ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer ein zunehmend größerer Anteil von erneuerbaren Gasen genutzt wird, sodass der oben genannte Emissionsstandard im Durchschnitt eingehalten wird. In modifizierter Form gilt dies auch für gasbefeuerte KWK-Anlagen.

Verhältnis zum übrigen Finanzmarkt

Die Regeln der EU zur nachhaltigen Finanzierung ermöglichen es Finanzinstituten sich durch definierte Produkte vom Angebot anderer Finanzprodukte abzusetzen. Die so entstehenden neuen Finanzprodukte erschließen oder erleichtern Investoren in nachhaltige Produkte den Zugang zum Kapitalmarkt. Im Ergebnis können sich hierdurch besonders ehrgeizige Energiewendeprojekte finanzieren.

Allerdings steht zu erwarten, dass auch andere Projekte an den für besonders nachhaltige Projekte aufgestellten Kriterien gemessen werden. Dieser indirekte Effekt kann sich möglicherweise akzeptanzmindernd bei der Realisierung dieser anderen Projekte auswirken.

Die Kriterien der Kreditvergabe der EIB sind zwar anspruchsvoll, bleiben aber hinter den Kriterien zur nachhaltigen Finanzierung zurück. Vorhabenträger, deren geplante Investitionen am weitesten von der Wirtschaftlichkeit entfernt, aber dafür besonders nachhaltig sind, werden versuchen, sich über den Kapitalmarkt für nachhaltige Produkte zu finanzieren. Ob hier eine Angleichung der Standards stattfinden wird oder nicht, bleibt abzuwarten.

Alle übrigen Projekte werden durch die Regeln der EU zur nachhaltigen Finanzierung und durch die Kreditvergabekriterien der EIB nicht unzulässig. Beide stellen nur ein Angebot dar. Allerdings ist zu erwarten, dass der Kapitalmarkt für Investitionen im Energiesektor sich neu ordnet und Nachhaltigkeit künftig eine größere Rolle bei der Kreditvergabe spielt.

3.8 Optionen für die Einbeziehung des Verkehrs- und Wärmesektors in den europäischen Emissionshandel

- **Green Deal verschärft noch einmal die EU CO₂-Reduktionsziele für alle Sektoren**
- **Der Emissionshandel ist das zentrale klimapolitische Instrument der EU**
- **Es gibt drei Optionen, den Emissionshandel auf weitere Sektoren europaweit auszuweiten**

Die EU soll 2050 klimaneutral sein. Das ist die umwelt- und klimapolitische Vorgabe der neuen EU-Kommission unter Ursula von der Leyen. Dabei hatte sich die EU zuvor schon ambitionierte Treibhausgas-Reduktionsziele gesetzt: bis 2020 eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 20 % und bis 2030 eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % (jeweils gegenüber dem Stand von 1990). Mit dem so genannten Green Deal werden die Klima-Ambitionen der EU erheblich erhöht: Das Ziel der Klima-Neutralität bis 2050 erfordert auch eine Erhöhung des 2030-Ziels. Angestrebt wird eine Emissionsreduktion von 50 % bzw., wenn möglich, sogar 55 %. Im September 2020 will die EU-Kommission hierzu einen Vorschlag vorlegen.

Das EU-ETS hat seine Ziele erfüllt

Bisher haben die EU und ihre Mitgliedsstaaten die Treibhausgasreduktion auf zwei Wegen verfolgt. Zum einen gemeinsam im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) für die Bereiche Energie sowie Industrie und Luftfahrt und zum anderen in nationaler Verantwortung für die Wirtschaftsbereiche, die nicht vom EU-ETS erfasst sind (Nicht-ETS-Bereich).

Europäischer Emissionshandel garantiert Zielerreichung

Das EU-ETS ist das Hauptklimaschutzinstrument auf EU-Ebene. Aufgrund der eindeutigen Festlegung von Obergrenzen (Cap) für Treibhausgase garantiert das EU-ETS als Mengeninstrument die Einhaltung der gesetzten Ziele im gemeinsamen, europäischen Rahmen. Das garantiert eine eindeutige Planbarkeit für die betroffenen Wirtschaftsbereiche. Das System umfasst heute 31 Länder (EU plus EFTA-Staaten Island, Liechtenstein und Norwegen). Rund 7.000 Unternehmen mit mehr als 11.000 energieintensiven Anlagen für die Stromerzeugung und in der verarbeitenden Industrie sowie der europäische Luftverkehr sind verpflichtet, am EU-ETS teilzunehmen.

Der europäische Emissionshandel hat alle gesetzten Ziele bis heute erfüllt. Bis einschließlich 2020 garantiert er eine Treibhausgasreduktion von 21 % in den beteiligten Sektoren. Besonders im Bereich der Stromerzeugung ist

es der entscheidende Faktor für Emissionsreduktionen. Beispiel Deutschland: 2019 ging die Stromerzeugung von Steinkohlekraftwerken um 31 % gegenüber 2018 zurück, die von Braunkohlekraftwerken im gleichen Zeitraum um 22 %. Für den Zeitraum 2021 bis 2030 gilt bisher im EU-ETS noch ein Minderungsziel von 43 %. Werden die Minderungsziele für 2030 erhöht, ist hierfür die Obergrenze der ausgegebenen Emissionszertifikate anzupassen. Dies kann entweder durch einen einmaligen Schnitt oder aber über eine Anpassung des linearen Reduktionsfaktors geschehen, um den die Zertifikatmenge jedes Jahr reduziert wird. Ein Vorschlag hierzu ist von der EU-Kommission für 2021 angekündigt.

Nicht-ETS-Bereich: gemischtes Bild bei der Zielerreichung

Im Gegensatz zum Emissionshandel als gemeinsames, europäisches Instrument erfolgt die Treibhausgasreduktion in den Nicht-ETS-Sektoren Verkehr, Wärme, Landwirtschaft und Abfall auf Grundlage der so genannten Lastenteilung (Effort Sharing) zwischen den EU-Mitgliedsstaaten. Zwar gibt es ein kumuliertes Reduktionsziel auf EU-Ebene (bis 2020 10 % Reduktion gegenüber dem Niveau von 2005), dennoch hat jedes Land hierbei ein eigenes nationales Minderungsziel, das es mit entsprechenden nationalen Maßnahmen erreichen muss. Dabei gibt es sowohl bei den Reduktionszielen als auch bei deren Erreichung große Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten. Die Zielmarken für 2020 hängen von der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ab und reichen von 20 % Treibhausgaseinsparung (Dänemark, Irland, Luxemburg) bis hin zu möglichem Mehrausstoß von 20 % im Falle Bulgariens; Deutschland hat eine Reduktion von 14 % für 2020 zugesagt. Auch bei der Zielerreichung sind deutliche Unterschiede festzustellen: Ca. ein Drittel der EU-Mitgliedsstaaten wird die Ziele erreichen, ein Drittel hat die Ziele bereits übererfüllt und ein Drittel wird die Ziele wohl nicht erreichen – darunter vermutlich auch Deutschland, das 2019 sogar einen Anstieg der Treibhausgasemissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude gegenüber 2018 verzeichnete. Für 2030 beträgt das Reduktionsziel auf EU-Ebene 30 % gegenüber dem Niveau von 2005. Die nationalen Reduktionsziele liegen im Rahmen der Lastenteilung zwischen 0 % und 40 %; für Deutschland beträgt das 2030-Ziel im Nicht-ETS-Bereich 38 %. Bei Zielverfehlung drohen den Mitgliedsstaaten nicht vorhersehbare Kosten für den An-

kauf von Emissionszuweisungen aus anderen Mitgliedsstaaten, sollte der Ankauf scheitern sogar ein Vertragsverletzungsverfahren. Projektionen gehen zwar davon aus, dass die EU über alle Mitgliedsstaaten hinweg im Effort-Sharing-Bereich das gesetzte 20 %-Minderungsziel für 2020 erreichen wird, jedoch die weitaus ambitionierteren Ziele für 2030 und darüber hinaus mit dem derzeitigen Reduktionstempo nicht realistisch sind.

Diskussion über Ausweitung der CO₂-Bepreisung

Vor dem Hintergrund der Schwierigkeiten bei der Emissionsreduktion im Nicht-ETS-Bereich wird in Deutschland und anderen Mitgliedsstaaten sowie mit der Vorstellung des Green Deal auch auf EU-Ebene intensiv darüber diskutiert, wie die aktuellen, aber auch die noch zu verschärfenden CO₂-Reduktionsziele erreicht werden können. Insbesondere die Bereiche Verkehr und Wärme stehen im Fokus.

Deutschland führt einen nationalen Emissionshandel ein

Als Politikinstrument wird in einzelnen Mitgliedsstaaten insbesondere die CO₂-Bepreisung, vor allem in Form eines Emissionshandels, diskutiert. Jüngst hat Österreich eine Task Force eingerichtet, um eine Bepreisung von Emissionen bis 2022 zu erreichen. Deutschland hat Ende 2019 entschieden, mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ein nationales, vom EU-ETS losgelöstes Emissionshandelssystem einzuführen, das die Sektoren Verkehr, Wärme und die nicht ins ETS einbezogenen Teile der Wirtschaft umfasst. Dieser Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen wird zurzeit implementiert und soll 2021 beginnen. Mittelfristig verfolgt Deutschland das Ziel, Teil einer europäischen Lösung zu werden, wobei offen bleibt, ob Deutschland ein erweitertes EU-ETS oder einen separaten europäischen Emissionshandel für die Nicht-ETS-Bereiche präferiert.

Parallel zu diesen nationalen Initiativen, die zunächst ein vom EU-ETS gesondertes System aufbauen, setzt sich die EU-Kommission, aber auch viele Stimmen aus den Mitgliedsstaaten dafür ein, das EU-ETS auf die anderen Sektoren auszuweiten. Die neue EU-Kommission hat angekündigt, im Rahmen des „Green Deal“ entsprechende Vorschläge zur Ausweitung des EU-ETS und für eine ef-

fektive CO₂-Bepreisung in der gesamten Wirtschaft vorzulegen.

Zielbild: Einheitliche und europäisch umfassende CO₂-Bepreisung

In der intensiven Debatte über die Einführung und die Ausgestaltung des nationalen Emissionshandels für fossile Brennstoffemissionen in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Nicht-ETS-Industrie in Deutschland gab es Vorschläge aus der Wissenschaft, die sich im Hinblick auf die Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung dafür aussprachen, dass eine CO₂-Bepreisung erstens einheitlich über alle Sektoren sein sollte und zweitens sich nicht auf die nationale Ebene beschränken, sondern mindestens europäisch ausgestaltet sein sollte. Für diese Empfehlungen werden zwei wesentliche Gründe angeführt. Erstens sei es klimapolitisch unerheblich, in welchen Sektoren oder Ländern Emissionen entstehen, die schädliche Wirkung ist gleich. Zweitens führe eine einheitliche und umfassende Bepreisung zu einer volkswirtschaftlich effizienten Emissionsreduktion, indem stets die kostengünstigste Alternative gewählt wird.

Gegen diese Empfehlungen sprechen vor allem wirtschaftliche und politische Gründe. Dazu zählen insbesondere die teils sehr unterschiedlichen CO₂-Vermeidungskosten in den einzelnen Wirtschaftsbranchen, aber auch zwischen den Sektoren sowie die wirtschaftliche und klimapolitische Heterogenität innerhalb der EU-Mitgliedsstaaten. So könnte sich angesichts der hohen Vermeidungskosten im Verkehr die Minderungslast sehr stark auf andere Sektoren, vor allem die Industrie, verlagern. Dessen ist sich die Wissenschaft bewusst und gibt daher auch Empfehlungen für pragmatische Ansätze, mittelfristig – etwa bis 2030 – zu einer einheitlichen und europäischen CO₂-Bepreisung zu kommen.

Erweiterung des Emissionshandels – drei Optionen mit Gestaltungsspielräumen

Angesichts dieser Ausgangslage mit Empfehlungen für ein europäisches Zielmodell einerseits und nationaler Alleingänge andererseits ergeben sich drei grundlegende Optionen für eine Erweiterung des europäischen Emissionshandels um weitere Sektoren wie Verkehr, Wärme und Nicht-ETS-Industrie, die einen Großteil der Emissionen im Nicht-ETS-Bereich ausmachen:

- Option 1: die Ausweitung des EU-ETS auf weitere Sektoren auf europäischer Ebene (Zielmodell),

- Option 2: die nationale Integration – „Opt-in“ – von Nicht-ETS-Sektoren in den EU-ETS,
- Option 3: die Schaffung eines (oder mehrerer) separaten, europäischen Emissionshandelssysteme für Nicht-ETS-Wirtschaftssektoren, aber getrennt vom bestehenden EU-ETS.

Die beiden ersten Optionen sind in der bestehenden europäischen Regulierung für das EU-ETS bereits enthalten. Hierbei handelt es sich nicht nur um theoretische Überlegungen, sondern beide Optionen sind in der Vergangenheit – wenn auch in überschaubarem Rahmen – bereits zur Anwendung gekommen. So sind 2013 der Aluminiumsektor und Teile des Chemiesektors in den EU-ETS aufgenommen worden. Auch nationale „Opt-in“ fanden bereits statt. So haben Finnland, Schweden und Norwegen Teile ihres Wärmesektors ebenfalls in den EU-ETS eingebracht.

Die erste Option der europaweiten Erweiterung entspricht dem wissenschaftlich empfohlenen Zielmodell. Auch aus Handlungsperspektive – insbesondere mit Blick auf die Effizienz der Preisbildung und der Marktliquidität – wäre dieser Ansatz vorteilhaft. Herausforderungen bestehen allerdings hinsichtlich des politischen Konsenses bei den EU-Mitgliedsstaaten, der Komplexität bei der Umsetzung sowie daraus resultierend der vergleichsweise langen Umsetzungsdauer. Des Weiteren sind die Folgen der unterschiedlichen Vermeidungskosten und daraus resultierende Anpassungen in Energiewirtschaft und Industrie zu berücksichtigen.

Wahl der Option ist Abwägung zwischen Wünschenswertem und Machbarem

Im Fall der zweiten Option nationaler Opt-ins könnte sich schnell eine Dynamik entwickeln, bei der Mitgliedsstaaten zu ihren Ambitionen in der Klimapolitik Farbe bekennen müssten. Bei dieser Vorgehensweise stützen nationale Maßnahmen den gemeinsamen, europäischen Ansatz. Die Herausforderungen bestehen insbesondere in der nur schrittweisen und kleinteiligen Erweiterung und der deutlich steigenden Komplexität bei der Erweiterung um große Sektoren aus großen Mitgliedsstaaten. Zudem könnte der Einbezug eines Sektors in einem Land bei gleichzeitiger Zurückhaltung in einem anderen Mitgliedsstaat zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des EU-Binnenmarkts führen.

Die dritte Option eines separaten europäischen Emissionshandels für Nicht-ETS-Sektoren entspricht vergleichsweise wenig dem wissenschaftlich empfohlenen Zielmodell. Dafür ermöglicht sie politischen Handlungsspielraum, unabhängig vom bestehenden EU-ETS eine Emissionsobergrenze und einen Reduktionspfad – ggf. auch je Sektor – zu definieren, um bspw. den unterschiedlichen CO₂-Vermeidungskosten der Sektoren Rechnung zu tragen. Hier könnte der deutsche Brennstoffemissionshandel eine Blaupause sein. So ist denkbar, dass andere Länder in Europa diesem Beispiel folgen und ebenfalls separate nationale Emissionshandelssysteme einführen, die sich später multilateral zu einem ge-

Tabelle 3.2: Vergleich der Optionen für eine Einbeziehung des Verkehrs- und Wärmesektors in den europäischen Emissionshandel

	Option 1 Ausweitung EU-ETS	Option 2 „Opt-in“	Option 3 Separate(r) ETS
Erreichen der Reduktionsziele gem. EU-Effort-Sharing	keine nationalen Ziele notwendig	keine nationalen Ziele notwendig	Überführung in Reduktionspfad(e) für Zertifikatausgabe (Cap)
Sektorübergreifend einheitlich	ja	ja	nein
Preissignal	EU-ETS-Preis	EU-ETS-Preis	Eigene(r) Preis(e)
Zeitliche Umsetzbarkeit	mittelfristig	kurz- bis mittelfristig	kurz- bis mittelfristig
Herausforderung bei politischer Umsetzung	hoch	gering	mittel
Berücksichtigung unterschiedlicher Vermeidungskosten	nein	nein	ja
Anschlussfähigkeit	möglich	teilweise möglich	teilweise möglich

Quelle: eigene Darstellung basierend auf PIK, ESYS, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Lage

meinsamen, grenzüberschreitenden Emissionshandel zusammenführen ließen. Auf diesem Weg ließe sich ein europäisches Instrument schrittweise erreichen. Im besten Fall würde ein solcher Emissionshandel aber von Anfang an auf EU-Ebene eingeführt. So hat Deutschland sich ausdrücklich zum Ziel gesetzt, den nationalen Emissionshandel in ein europäisches System zu integrieren.

Ausblick – Green Deal stellt die Weichen

Fest steht, mit dem Green Deal werden die Klimaziele in Europa verschärft werden, sowohl im Emissionshandel wie auch in den nicht ins EU-ETS einbezogenen Sektoren. Die Frage ist, wie die Verschärfungen aussehen werden und welche Maßnahmen dazu – gerade auch auf EU-Ebene – ergriffen werden. Dazu hat die EU-Kommission noch keine konkreten Aussagen gemacht. Alle Optionen liegen auf dem Tisch und werden im Laufe von 2020 einem intensiven Impact Assessment unterzogen. 2021 sollen konkrete legislative Vorschläge vorgelegt werden. Deutschland kommt in dem Prozess eine wichtige Bedeutung zu, nicht nur wegen seines nationalen Brennstoffemissionshandels, der 2021 starten soll, sondern auch aufgrund der deutschen EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2020 und der Möglichkeit, dabei selbst Impulse zu setzen.

Langfristig spielt globale Anschlussfähigkeit eine große Rolle

Zudem müssen immer die langfristigen Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens im Blick behalten werden. Das heißt konkret, dass Klimaschutzinstrumente wie der Emissionshandel langfristig auch im globalen Kontext gedacht werden müssen. Themen wie globale Anschlussfähigkeit sollten daher bereits jetzt bei der Erweiterung des Instruments auf europäischer Ebene mitgedacht werden.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Das deutsche Klimaschutzpaket
- 4.3 Was bedeutet der European Green Deal für Deutschland?
- 4.4 Kohleausstieg in Deutschland
- 4.5 Klimafreundliche Gase – eine wichtige Säule der zukünftigen Energieversorgung



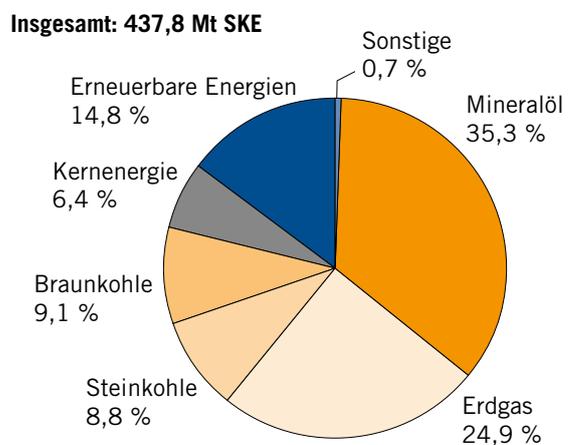
4.1 Zahlen & Fakten

- **Deutschlands Energieverbrauch ist im Jahr 2019 so niedrig wie zuletzt Anfang der 1970er Jahre**
- **Energieeffizienz: Pro Einheit BIP ist der Energieverbrauch in Deutschland halb so hoch wie im weltweiten Durchschnitt**
- **72 % des Energieverbrauchs wird durch Importe gedeckt, hierbei ist Russland der wichtigste Energierohstofflieferant**
- **42,5 % des Strombedarf wurde durch erneuerbare Energien gedeckt, sechsfach so viel wie im Jahr 2000**

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

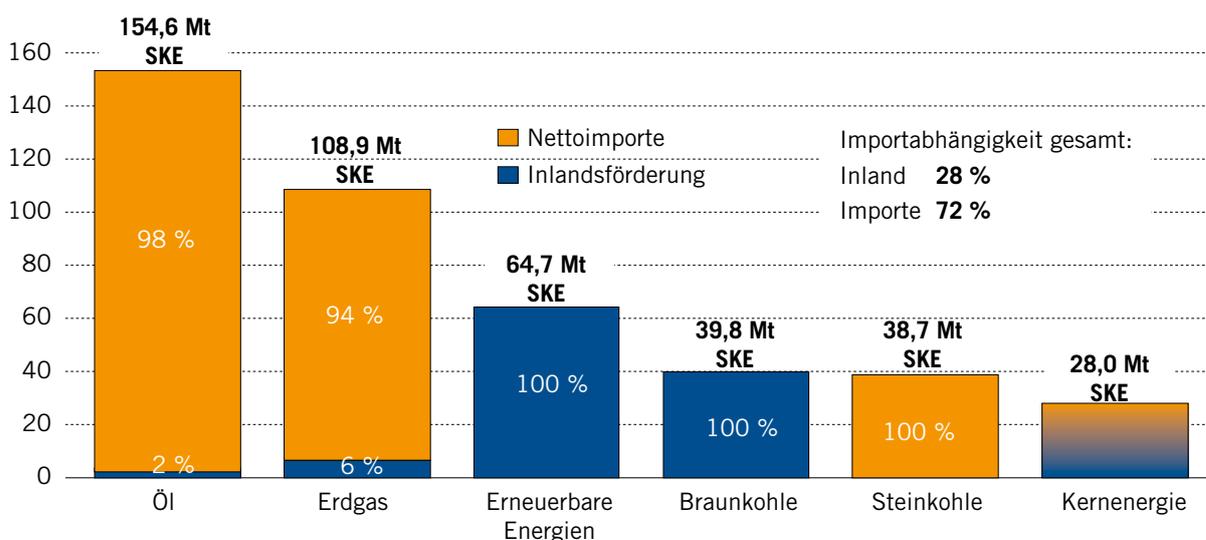
Im Jahr 2019 wurden in Deutschland 437,8 Mio. t SKE Energie entsprechend 302 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2018: 447,0 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Energieverbrauch in Deutschland 2019 um 2,1 % verringert. Die fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz, die abgeschwächte wirtschaftliche Entwicklung vor allem der energieintensiven Industrie sowie Veränderungen im Energiemix sind nach den Berechnungen und Erhebungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für den Verbrauchsrückgang im Jahr 2019 verantwortlich. Verbrauchssteigernde Effekte gingen von der im Vergleich zu 2018 etwas kühleren Witterung und von dem leichten Bevölkerungsanstieg von 83,0 Mio. Ende 2018 auf 83,2 Mio. Ende 2019 aus. Die verbrauchssenkenden Faktoren überwogen allerdings die Wirkung der verbrauchssteigernden Impulse. Das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt hat 2019 um 0,6 % zugenommen. Der

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2019



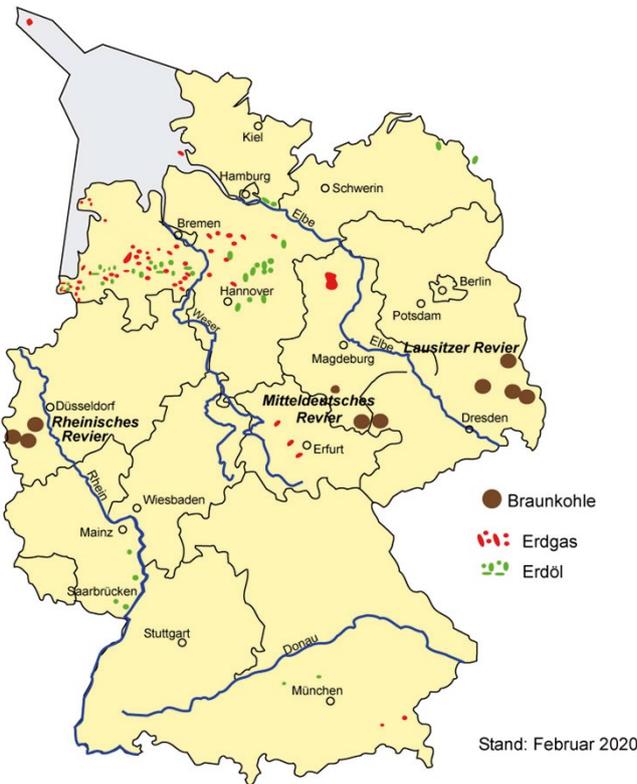
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen März 2020

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2019



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2020 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandels saldo Strom, von 3,1 Mt SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 437,8 Mt SKE.

Abbildung 4.3: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Fläche des Landes:
357.000 km²

Bevölkerung: 83 Millionen

Bruttoinlandsprodukt 2019:
3.436 Mrd. €

**Ranking nach globaler
Wirtschaftsleistung:**
Nr. 4 hinter USA, China und Japan

Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Primärenergieverbrauch pro Einwohner lag 2019 bei 5,27 t SKE. Das entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 127 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt (BIP). Im weltweiten Durchschnitt ist diese Kennziffer doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2019 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als Primärenergieverbrauch pro Einheit BIP (preisbereinigt) – in Deutschland um 43 % verbessert. Wandel der Wirtschaftsstruktur und Steigerung der Energieeffizienz sind die wesentlichen Erklärungen für die verzeichnete Entkoppelung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch.

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist Deutschland in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 94 % und bei Steinkohle 100 %. Er-

neuerbare Energien und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

➤ **Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird**

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2019 zu 28 % durch heimische Energien. Von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland in Höhe von 122,2 Mio. t SKE entfielen 2019 rund 65,0 Mio. t SKE auf erneuerbare Energien. Es folgt Braunkohle mit 40,6 Mio. t SKE. Die inländische Gewinnung an Erdgas belief sich 2019 auf 6,6 Mio. t SKE, an Mineralöl auf 2,8 Mio. t SKE sowie an sonstigen Energien, wie zum Beispiel den nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,2 Mio. t SKE.

Importierte Energien decken 72 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Die bedeutendsten Energie-Rohstofflieferanten der Bundesrepublik Deutschland waren 2019 Russland, Norwegen, Großbritannien, USA, Libyen, Niederlande, Kasachstan und Nigeria. Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Aus Norwegen bezieht Deutschland Erdöl und Erdgas, aus den USA Steinkohle und Erdöl, aus den Niederlanden Erdgas. Aus Großbritannien, Libyen, Kasachstan und Nigeria wird Erdöl importiert. Australien und Kolumbien waren 2019 – nach Russland und USA – die wichtigsten Steinkohlelieferanten.

➤ **Russland steht bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle auf Platz 1 der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten**

Die Devisenrechnung für die Energieimporte hat von 96,5 Mrd. € im Jahr 2018 um 2,2 Mrd. € auf 94,3 Mrd. € im Jahr 2019 abgenommen. Damit entsprechen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 8,5 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik Deutschland, der sich 2019 auf 1.104,1 Mrd. € belief. Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern hat sich 2019 – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von 68,6 Mrd. € im Jahr 2018 um 4,6 Mrd. € entsprechend 6,7 % auf 64,0 Mrd. € vermindert. Dieser Rückgang erklärt sich vor allem durch die Entwicklung bei Erdöl und Erdgas. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 45,9 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2018: 47,3 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 15,7 Mrd. € (2018: 18,0 Mrd. €). Auf Kohle entfielen 4,1 Mrd. € (2018: 5,0 Mrd. €) und auf Uran – 0,2 Mrd. € (2018: 0,1 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,6 Mrd. € (2018: 1,9 Mrd. €).

Strom

2019 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 604,1 TWh. Davon entfielen 91 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 9 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 29,8 TWh ermittelt sich für 2019 eine Netto-Stromerzeugung

von 574,3 TWh. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2019 folgendes Bild: Erneuerbare Energien 40,1 %, Braunkohle 18,8 %, Erdgas 15,1 %, Steinkohle 9,5 %, Kernenergie 12,4 %, sowie Heizöl und sonstige Energien 4,1 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich Ende 2019 auf rund 218 GW (netto). Mit 124 GW entfielen 57 % auf erneuerbare Energien. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 29,7 GW auf Erdgas, mit 23,0 GW auf Steinkohle, mit 21,0 GW auf Braunkohle, mit 9,5 GW auf Kernenergie und mit 4,3 GW auf Öl. Des Weiteren trugen übrige Energien (konventionelle Energien) mit 6,4 GW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Bereich der allgemeinen Versorgung inzwischen zweieinhalb Mal so groß wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2019 rund 39,6 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2019 auf 74,5 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromeinfuhren um 25,7 %. Die Stromausfuhren sanken um 9,9 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2019 auf 34,9 TWh gegenüber 51,2 TWh im Jahr 2018. Wichtigster Grund für diese Entwicklung ist der Rückgang der Erdgaspreise, der zu einer verstärkten Inanspruchnahme von Gaskraftwerken in den Nachbarstaaten Deutschlands geführt hatte.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wird insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt: den politisch geförderten Ausbau der erneuerbaren Energien, den 2011 beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, die Kosten bzw. Preise für Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie die CO₂-Preise. Im Vergleich zum Jahr 2018 hat sich insbesondere die Stromerzeugung aus Steinkohle und Braunkohle vermindert, während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus Erdgas zunahm. Die Stromerzeugung aus Kernenergie blieb praktisch konstant. Die zum 31. Dezember 2019 erfolgte Stilllegung des Kraftwerks Philippsburg 2 wird sich erst in den Erzeugungszahlen ab 2020 auswirken.

In den kommenden Jahren ist mit einem weiteren deutlichen Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle und aus Kernenergie zu rechnen. Mit dem dreizehnten Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 war geregelt worden, dass bis Ende 2022 schrittweise vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland verzichtet wird. Am 29. Januar 2020 hat das Bun-

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Energieträger	Netto-Leistung Ende 2018	Netto-Leistung Ende 2019 ¹⁾
	MW	MW
Braunkohle	21.033	21.033 ²⁾
Kernenergie	9.515	9.515
Steinkohle	24.462	23.029
Erdgas	29.767	29.721 ²⁾
Mineralölprodukte	4.433	4.321 ²⁾
Erneuerbare Energien, davon:	117.908	124.010
Windkraft onshore	52.447	53.315
Windkraft offshore	6.396	7.503
Lauf- und Speicherwasser	5.615	5.623
Photovoltaik	45.181	49.125
Biomasse	8.230	8.405
Geothermie	39	39
Übrige konventionelle Energien	6.440	6.440
Insgesamt³⁾	213.558	218.069

1) vorläufige Angaben

2) davon in Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft 2.730 MW; davon in Netzreserve Steinkohle 2.308 MW, Erdgas 3.009 MW, Mineralöl 1.613 MW (Stand: 31.12.2019)

3) ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher usw.)

Stand: Februar 2019

Quelle: BDEW

deskabinetts das „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ beschlossen. Dieses Gesetz sieht eine schrittweise Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2038 vor.

2019 erreichte der Brutto-Inlandsstromverbrauch 569,2 TWh nach 584,4 TWh im Jahr 2018. Der Netto-Stromverbrauch von 511,6 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2019 mit 45,7 % auf die Industrie, mit 24,6 % auf private Haushalte, mit 27,4 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2,3 % auf den Verkehr.

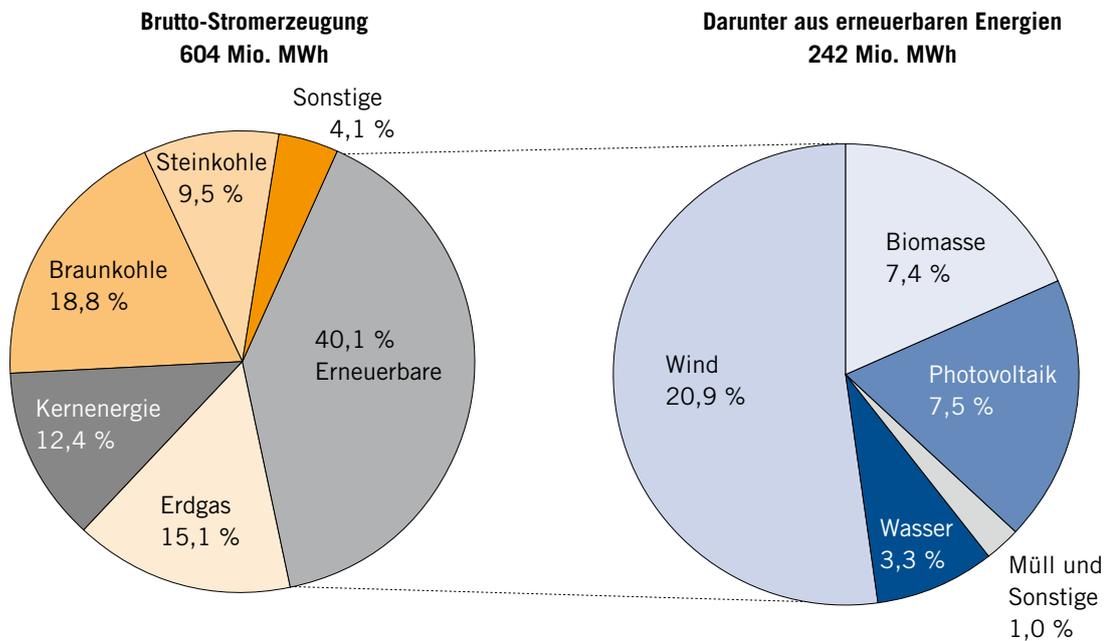
Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2019 mit 242,0 TWh (2018: 223,3 TWh) entsprechend 40,1 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2018: 35,1 %). Es entfielen auf die Windenergie 126,1 TWh (2018: 110,4 TWh), auf die Photovoltaik 45,3 TWh (2018: 44,0 TWh), auf die Biomasse 44,5 TWh (2018: 44,6 TWh), auf die Wasserkraft 20,1 TWh (2018: 17,9 TWh), auf Müll (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 5,7 TWh (2018: 6,2 TWh) und auf Geothermie 0,2 TWh (2018: 0,2 TWh). Insgesamt nahm die Stromerzeugung

aus erneuerbaren Energien 2019 um 8,4 % gegenüber 2018 zu.

Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2019 in Deutschland 325 Windenergieanlagen an Land (WEA) mit einer Leistung von 1.078 MW neu errichtet. Dieser Bruttozubau, der den Vergleichswert des Vorjahres um 55 % unterschreitet, enthält gemäß den erhobenen Daten 50 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 155 MW; unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Im Jahr 2019 wurden 82 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 97 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2019 ein Netto-Zubau von 243 WEA mit 981 MW. Zum 31. Dezember 2019 stieg der kumulierte Anlagenbestand auf 29.456 WEA mit zusammen 53.912 MW. Dies entspricht einem Anstieg der kumulierten Leistung um 2 % gegenüber dem vergleichbaren Vorjahresstand. Die durchschnittliche im Jahr 2019 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 3.317 kW, einen Rotordurchmesser von 119 m und eine Nabenhöhe von 133 m. Die Stromerzeugungsmenge (brutto) aus Wind-Onshore-Anlagen ist aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr günstigeren Windverhältnisse um 11,6 % im Vergleich zu 2018 und damit stärker als der Anlagenbestand gestiegen.

Abbildung 4.4: Energiemix in der Stromerzeugung 2019



* ohne Pumpstromerzeugung

Quelle: BDEW, Februar 2020

Im Jahr 2019 speisten 160 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 1.111 MW erstmalig in das Netz ein. Zusätzlich zu den bereits einspeisenden Anlagen wurden im Jahresverlauf 16 weitere OWEA mit einer Leistung von 112 MW vollständig errichtet, die jedoch zum 31. Dezember 2019 noch nicht ins Netz eingespeist haben. Damit hat sich die Zahl der insgesamt ins Netz einspeisenden OWEA nach Angaben der Deutsche Windguard GmbH zum Jahresende 2019 auf 1.469 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 7.516 MW erhöht. Von der Gesamtleistung mit Netzeinspeisung zum 31.12.2019 entfielen 1.237 Anlagen mit 6.440 MW auf die Nordsee und 232 Anlagen mit 1.076 MW auf die Ostsee. Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 5.117 kW. Die installierte Leistung der OWEA, die 2019 erstmals ins Netz eingespeist haben, beträgt im Durchschnitt 6.942 kW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser dieser neuen Anlagen wird mit 155 m angegeben. Die durchschnittliche Nabenhöhe der 2019 zugebauten Anlagen liegt bei 104 m. Die 2019 in Betrieb genommenen Anlagen befinden sich im Mittel in einer Wassertiefe von 36 m und stehen im Durchschnitt 88 km von der Küste entfernt. Die Stromerzeugungsmenge aus Wind-Offshore-Anlagen ist 2019 um 26,7 % im Vergleich zu 2018 gestiegen.

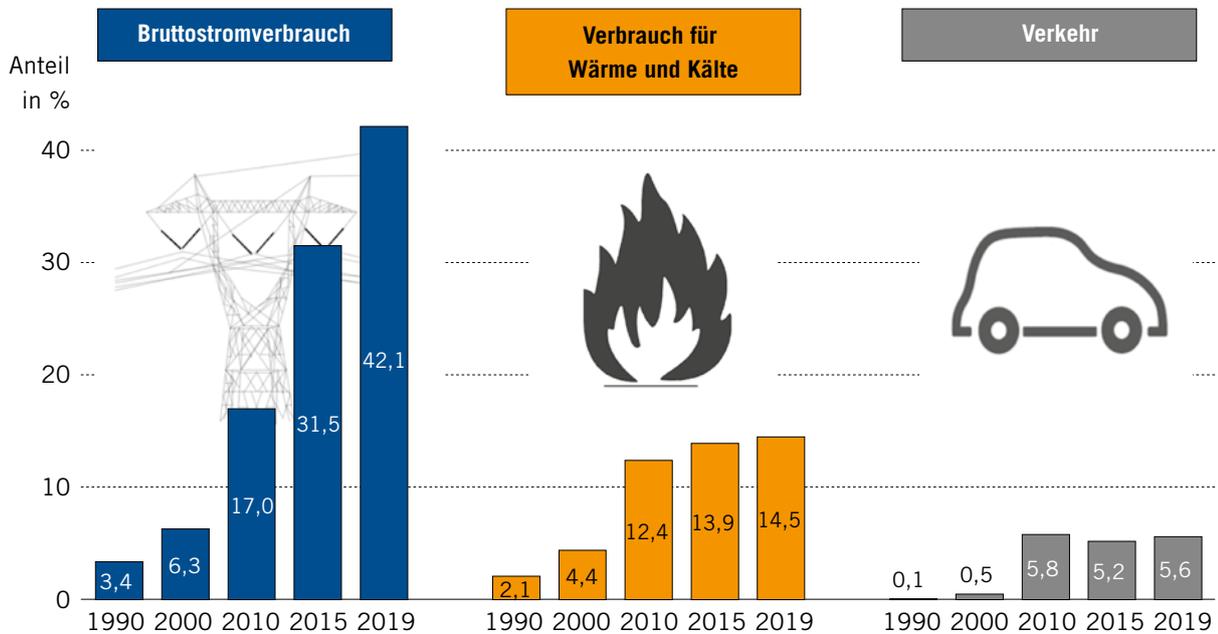
Die installierte Leistung der Photovoltaik (netto) hat sich auf 49.125 MW zum Jahresende 2019 erhöht. Die vergleichbare Leistung zum 31.12.2018 hatte 45.181 MW betragen. Der fortgesetzte Zubau an Anlagen hat sich positiv auf die PV-Stromerzeugung ausgewirkt. Die Entwicklung wurde allerdings durch die im Vergleich zu 2018 geringere Zahl an Sonnenstunden gedämpft. Im Ergebnis hat die Stromerzeugung aus PV-Anlagen 2019 um 3,0 % im Vergleich zum Vorjahr zugenommen.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft, die wegen der großen Trockenheit 2018 sehr gering ausgefallen war, hat sich 2019 um 12,3 % erhöht. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist weitgehend konstant geblieben.

➤ Auf Windanlagen entfällt die Hälfte der insgesamt in Deutschland auf Basis erneuerbarer Energien installierten Stromerzeugungskapazität

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende

Abbildung 4.5: Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland nach Sektoren in %



Quelle: AGEE-Stat, Stand März 2020

2019 gemäß Angaben des BDEW auf 124.010 MW. Damit waren Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien zu 57 % an der in Deutschland insgesamt installierten Erzeugungskapazität beteiligt. Davon entfielen 28 Prozentpunkte auf Windenergie und 23 Prozentpunkte auf Solaranlagen.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen wurden für 2019 auf 212 TWh (2018: 196 TWh) geschätzt. Die EEG-Vergütungsansprüche beliefen sich im Jahr 2019 auf 33,16 Mrd. € (2018: 31,47 Mrd. €). Die EEG-Differenzkosten, also die Gesamtvergütungsansprüche abzüglich der Börsenerlöse und der vermiedenen Netzentgelte, werden für 2019 mit 26,73 Mrd. € beziffert (2018: 27,07 Mrd. €). Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2018 auf 6,792 ct/kWh und 2019 auf 6,405 ct/kWh belaufen hatte, ist für 2020 auf 6,756 ct/kWh angehoben worden.

Über das EEG wird nicht der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien gefördert. Beispielsweise sind große Wasserkraftanlagen und konventionelle Kraftwerke, die Biomasse mitverbrennen, nicht vergütungsberechtigt. Ferner ist der als regenerativ definierte Strom aus Abfall nicht vom EEG erfasst. Auch der selbst verbrauchte

Strom aus solarer Strahlungsenergie ist ohne EEG-Vergütungsanspruch. Die vom EEG vergüteten Strommengen sind deshalb nur ein Teil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Der Endenergieverbrauch für Wärme aus erneuerbaren Energien betrug im Jahr 2019 rund 176,4 TWh. Damit waren erneuerbare Energien am gesamten Endenergieverbrauch Wärme 2019 mit 14,5 % beteiligt (2018: 14,3 %). Der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor belief sich 2019 auf 36,9 TWh. Das entsprach einem Anteil von unverändert 5,6 % am gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2019 (2018) auf 86,0 (85,2) Mt. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 42,0 (40,3) Mt zur Bedarfsdeckung bei. Die inländische Rohölförderung verminderte sich von 2,1 Mio. t im Jahr 2018 auf 1,9 Mio. t im Jahr 2019.

2019 wurde Deutschland aus insgesamt 29 Staaten mit Rohöl versorgt. Bedeutendster Lieferant mit einem Anteil von 31,5 % ist Russland. In der Rangliste der wichtigsten Lieferländer folgen Großbritannien, Norwegen, Libyen, Kasachstan, USA und Nigeria. Die Rohöleinfuhren stammten 2019 zu 23,2 % aus norwegischen und britischen Nordseequellen. Der OPEC-Anteil betrug 23,7 %.

In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 102,6 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2019 erreichte die Raffinerieauslastung 84,8 %.

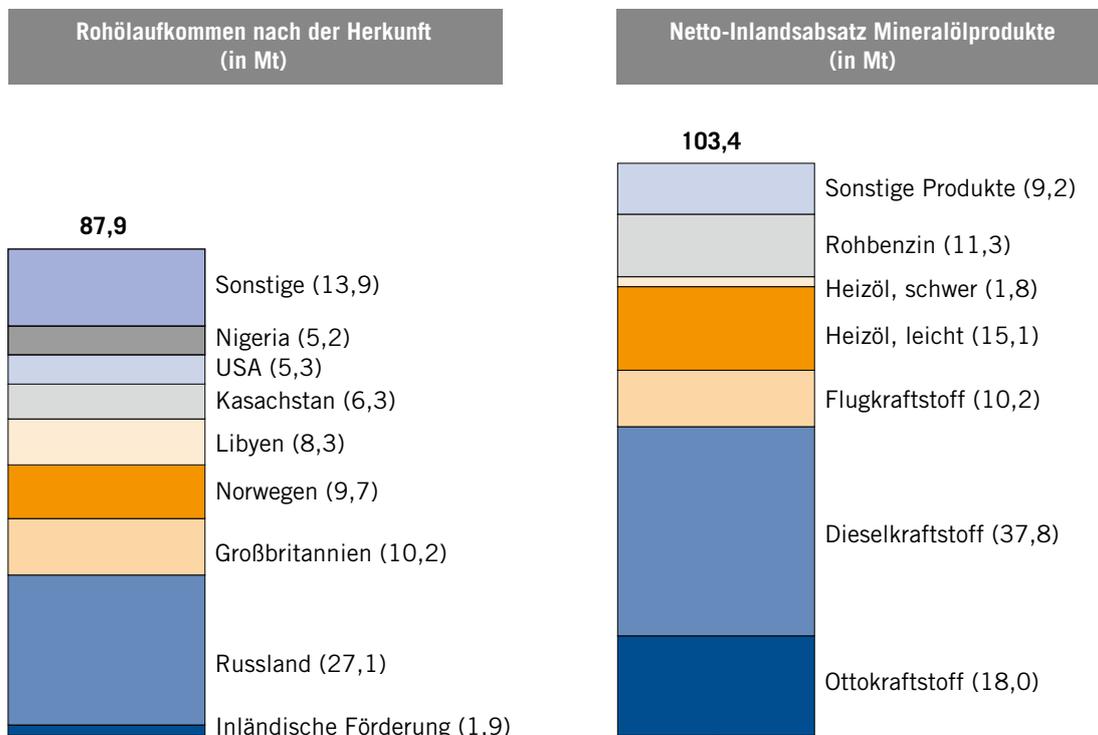
Der Netto-Inlandsabsatz an Mineralölprodukten betrug 2019 nach Angaben des BAFA rund 103,4 Mio. t (2018: 101,5 Mio. t). Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,0 Mio. t; Diesellokraftstoff: 37,8 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (15,1 Mio. t), Flugkraftstoff (10,2 Mio. t), Rohbenzin (11,3 Mio. t) und schweres Heizöl (1,8 Mio. t).

Die USA haben sich 2019 zum sechswichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands entwickelt

Der Absatz an Ottokraftstoff hat 2019 um 1,0 % im Vergleich zu 2018 zugenommen. Die Nachfrage nach Diesellokraftstoff hat sich ebenfalls leicht erhöht, und zwar um 2,2 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Absatz von leichtem Heizöl ist 2019 im Vergleich zum Vorjahr vor allem aufgrund eines Aufbaus der Lagerbestände bei den Verbrauchern um 14,1 % gestiegen. Der Absatz an Flugturbinenkraftstoff ist 2019 mit 10,2 Mio. t praktisch konstant geblieben. Rohbenzin und schweres Heizöl haben Absatzinbußen um 1,5 % bzw. 2,3 % verzeichnet.

Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2019 wie folgt dar: Knapp zwei Drittel entfallen auf den Verkehrssektor. Das verbleibende Drittel verteilt sich auf die Industrie sowie den

Abbildung 4.6: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2019



Anmerkung: Der Inlandsabsatz wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten.

Quelle: BAFA, März 2020

Sektor Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken ist gering.

Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2019 (2018) rund 982,1 (951,2) TWh. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch (HuK) entfielen 42 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2019 hatten knapp 50 % aller Wohnungen in Deutschland eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 38 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 20 % aus. Wichtigste Ursachen für den 2019 verzeichneten Verbrauchsanstieg um insgesamt 3,2 % im Vergleich zum Vorjahr war der vergrößerte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung – begünstigt durch den Rückgang der Erdgaspreise und die Erhöhung der Notierungen für CO₂-Zertifikate.

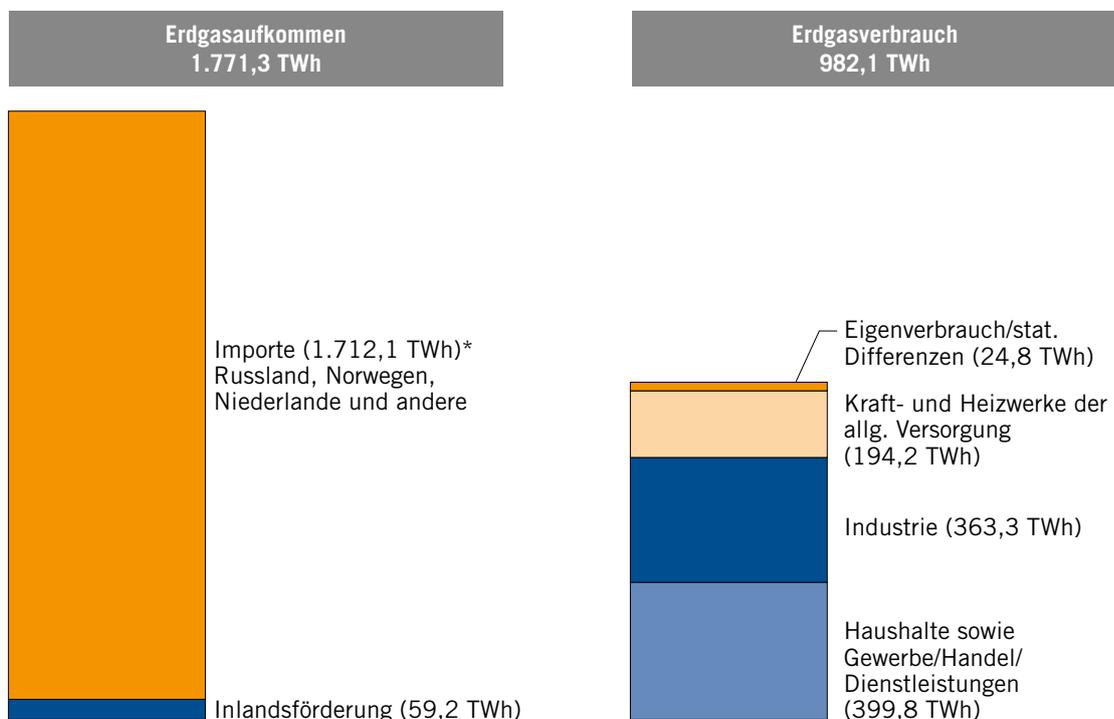
Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. Über 90 % des Erdgasbedarfs werden durch Im-

porte gedeckt. Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden. Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europäischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und damit auch deutschen Markt.

➤ **Über 90 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Wichtigster Lieferant ist Russland, gefolgt von Norwegen und den Niederlanden**

Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 500 000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur

Abbildung 4.7: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2019



* einschließlich Transite

Quelle: BDEW, März 2020

gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die eingespeicherten Erdgasmengen entsprechen etwa einem Viertel der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der EU.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2019 rund 131,3 Mio. t Braunkohle – entsprechend 40,6 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,025 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2019 auf drei Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden und das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig. 2019 entfielen von der Gesamtförderung 49,4 % auf das Rheinland, 39,6 % auf die Lausitz, 11,0 % auf Mitteldeutschland.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2019 wurden 115,0 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 88 % der gesamten Inlandsgewinnung.

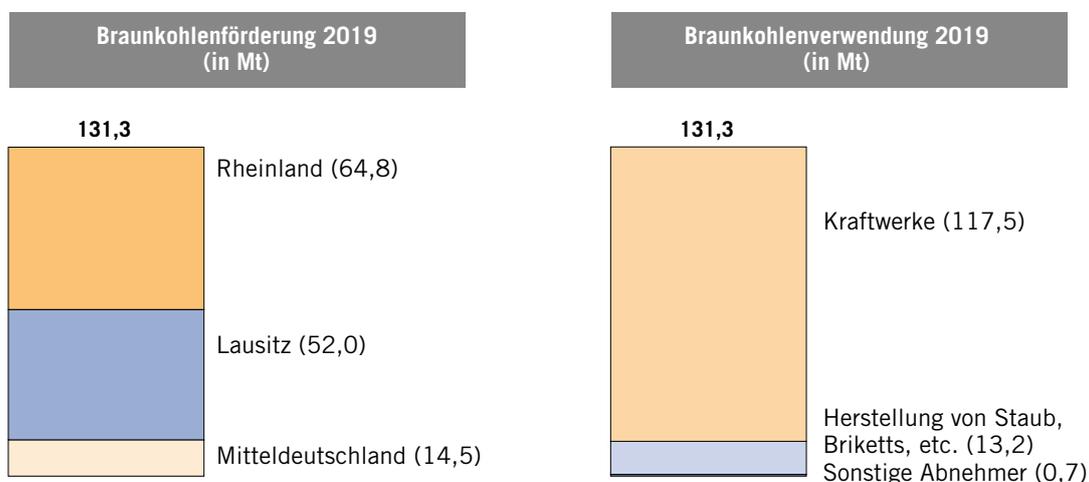
Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2019 wurden 13,2 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 2,5 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,0 Mio. t marktgängige Produkte, wie Brikkett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Der Absatz an sonstige Abnehmer betrug 0,7 Mio. t.

Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2019 auf 113,9 TWh (2018: 145,6 TWh). Sie verteilte sich 2019 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen: 52,0 TWh, Brandenburg: 30,0 TWh, Sachsen: 28,0 TWh und Sachsen-Anhalt: 4,0 TWh.

Ende Januar 2019 hatte die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) der Bundesregierung ihren Schlussbericht mit Empfehlungen zur schrittweisen Reduzierung und schließlich Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland vorgelegt. Auf der Basis dieser Empfehlungen hat die Bundesregierung am 29. Januar 2020 das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze („Kohleausstiegsgesetz“)

Abbildung 4.8: Braunkohlenförderung und deren Verwendung in Deutschland 2019



Quelle: DEBRIV

beschlossen. Das Gesetzgebungsverfahren, das im ersten Halbjahr 2020 abgeschlossen werden soll, sieht unter anderem einen konkreten Stilllegungspfad für die in Deutschland bestehenden Braunkohlenkraftwerksblöcke, Regelungen zur Entschädigung sowie weitere Regelungen zur Umsetzung vor. Dazu gehören Regelungen zur Löschung freiwerdender CO₂-Zertifikate, zur Kompensation für Stromverbraucher im Fall eines Strompreisanstiegs durch den Kohleausstieg und die Zahlung eines Anpassungsgeldes an ältere Beschäftigte im Kohlesektor zur Erleichterung des Übergangs in den vorzeitigen Ruhestand sowie zur Verlängerung und Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Die konkret geplanten Stilllegungszeitpunkte für die einzelnen Braunkohlenblöcke sind in Anlage 2 zu § 42 und 43 des Gesetzentwurfs ausgewiesen.

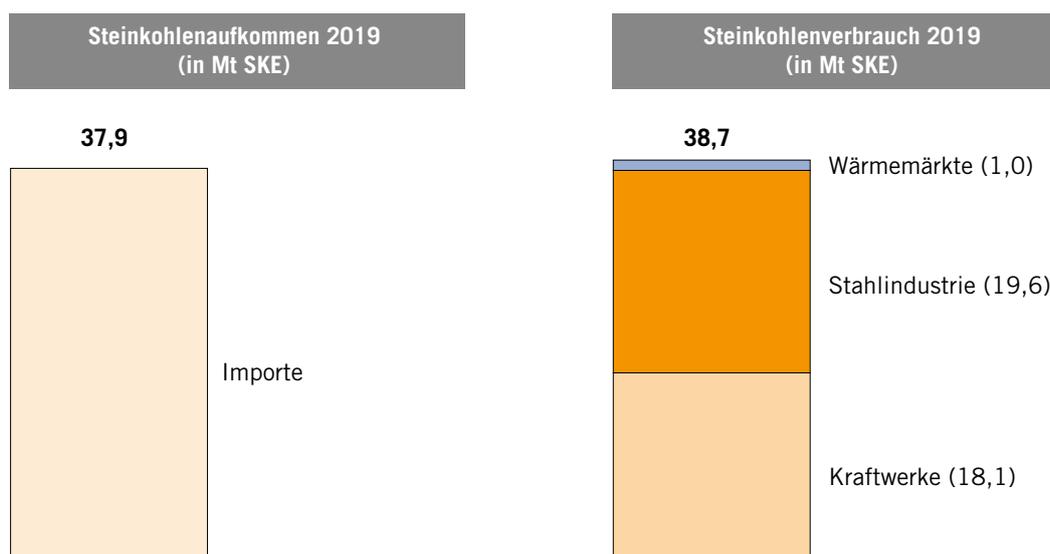
Steinkohle

Im Jahr 2019 betrug das Aufkommen an Steinkohle nach vorläufigen Berechnungen rd. 37,9 Mio. t SKE und unterschritt damit das Vorjahresniveau von 47,1 Mio. t SKE um 19,5 %. Nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 wurde das Aufkommen ausschließlich durch Importe erbracht. Die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Briketts, Koks in Kohle umgerechnet) sind 2019 deutlich gegen-

über dem Vorjahr gesunken, und zwar um 14,6 % auf 37,9 Mio. t SKE.

Die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern stellte sich 2019 wie folgt dar: Von den gesamten Importen entfielen 67 % auf Kraftwerkskohle, 26 % auf Koks Kohle sowie 7 % auf Anthrazit, Briketts und Koks (Koks in Kohle umgerechnet). Russland baute 2019 seine Position als größter Steinkohlenlieferant für Deutschland auf 47 % aus. Mit einem Anteil von 21 % blieben die Vereinigten Staaten die zweitwichtigste Provenienz. Während die Importe aus Russland 2019 praktisch auf dem Vorjahresniveau stagnierten, verringerten sich die Einfuhrmengen aus den USA um etwa 15 %. Auch die Importe aus den weiteren bedeutenden Lieferländern waren durchweg rückläufig. Am stärksten sanken die Importe aus Kolumbien, Südafrika, Kanada, und auch Australien musste Einbußen hinnehmen. Diese vier Lieferländer kamen 2019 zusammen auf einen Anteil von 21 % am deutschen Importvolumen an Steinkohlen. In der sektoralen Aufteilung dominierte Russland bei Kraftwerkskohle mit einem Anteil von 60 %. Wichtigster Lieferant für Koks Kohle war Australien mit einem Anteil von 42 %.

Abbildung 4.9: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2019



* Differenz zwischen Aufkommen und Verbrauch erklärt sich durch Bestandsveränderungen.

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.; Stand: März 2020

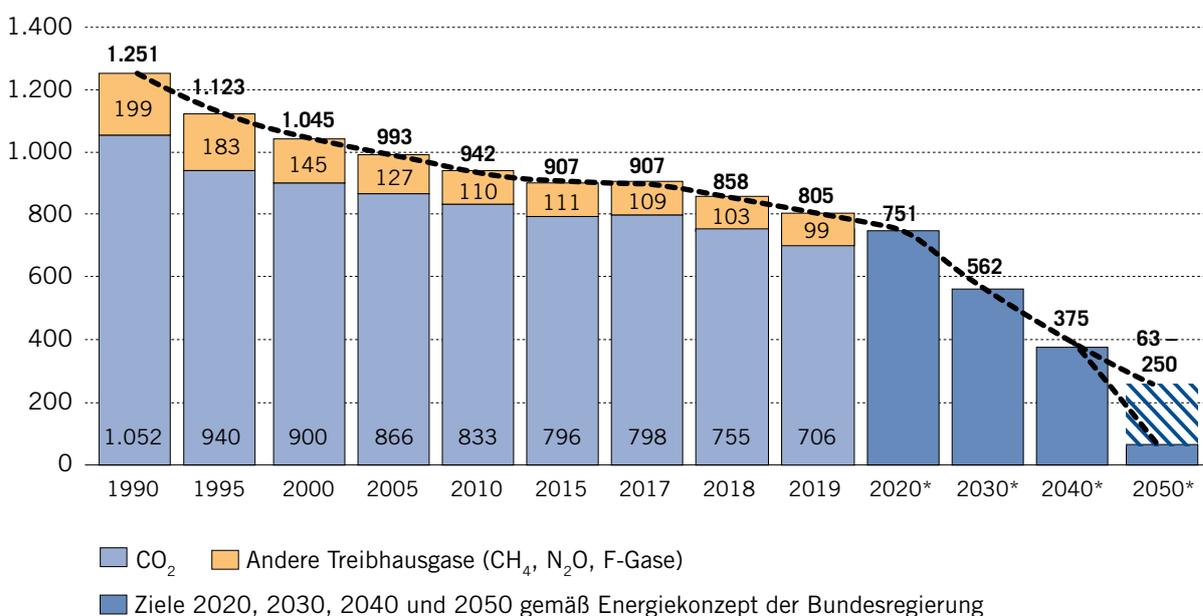
Russland baute 2019 mit einem Anteil von 47 % seine Position als bedeutendstes Lieferland weiter aus; mit einem Anteil von 21 % blieben die USA die zweitwichtigste Provenienz

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Steinkohleneinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung verminderte sich 2019 um ein Drittel im Vergleich zum Vorjahr auf 18,1 Mio. t SKE. Wichtigste Gründe waren der Rückgang der Erdgaspreise, der Anstieg der Notierungen für CO₂-Zertifikate und der fortgesetzte Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung. Der Anteil des Steinkohleneinsatzes in der Kraftwerkswirtschaft betrug 2019 nur noch 47 % des gesamten Primärenergieverbrauchs an Steinkohle und war damit geringer als in der inländischen Stahlindustrie.
- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie verringerte sich 2019 um 3,9 % auf 19,6 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Rückgang der Erzeugung von Roheisen als Vorprodukt von Rohstahl um 4,4 % auf 26,1 Mio. t zurückzuführen. Damit hatte die Stahlindustrie einen Anteil von 51 % am Primärenergieverbrauch von Steinkohle.
- Wärmemarkt: Der Verbrauch im Wärmemarkt (Gießereien, Fernheizkraftwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) verringerte sich 2019 um 9,1 % auf rd. 1,0 Mio. t SKE.

Gemäß dem von der Bundesregierung am 29. Januar 2020 beschlossenen „Kohleausstiegsgesetz“ sollen Steinkohlekraftwerke „im Zeitraum bis 2026 über Ausschreibungsverfahren stillgelegt werden, wofür die jeweiligen Betreiber finanziell kompensiert werden. Als Anreiz für frühzeitige Stilllegungen werden die jeweiligen Höchstpreise degressiv ausgestaltet. Wird der festgelegte Ausstiegspfad bis 2024 dennoch nicht erreicht, werden Kraftwerke flankierend per Gesetz stillgelegt. Ebenso wird für die Stilllegungen verfahren, die ab 2027 bis zum Ab-

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2019 und Ziele bis 2050 in Mt CO₂-Äquivalenten



* Minderung um 40 % bis 2020, um 55 % bis 2030, um 70 % bis 2040 und um 80 bis 95 % bis 2050 – jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990–2018, EU-Submission, Januar 2020 sowie Umweltbundesamt, Pressemitteilung 11/2020 vom 16.03.2020

schlussdatum vorzunehmen sein werden, dann aber ohne eine finanzielle Entschädigung.“

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland haben 2019 – einschließlich Industrieprozesse und Landwirtschaft – nach Ermittlungen des Umweltbundesamtes 705,6 Mt betragen. Das entspricht im Vergleich zu 2018 einem Rückgang um rund 50 Mio. t entsprechend 6,6 %. Wichtigste

Ursache für diese Reduktion war der Rückgang der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. Im Zeitraum 1990 bis 2019 sanken die nicht-temperaturbereinigten Gesamtemissionen an CO₂ um 346,7 Mio. t entsprechend 32,9 %. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u.a. Methan – haben sich von 1.251,5 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 um 35,7 % auf 804,6 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert.

Tabelle 4.2: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2019

	1990	2000	2005	2010	2018	2019
Treibhausgas-Emissionen						
	Mt CO₂-Äquivalente					
Kohlendioxid (CO ₂)	1.052,3	899,8	866,4	832,7	755,4	705,6
Methan (CH ₄)	121,2	88,6	69,4	59,2	52,6	50,2
Lachgas (N ₂ O)	64,6	43,0	43,3	36,2	35,5	34,3
F-Gase	13,4	13,3	14,1	14,2	14,9	14,5
Gesamtemissionen an THG	1.251,5	1.044,7	993,2	942,3	858,4	804,6
Kohlendioxid-Emissionen						
	Mt					
Energie	989,5	839,5	811,8	784,4	704,1	655,9
<i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>	<i>985,6</i>	<i>836,5</i>	<i>808,9</i>	<i>781,8</i>	<i>702,1</i>	<i>653,9</i>
Mineralöle	319,0	317,1	288,2	259,8	244,2	248,4
Erdgas u. Grubengas	114,7	158,4	165,1	176,0	162,3	167,9
Steinkohlen-/Gicht-/Kokereigas	202,1	178,7	164,8	159,4	116,2	92,1
Braunkohlen	339,4	170,4	176,3	166,6	158,9	125,6
Sonstige*	10,4	11,9	14,5	20,0	20,6	19,9
<i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>	<i>3,8</i>	<i>3,0</i>	<i>3,0</i>	<i>2,6</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
Industrie	59,7	57,5	52,2	46,0	48,3	47,0
Mineralische Produkte	23,5	23,3	20,1	19,0	19,6	19,5
Chemische Industrie	8,1	8,4	8,7	8,3	5,5	5,5
Herstellung von Metall	25,1	23,5	21,1	16,4	21,2	19,9
Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen	3,0	2,3	2,2	2,3	2,0	2,1
Landwirtschaft**	3,2	2,8	2,3	2,3	2,9	2,7
Gesamtsumme Kohlendioxid	1.052,3	899,8	866,4	832,7	755,4	705,6
Treibhausgas-Emissionen***						
	Mt CO₂-Äquivalente					
Energiewirtschaft	466,2	385,3	396,9	368,1	305,1	254,3
Industrie	283,5	207,9	191,0	188,2	194,9	187,6
Gebäude	209,7	167,0	153,9	148,6	116,6	121,7
Verkehr	163,9	181,2	160,0	153,2	162,3	163,5
Landwirtschaft	89,9	74,7	70,1	69,6	69,8	68,2
Abfallwirtschaft und Sonstiges	38,3	28,6	21,3	14,6	9,7	9,3
Gesamtemissionen an THG	1.251,5	1.044,7	993,2	942,3	858,4	804,6

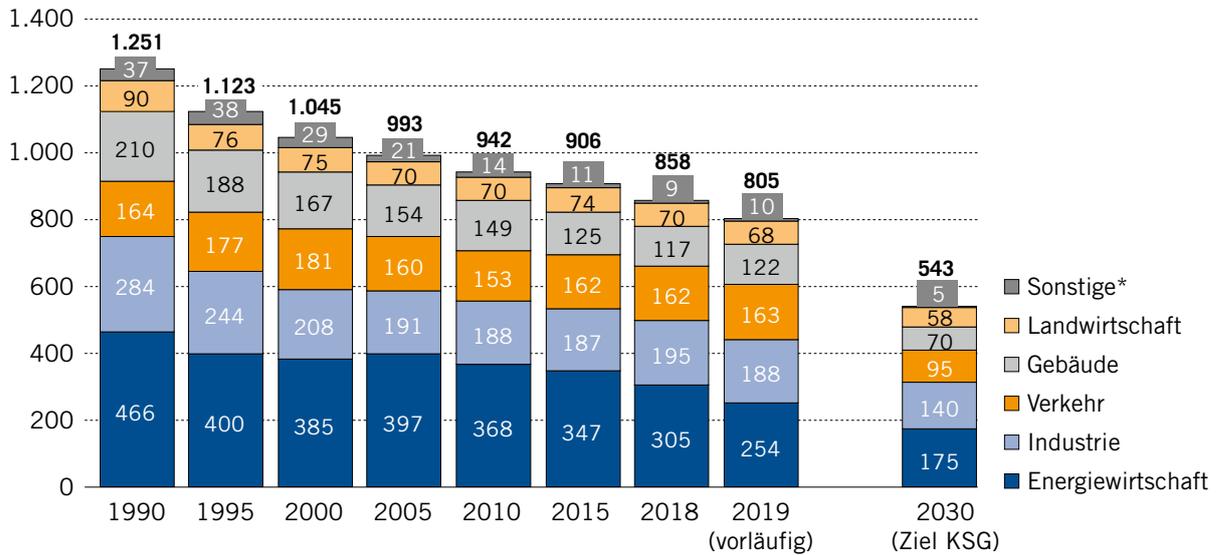
* Abfallbrennstoffe und Rauchgasentschwefelung.

** Die CO₂-Emissionen beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

*** Aufteilung nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG).

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.03.2020

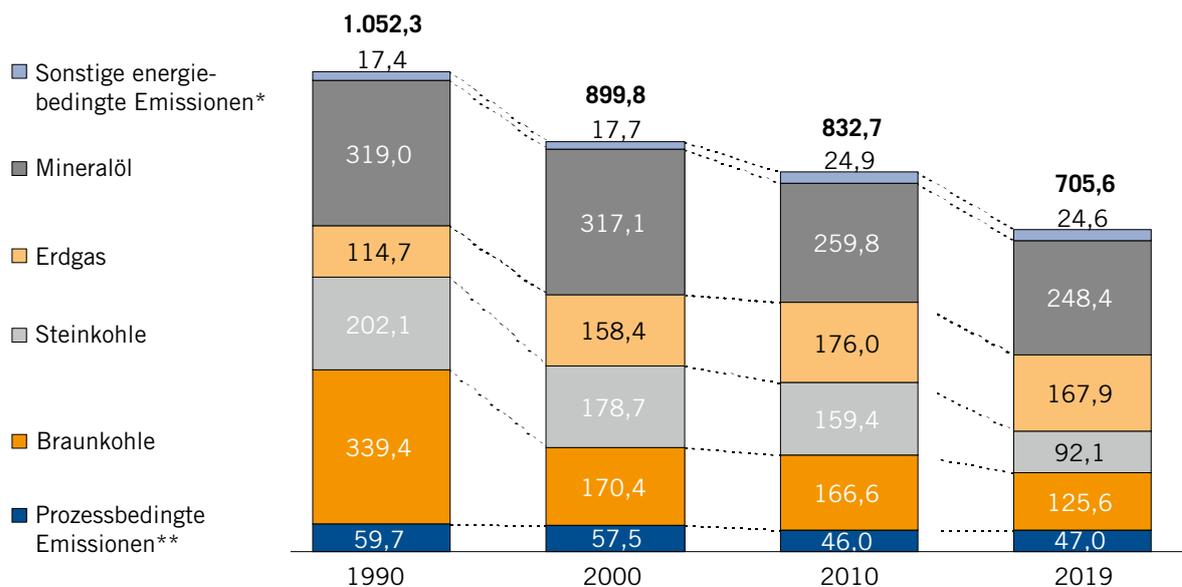
Abbildung 4.11: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2019 nach Sektoren gemäß KSG in Mt CO₂-Äquivalenten



* Abfall und fugitive Emissionen bei Brennstoffen. Der starke Emissionsrückgang lässt sich mit der Entwicklung der diffusen Emissionen bei Kohle (Grubengas), aber auch bei Gas erklären. Außerdem trägt die Abfallwirtschaft wesentlich zu den Minderungen bei. Das Deponiegas wurde gefasst und die Verbrennungskapazitäten ausgebaut.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.03.2020

Abbildung 4.12: CO₂-Emissionen nach Energieträgern in Deutschland 1990 bis 2019 in Mt



* Sonstige energiebedingte Emissionen und Landwirtschaft ** Industrieprozesse einschließlich Lösemittel/Produktverwendung und Landwirtschaft

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.03.2020

Wegen des milden Winters 2020 und insbesondere aufgrund des Sondereffekts Corona-Virus wird das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgas-Emissionen im Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 zu senken, voraussichtlich doch noch erreicht – also nicht als Folge verstärkter Bemühungen um Klimaschutz, sondern als Konsequenz des Shut Downs.

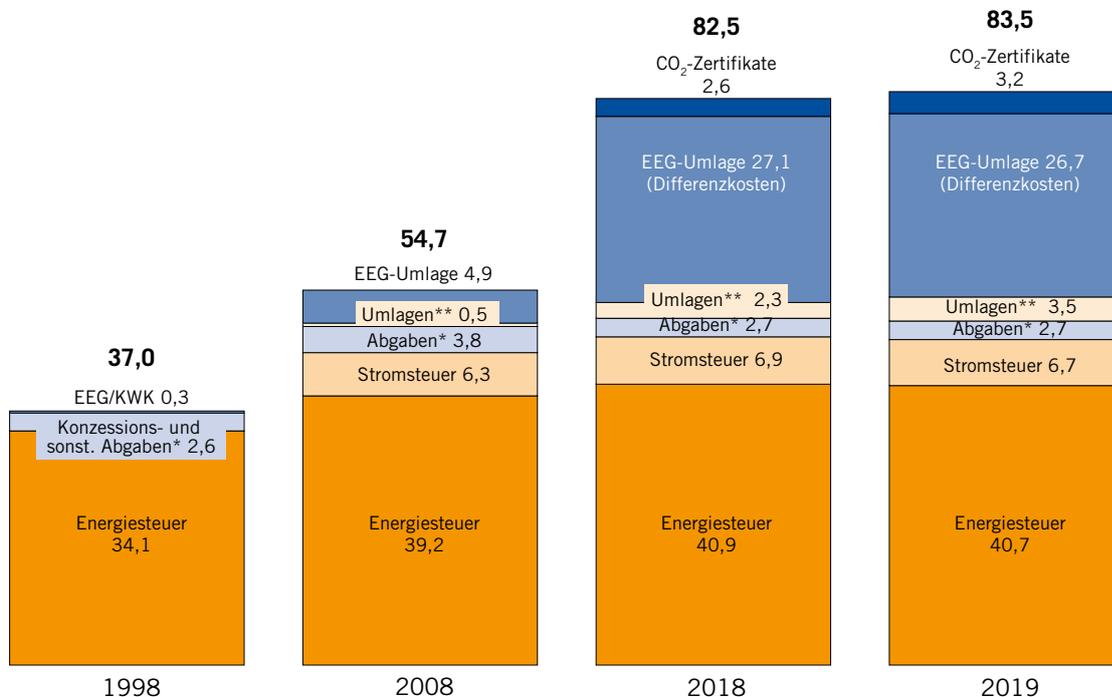
Energiesteuern und andere Belastungen

Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2019 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 47.372 Mio. € und damit 368 Mio. € weniger als 2018. Davon entfielen 2019 mit 36.719 Mio. € rund 77,5 % auf Kraftstoffe. Erdgas trug mit 2.769 Mio. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1.195 Mio. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6.689 Mio. € ermittelt worden. Das tatsächliche kas-

senmäßige Istaufkommen war wegen der erforderlichen Rückzahlung der in den Vorjahren vereinnahmten Kernbrennstoffsteuer 2018 um 372 Tausend € und 2019 um 482 Tausend € niedriger. In den genannten Zahlen nicht berücksichtigt sind die 2019 erzielten Einnahmen des Bundes aus der Luftverkehrssteuer in Höhe von 1.182 Mio. € (2018: 1.187 Mio. €) und aus der Kraftfahrzeugsteuer in Höhe von 9.372 Mio. € (2018: 9.047 Mio. €).

➤ Insgesamt erzielte der Bund – bezogen auf das Jahr 2019 – aus der Erhebung von Verbrauchsteuern auf Energie 47.372 Mio. € und damit 368 Mio. € weniger als 2018

Abbildung 4.13: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland 1998 bis 2019
(in Mrd. €)



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 2,0 Mrd. € im Jahr 1998, 2,17 Mrd. € im Jahr 2008 und 2,15 Mrd. € jeweils in den Jahren 2018 und 2019; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. € und 2018: 0,259 Mrd. € sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09, 0,290 Mrd. € im Haushaltsjahr 2017/18 und 0,287 Mrd. € im Haushaltsjahr 2018/19 (ohne MWSt).

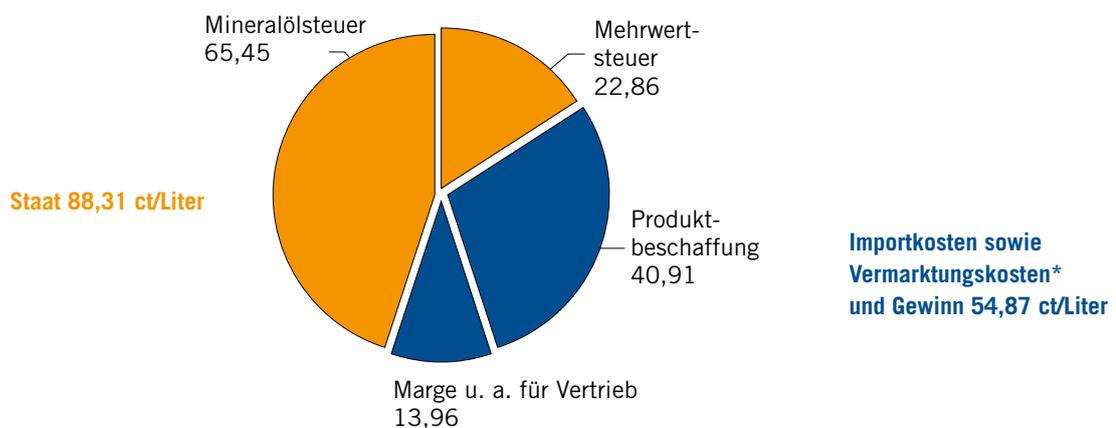
** KWK G, § 19-StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Umlage für abschaltbare Lasten

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Diesellokraftstoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2019 ein Steueranteil am Produktpreis von 62 % (Superbenzin) bzw. 53 % (Diesellokraftstoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2019 auf 25 %.

Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben (Erdgassteuer von 0,55 ct/kWh, Konzessionsabgabe von 0,08 ct/kWh und Mehrwertsteuer von 1,01 ct/kWh) am Haushaltskundenpreis 2019 bei 25,9 %.

Vom Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2019 mit durchschnittlich 30,85 ct/kWh (1. April 2018: 29,88 ct/kWh) beziffert wird (mengengewichtetes Preisniveau über alle Vertragskategorien in ct/kWh) entfielen 2019 rund 52,0 % auf Steuern sowie staatliche induzierte Abgaben und Umlagen.

Abbildung 4.14: Benzinpreis 2019: Staatsanteil von 62 %
Durchschnittspreis Superbenzin: 143,18 ct/Liter

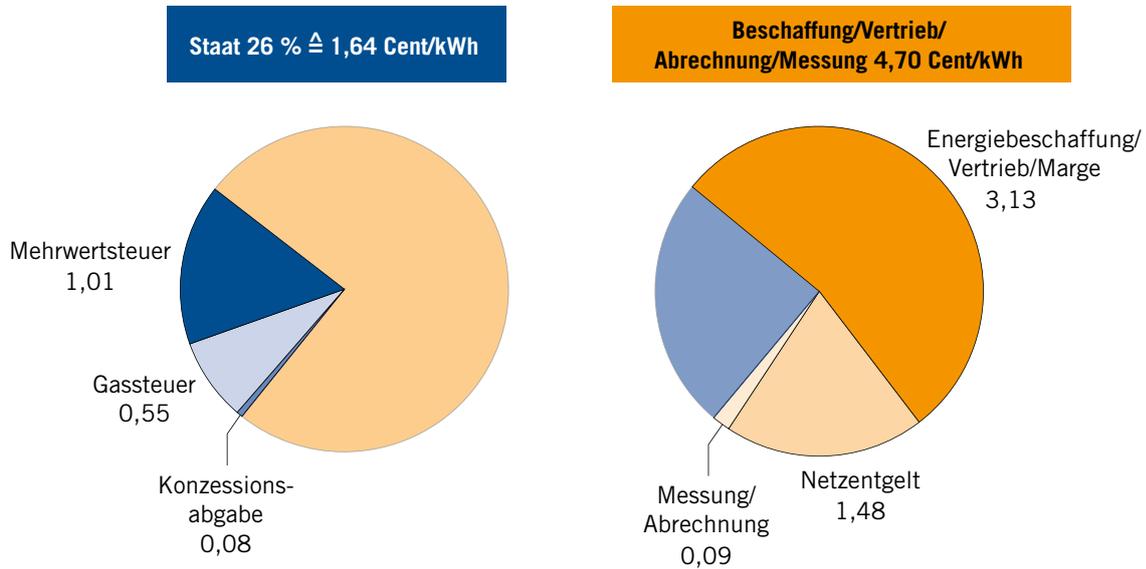


* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Biokomponenten) und Gewinn; Stand: März 2020

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

Abbildung 4.15: Zusammensetzung des Erdgaspreises für private Haushalte 2019

(6,34 Cent/kWh)

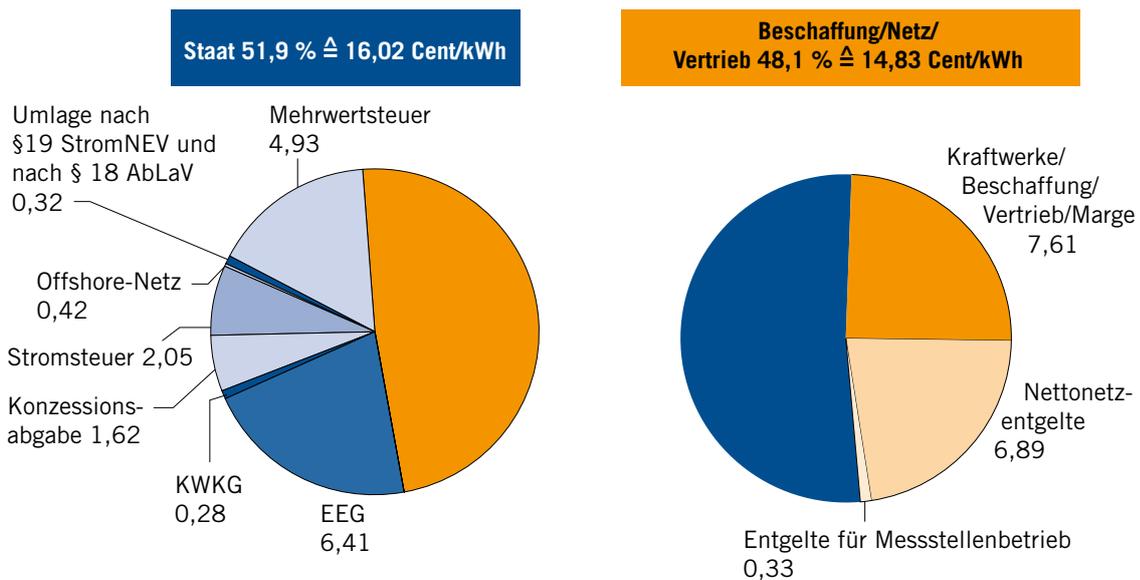


Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall zwischen 5.556 kWh und 55.596 kWh im Jahr zum 1. April 2019

Quelle: Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2019

Abbildung 4.16: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2019

(30,85 ct/kWh)



Mengengewichteter Mittelwert über alle Vertragskategorien bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2019

Quelle: Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, November 2019

4.2 Das deutsche Klimaschutzpaket

- **Das Klimaschutzpaket ist ein umfassender Maßnahmenplan zur Erreichung der deutschen Klimaziele**
- **Es besteht aus einer Vielzahl von Gesetzen und Einzelmaßnahmen**
- **Kritiker wenden ein, dass es an einem überzeugenden Gesamtkonzept mangelt**

Die deutsche Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 gesamtwirtschaftlich um 55 % zu verringern; für die einzelnen Sektoren wurden spezifische Minderungsziele festgeschrieben. Zur Umsetzung der Ziele verabschiedete sie im Oktober 2019 das „Klimaschutzprogramm 2030“. Es ist ein Arbeitsplan, in dem zahlreiche Maßnahmen zur Förderung des Klimaschutzes dargelegt werden, die durch die Bundesregierung schrittweise umgesetzt werden. Die Maßnahmen reichen von einer CO₂-Bepreisung von Brenn- und Treibstoffen über den Kohleausstieg bis hin zur Anpassung des Steuerrechts und zahlreiche weitere förder- und verteilungspolitische Maßnahmen.

Bundes-Klimaschutzgesetz

Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) werden die Klimaschutzziele gesetzlich festgeschrieben. Bis zum Jahr 2050 wird das Ziel der Treibhausgasneutralität verfolgt; bis 2030 werden für die einzelnen Sektoren zulässige jährliche Emissionsmengen festgelegt. Eine Ausnahme stellt der Sektor Energiewirtschaft dar: Hier wurden nur die Stützjahre 2023 und 2030 gewählt. Werden in einem Sektor die zulässigen Jahresemissionsmengen bzw. die Ziele verfehlt, muss das zuständige Ressort innerhalb bestimmter Fristen Gegenmaßnahmen formulieren, die die Einhaltung der Ziele gewährleisten. Ein neu einzurichtender Expertenrat für Klimafragen prüft die jeweiligen Vorschläge. Die Bundesregierung kann per Rechtsverordnung zudem die zulässigen Jahresemissionsmengen zwischen den Sektoren verschieben.

CO₂-Bepreisung

Ein wesentliches Element des Klimaschutzprogramms ist die Einführung einer CO₂-Bepreisung für fossile Brenn- und Treibstoffe (faktisch also die Sektoren Verkehr und Gebäudewärme) ab 2021. Diese Bepreisung wird mittels des neuen Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) eingeführt. Das Bepreisungssystem ist formal ein nationales Emissionshandelssystem und wird institutionell auch entsprechend ausgestaltet. So werden Regeln zur Vorhaltung, zum Handel und zum Nachweis von Emissionsrechten, zur Schaffung von Stellen in der verantwortlichen Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt), sowie Berichtspflichten, Überwachungspläne, etc. vorgesehen.

Mit dem BEHG werden alle Akteure, die fossile Brenn- und Treibstoffe (Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Kohle, Benzin oder Diesel) in den Verkehr bringen, verpflichtet, je Tonne CO₂-Emission ein Emissionszertifikat von der zuständigen Behörde, der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt), zu erwerben. In den Jahren bis 2026 kommt es dabei noch nicht zur freien Preisbildung auf einem Zertifikatemarkt, sondern der Wert der Emissionsrechte wird gesetzlich vorgegeben. Der vorgegebene Preis steigt von 25 EUR/t CO₂ im Jahr 2021 auf 55 EUR im Jahr 2025 an. Einen Korridor für freie Preisbildung (35 bis 60 EUR/t CO₂) soll es erstmals 2026 geben. Von diesem Jahr an werden die Emissionsrechte im Rahmen der Erstaussgabe auch versteigert, nicht mehr zu einem Festpreis veräußert.

Das KSP verankert gesetzlich verbindliche detaillierte CO₂-Sektorziele, eine CO₂-Bepreisung in Wärme und Verkehr und den Kohleausstieg

Aufgrund der fehlenden freien Preisbildung ist das System in den ersten Jahren ökonomisch mit einer Steuer auf fossile Brennstoffe in den Sektoren Gebäude und Verkehr identisch. Übersteigt die Menge der angeforderten Emissionsrechten das Budget der Sektoren Wärme und Verkehr, verpflichtet sich die Bundesregierung, die fehlende Menge durch den Zukauf von Emissionsrechten aus anderen EU-Mitgliedstaaten abzudecken. Erst ab dem Jahr 2027 wird das Budget durch die freie Preisbildung sicher eingehalten.

Bei Akteuren, die bereits im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems ETS dazu verpflichtet sind, Emissionsrechte zu halten (z. B. wenn sie Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen betreiben), sollen Doppelbelastungen nach Möglichkeit bereits vorab – ex ante – vermieden werden. Die Regeln hierzu stehen allerdings noch nicht fest, sollen aber per Rechtsverordnung bis Ende 2020 geklärt werden. Dieser Zeitplan gilt auch für die ‚Carbon Leakage‘-Regeln betroffener Anlagenbetreiber in Deutschland.

Ein Ziel der CO₂-Bepreisung von Brenn- und Treibstoffen war auch, die Nutzung fossil betriebener Heizungen und

Kraftfahrzeuge zu verteuern und die Stromnutzung für Wärmepumpenanwendungen und Elektrofahrzeuge zu verbilligen. Allerdings zeigen Analysen, dass bereits heute die Kosten fossil betriebener Anwendungen pro kWh Nutzwärme bzw. pro km Fahrleistung über denen der strombetriebenen Alternativen liegen.

Kohleausstiegsgesetz

Ein weiterer Eckpfeiler des Klimaschutzpaketes ist das Kohleausstiegsgesetz. Kernstück ist das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung. Es sieht die Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland bis zum Jahr 2038 vor. Ausgehend von heute ca. 40 GW installierter Stein- und Braunkohlekapazität soll eine Minderung auf 30 GW im Jahr 2023 und auf 17 GW im Jahr 2030 erzielt werden. Hierzu werden für die Energieträger Braun- und Steinkohle jeweils unterschiedliche Wege beschritten. Bei der Braunkohle hat die Bundesregierung im Einvernehmen mit den betroffenen Bundesländern und in direkten Verhandlungen mit den Betreibern einen blockscharfen Minderungspfad festgelegt. Entschädigungen für Stilllegungen von Braunkohleanlagen sollen bis zum Stilllegungsjahr 2030 gezahlt werden können. Spätere Stilllegungen werden nicht entschädigt.

Bei der Steinkohle soll es ab dem Jahr 2020 Ausschreibungen geben, bei denen Betreiber eine Entschädigungshöhe bieten können, zu der sie zur Stilllegung bereit wären. Beginnend im Jahr 2020 werden insgesamt sechs Stilllegungsausschreibungen durchgeführt, für die jeweils Höchstpreise angesetzt sind. Ab dem Jahr 2027 werden „gesetzliche Reduzierungen“, d. h. Zwangstilllegungen von Steinkohleanlagen ohne Entschädigungen durchgeführt. Diese sind auch bei den Ausschreibungen ab 2024 möglich, falls sich nicht ausreichend Bieter finden, um die ausgeschriebene stillzulegende Kapazität zu erreichen. Im Falle einer Zwangstilllegung sind – mit Ausnahme sogen. „Härtefälle“ – keine Entschädigungen vorgesehen. Da die Bund-Länder-Einigung zur Braunkohle im Allgemeinen eine relativ „späte“ Stilllegung von Kapazitäten (d. h. Stilllegungen erst kurz vor den angestrebten Zwischen- und Endzielen) vorsieht und da der Gesetzgeber eine stetige Stilllegung der Kohle insgesamt über den Zeitraum bis 2038 anstrebt, kommt es bei der Steinkohle zu vergleichsweise „frühen“ Stilllegungen in Jahren bis 2027 und bis 2034, in denen der Braunkohlebestand nicht oder nur in geringem Umfang gemindert wird. Auf diese Weise kann es auch bei sehr modernen Steinkohleanlagen zu entschädigungslosen Stilllegungen kommen.

Das Gesetz sieht außerdem vor, dass die Stilllegungen nach 2030 entschädigungslos jeweils um drei Jahre vorgezogen werden können, so dass das letzte Kohlekraftwerk im Jahr 2035 schließen würde.

Fördermaßnahmen

Das Klimaschutzprogramm wird flankiert von umfangreichen Förder- und Umverteilungsmaßnahmen, um Betroffene (z. B. Konsumenten fossiler Energieträger) für ihre klimabedingten Zusatzlasten aus dem BEHG zu kompensieren. Sie werden vorrangig aus den Zusatzeinnahmen des BEHG finanziert. Zu berücksichtigen ist dabei, dass die Kosten für den Zukauf von Emissionsrechten von anderen EU-Mitgliedstaaten vorrangig aus den Einnahmen gedeckt werden müssen. Sollte das BEHG erfolgreich sein und den Absatz von Benzin und Diesel stark reduzieren, muss auch die Finanzierung der Mineralölsteuer auf neue Beine gestellt werden.

➤ Flankierend wird eine Fülle von klimabezogenen Förder- und Umverteilungsmaßnahmen eingeführt

Zu den Maßnahmen gehören im Einzelnen die Förderung der energetischen Gebäudesanierung, der Austausch von Ölheizungen oder Anreize zum Kauf von Elektrofahrzeugen. Die Elektromobilität soll zudem durch den Ausbau der Ladeinfrastruktur auf eine Millionen Ladepunkte bis 2030 gefördert werden. Ziel ist es, im Jahr 2030 sieben bis zehn Mio. Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu haben.

➤ Der Kohleausstieg bis 2038 wird zu einer drastischen Lebensdauerverkürzung neuester Steinkohleanlagen führen

Weiterhin sollen die Stromkosten mit Hilfe der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung gesenkt werden. Hierzu wird die EEG-Umlage reduziert. Näheres soll ein Gesetzentwurf regeln, der für die erste Hälfte 2020 erwartet wird. Die EEG-Umlage soll laut Berechnungen des Bundesfinanzministeriums 2021 um 2,08 ct/kWh gesenkt werden, 2022 um 1,73 ct/kWh, 2023 um 1,84 ct/kWh, 2024 um 2,71 ct/kWh und 2025 um 3,42 ct/kWh. Entlastungen werden zudem durch eine Erhöhung der Pendler-

pauschale sowie die Minderung der Mehrwertsteuer für Zugtickets im Fernverkehr auf 7 % erreicht.

Daneben ist eine Fülle weiterer Einzelmaßnahmen vorgesehen, z. B. zur Förderung des Ausbaus von klimaneutralem Wasserstoff, Maßnahmen in der Landwirtschaft, zur CO₂-Speicherung, Batteriezellenfertigung etc.

Kritik am Klimakonzept

Kritiker wenden ein, dass es sich hier weniger um ein „Konzept“, als vielmehr um eine Fülle von Einzelmaßnahmen handelt, deren Gesamtwirkung und damit deren Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaziele nur schwer abschätzbar ist. Die Tatsache, dass der neu einzuführende CO₂-Preis auf fossile Brennstoffe in den ersten Jahren zwar dem Namen nach in einem Emissionshandelssystem entsteht, de facto aber eine Steuer ist, wirft zudem verfassungsrechtliche Fragen auf, da die Bundesregierung keine neuen Steuern „erfinden“ darf. Vermutlich wäre es – auch in administrativer Hinsicht – einfacher gewesen, das bereits bestehende System der Energiebesteuerung so anzupassen, dass die Steuersätze den jeweiligen CO₂-Gehalt eines Energieträgers reflektiert hätten. Die geplante Subventionierung der EEG-Umlage aus Steuermitteln wirft zudem die Frage auf, ob das EEG damit einer beihilferechtlichen Überprüfung zu unterziehen ist.

Eckpunkt eines jeden Klimaschutzkonzeptes müsste zudem der Ausbau der erneuerbaren Energien sein. So soll der Anteil der Erneuerbaren bis zum Jahr 2030 zwar auf 65 % am Bruttostromverbrauch erhöht werden, doch lässt das Konzept bisher konkrete Maßnahmen vermissen. Zwar soll der bisher bestehende Ausbaudeckel der PV aufgehoben werden und der Ausbau der Windenergie auf See soll um 5 GW auf 20 GW im Jahr 2030 angehoben werden. Doch wird dies nicht ausreichen, um das 65 %-Ziel zu erreichen. Dies würde einen substanziell beschleunigten Ausbau der Windenergie an Land um mehr als 4,5 GW jährlich voraussetzen. Aktuell werden wegen Klagen nur etwa 20 % dieses Ausbaus erreicht. Nach wie vor ist unklar, wie dieses Ausbaufizit ausgeglichen werden soll. Auch der Ausbau der Photovoltaik müsste bis 2030 auf 5 GW jährlich angehoben werden.

4.3 Was bedeutet der European Green Deal für Deutschland?

- **Für ein EU-Klimaziel von –55 % reicht selbst ein vollständiger EU-weiter Kohleausstiegs bis 2030 nicht aus**
- **Das deutsche Klimaschutzgesetz und das Brennstoffemissionshandels müssten sofort verschärft werden**
- **Ohne eine tatsächliche Förderung von Klimaschutzinvestitionen droht die Abwanderung der Industrie**

Die Diskussion um die EU-Klimaziele 2030 betrifft auch Deutschland, selbst wenn das deutsche Klimaziel mit –55 % über dem EU-Ziel liegt. Die wohlhabenden Mitgliedstaaten wie Deutschland werden die Hauptlast der Zielverschärfung von –40 auf bis zu –55 % tragen müssen.

Ein verschärftes EU-Klimaziel trifft die deutsche Industrie über eine Zielanhebung im EU-Emissionshandel. Gleichzeitig muss die Bundesregierung für die deutschen Zielvorgaben aus der EU-Klimaschutzverordnung Autofahrer und Hausbesitzer über das Bundesemissionshandelsgesetz stärker zur Kasse bitten.

Eine Zielverfehlung ist ausgeschlossen. Der EU-Emissionshandel und die EU-Klimaschutzverordnung erzwingen das Erreichen der jährlichen Minderungsziele notfalls über sehr hohe CO₂-Preise.

Klimazieldiskussion in der EU

Die neue EU-Kommission will die EU-Klimaziele im Rahmen ihres European Green Deals massiv verschärfen. Bis Herbst 2020 soll das Europäische Klimaziel 2030 von derzeit –40 % gegenüber 1990 auf –50 % (besser –55 %) angehoben werden. Das Europaparlament hat im Zuge des Ausrufens eines „Klimanotstandes“ bereits den Wert –55 % beschlossen. Die Grünen im Europaparlament fordern die Anhebung des 2030-Ziels auf –65 %.

Werden die zusätzlichen –15 %-Punkte gegenüber 1990 gleichmäßig auf den EU-Emissionshandel und die Nicht-Emissionshandelssektoren umgelegt, müssen die Treibhausgasemissionen im EU-Emissionshandel und gemäß der EU-Klimaschutzverordnung um jeweils zusätzliche ca. –17 %-Punkte gegenüber 2005 sinken. Der Grund hierfür ist, dass die Emissionen im Jahr 2005 bereits etwa 7 % unter den Emissionen im Basisjahr 1990 liegen.

Zielverschärfung im EU-Emissionshandel

Im EU-Emissionshandel müsste die Zielvorgabe von –43 % auf –60 % im Jahr 2030 erhöht werden. Der Reduktionspfad zwischen 2021 und 2030 müsste von –2,2 % auf etwa –4 % p.a. steigen. Damit wären sämtliche Vereinbarungen der letzten Novelle der EU-Emissionshandelsrichtlinie vom Mai 2018 anzupassen. Da es

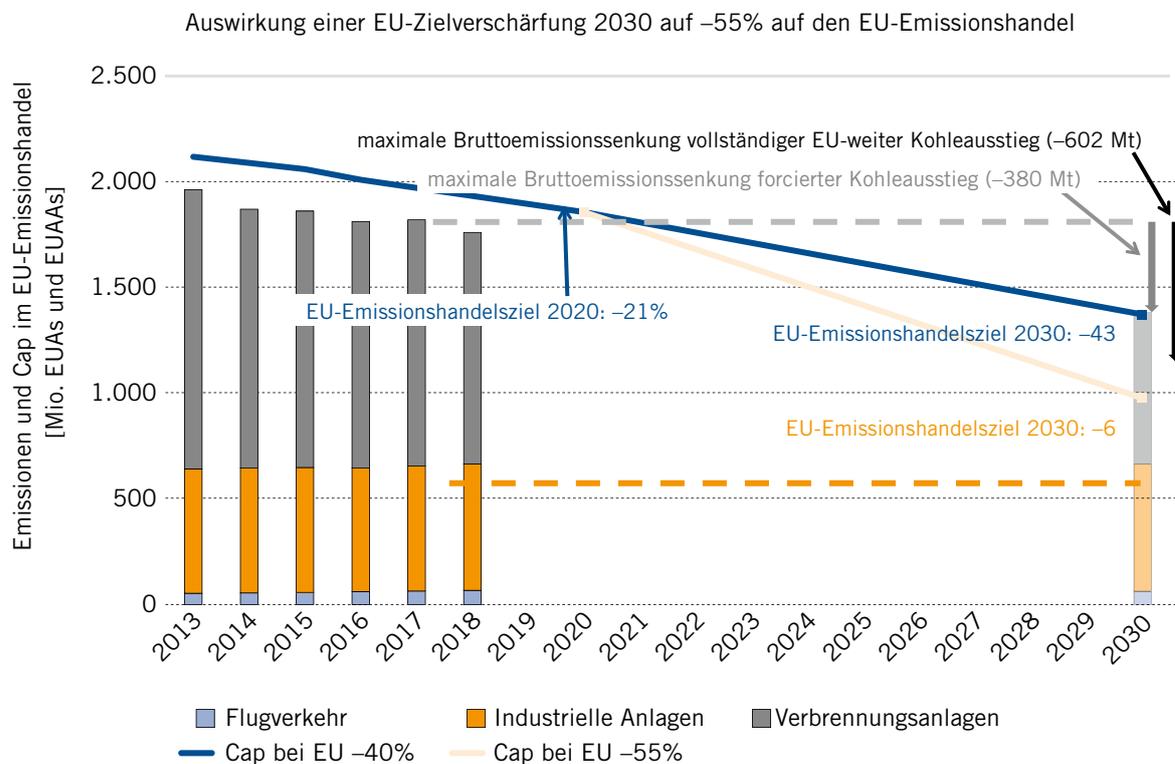
keine zusätzlichen Zertifikate gibt, werden sich die Preise für Emissionszertifikate deutlich erhöhen. Die Industrieunternehmen, die aktuell erst eine CO₂-neutrale Zement-, Chemie- und Stahlproduktion für die Zeit nach 2030 erforschen, werden bis 2030 kaum CO₂-freie Anlagen errichten können. Auch ist es nahezu ausgeschlossen, dass Europa ausreichend schnell verlässliche CO₂-freie Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Kernenergie bis 2030 errichten kann, um vollständig aus der Kohle auszusteigen.

➤ Selbst ein vollständiger EU-weiter Kohleausstieg schon im Jahr 2030 reicht nicht für –55 %

Bis wann die EU aus der Kohleverstromung tatsächlich aussteigen kann, ist derzeit nicht geklärt. Im Jahr 2018 beliefen sich die Bruttoemissionen der EU-28 aus der Kohlestromerzeugung auf 602 Mt CO₂. Es gibt eine Reihe von EU-Staaten mit einem gesetzlichen Ende der Kohleverstromung bis 2030, allerdings emittierten diese 2018 in Summe davon lediglich 98 Mt CO₂. Die Schwergewichte wie Deutschland (228 Mt CO₂ im Jahr 2018), Polen (128 Mt), Tschechien und Spanien (mit je 39 Mt), Griechenland (23 Mt) und Bulgarien (22 Mt) haben spätere oder keine fixierten Termine für ein Ende der Kohleverstromung. Legt man die bekannten Ankündigungen und optimistische Annahmen für 2030 zu Grunde, könnten die Emissionen bei einem forcierten Kohleausstieg bis 2030 immerhin auf 220 Mt CO₂ sinken (Restemissionen Deutschland: 88 Mt CO₂, Polen: 90 Mt, Spanien 0 Mt, Tschechien 20 Mt, Griechenland: 0 Mt, Bulgarien: 20 Mt). Dafür müsste die gesamte ausscheidende Kohlestromerzeugung durch CO₂-freie Stromerzeugung aus Kernenergie oder erneuerbarer Energie ersetzt werden. Dann könnte der Stromsektor im Jahr 2030 ca. 380 Mt CO₂ im EU-Emissionshandel einsparen. Sofern der innereuropäische Luftverkehr seine Emissionen nicht ausweitet, wäre damit das derzeitige –43 %-Ziel des EU-Emissionshandels im Jahr 2030 mit einem Cap von ca. 1.370 Mt CO₂äq durch einen forcierten Kohleausstieg und ohne Produktionsverlagerungen der europäischen Industrie noch erreichbar.

Durch eine geplante Zielverschärfung auf fast –60 % müsste der EU-Emissionshandel im Jahr 2030 zusätzlich über 400 Mt CO₂äq (mit einer Restemissionen im EU-

Abbildung 4.17: Zielverschärfung im EU-Emissionshandel und maximaler Beitrag der EU-Kohleverstromung



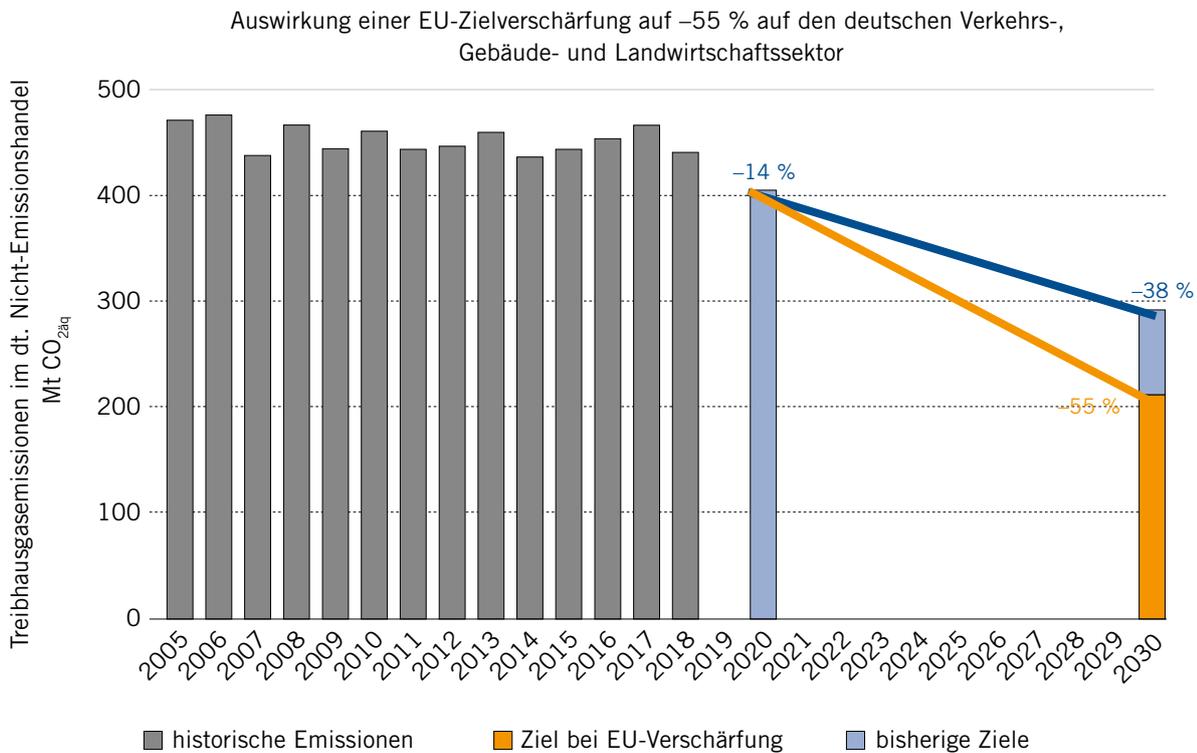
Quelle: Beyond Coal, EEA 1, eigene Berechnungen

Emissionshandel von dann nur noch 975 Mt CO₂äq einsparen. Wenn die zusätzlichen Einsparungen nicht aus dem Energiesektor und dem Flugverkehr kommen, müsste die Industrie ihre Emissionen um mehr als 2/3 gegenüber 2018 reduzieren. Dies wird aller Voraussicht nach durch Prozessumstellungen allein nicht erreicht werden können. Standortschließungen drohen deshalb, wenn die Minderung erzwungen wird.

Um das höhere Klimaziel zu erreichen, müsste die EU-Kommission gegen den Widerstand einiger Mitgliedstaaten schon bis 2030 die Kohleverstromung EU-weit vollständig beenden, die Kohleregionen kompensieren und die fehlende Kohlestromerzeugung vollständig durch CO₂-freie Alternativen ersetzen. Aber selbst in diesem Fall reichten die CO₂-Einsparungen nicht aus, so dass in der europäischen Industrie immer noch mehr als 180 Mt CO₂äq (etwas mehr als -30 % gegenüber dem Jahr 2018) einspart werden müssten. Dafür aber werden vor 2030 die erforderlichen Technologien nicht rechtzeitig und im ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen.

Fraglich ist aber auch, ob die Mitgliedstaaten bereits sind bis 2030 vollständig aus der Kohle auszusteigen. Die EU-Kommission will die Kohleregionen mit 100 Mrd. € für den Übergang unterstützen. Dabei will die EU-Kommission jedoch nur zusätzlich 7,5 Mrd. € in einem Just Transition Fund bereitstellen. Der Rest soll durch Umwidmung der bestehenden EU Strukturfonds und durch Eigenbeiträge der Länder auf 100 Mrd. € in der jetzigen Dekade aufgestockt werden. Allerdings ist sehr unwahrscheinlich, dass z.B. Polen für versprochene 2 Mrd. € seine gesamte Kohleindustrie mit mehr als 100.000 Beschäftigten in den kommenden zehn Jahren abwickeln wird.

Die EU-Kommission will bis 2030 ca. 1.000 Mrd. € für Klimaschutzinvestitionen mobilisieren. Dieser Investitionsbedarf erscheint klein, wenn man berücksichtigt, dass die BDI-Studie zu deutschen Klimapfaden Investitionen von 2.300 Mrd. € allein für die deutsche Klimaneutralität erfordert. Aber angesichts der wenigen zusätzlichen Mittel, die die EU-Kommission tatsächlich zur Verfügung stellt, bleibt ohnehin die Frage, wer diese Investitionen stemmen soll. Die Unterstützung der Investiti-

Abbildung 4.18: Zielverschärfung im deutschen Nicht-Emissionshandel

onen durch die Europäische Investitionsbank wirkt im Niedrigzinsumfeld nur begrenzt.

Das neue Klimaziel 2030 erfordert eine substanzielle Förderung von Klimainvestitionen

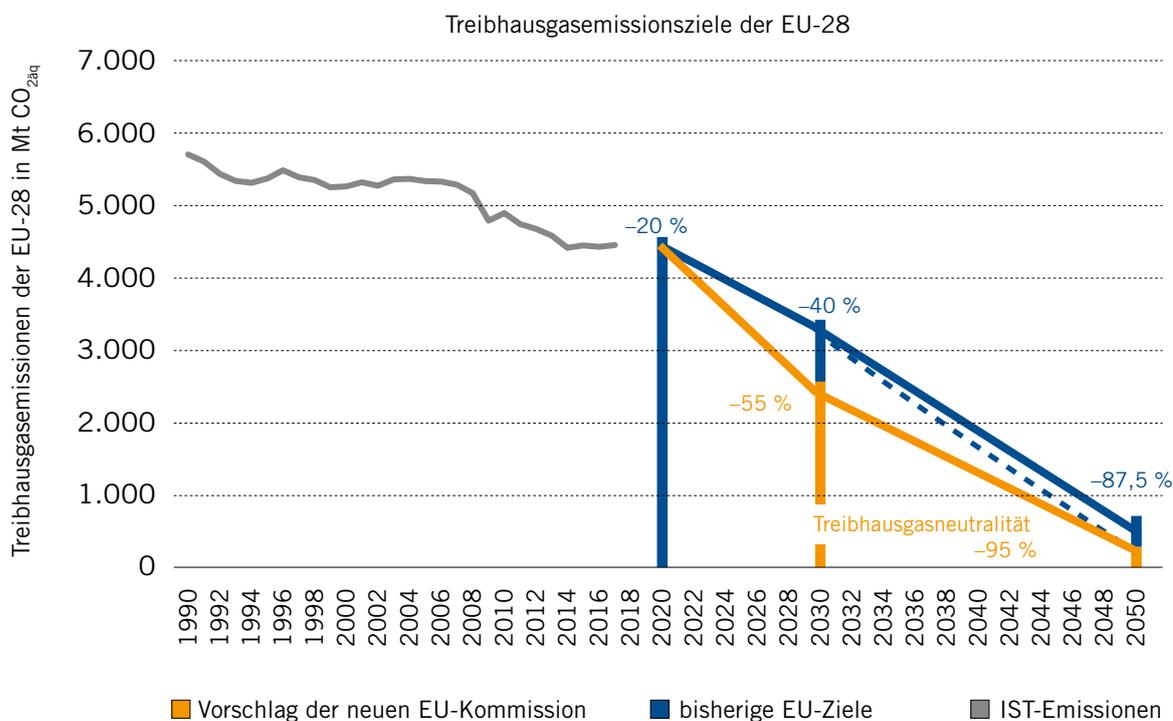
Da Zielverschärfung die kostenlose Zuteilung drastisch reduzieren würde, kündigte die EU-Kommission einen Grenzausgleichsmechanismus für CO₂ als Schutz für die europäische Industrie an. Ob europäische Unternehmen aber beim Tausch der kostenlosen Zuteilung durch einen unerprobten CO₂-Grenzausgleichsmechanismus freiwillig investieren werden, muss hinterfragt werden. Das höhere EU-Klimaziel wird jedenfalls nicht dadurch erreicht, dass ohnehin getätigte Investitionen einfach als Klimainvestitionen deklariert werden. Daher wird die EU an der umfangreichen Förderung von Klimainvestitionen nicht vorbeikommen.

Zielverschärfung im deutschen Nicht-Emissionshandel

Eine Verschärfung des EU-Ziels für 2030 bedeutet auch in der Klimaschutzverordnung eine Zielhebung um 17 % von –30 % auf –47 %. Da die anderen Mitgliedstaaten von Deutschland mindestens einen gleichen Reduktionsanteil fordern werden, stiege das verbindliche deutsche Reduktionsziel in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft von –38 % auf mindestens –55 % im Jahr 2030. Für Deutschland kann sich sogar ein noch höheres Ambitionsniveau einstellen, denn wohlhabendere Mitgliedstaaten wie Deutschland könnten sogar gezwungen sein, einen höheren Anteil zu schultern.

Bereits ohne EU-Zielverschärfung erscheint das Klimaziel im deutschen Verkehrs- und Gebäudesektor nicht erreichbar

Abbildung 4.19: EU-Klimaziele und tatsächliche Entwicklungen



Quelle: EEA 3, eigene Berechnungen

Da Deutschland in diesen Sektoren im Jahr 2018 nach vorläufigen EU-Daten gerade einmal ca. –8 % (im kälteren Jahr 2017 nur –3 %) gemindert haben wird, gilt es im etwa gleichen Zeitraum bis 2030 eine Minderung von weiteren –47 % zu erreichen. Das gerade eben beschlossene Klimaschutzgesetz müsste überarbeitet werden, auch das deutsche Brennstoffemissionshandelsgesetz mit seinem Einstieg in eine zusätzliche CO₂-Bepreisung wäre unzureichend. Nach heutigem Stand kann es als unwahrscheinlich gelten, dass bis 2030 fossilfreie Alternativen im ausreichenden Umfang für den Personen- und Güterverkehr bzw. für die Gebäudebeheizung entstehen werden. Die Zielvorgaben sind dann nur durch Zukauf von Emissionszuweisungen von anderen Mitgliedstaaten einhaltbar. Da aber bereits heute unklar ist, ob andere Mitgliedstaaten ihren Anteil am bestehenden Klimaziel von –30 % erfüllen können, wird sich die Situation bei einer EU-weiten Zielanhebung um weitere –17 %-Punkte dramatisch verschärfen. Es wird aus heutiger Sicht kein Mitgliedstaat überschüssige Emissionszuweisungen anbieten können. Der Brexit wird diese Situation zusätzlich verschärfen, da Großbritannien mit –37 %

einen überproportionalen Anteil am bestehenden Klimaziel tragen wollte.

Frage nach der Sinnhaftigkeit verschärfter Klimaziele der EU-Strategie bis 2030

Ohnehin stellt sich die Frage wie ohne Blick auf die derzeit vorhandenen Minderungsoptionen die kurzfristigen Reduktionsziele so deutlich verschärft werden sollen. Bisher galt das EU-Langfristziel die Treibhausgasemissionen bis 2050 um –80 bis –95 % (im Durchschnitt somit um –87,5 %) zu senken. Dieses Ziel soll auf Treibhausgasneutralität also ca. –95 % angehoben werden.

Die Zielverschärfung auf –55 % im Jahr 2030 würde selbst bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 in den kommenden zehn Jahre deutlich stärkere Emissionsminderungen einfordern als in den beiden darauffolgenden Dekaden bis zum Jahr 2050.

Diese Strategie ist insofern riskant, als beide Instrumente, sowohl der Emissionshandel als auch die Klimaschutz-

verordnung die verschärften Reduktionsziele unter Inkaufnahme extrem hoher CO₂-Preise auch tatsächlich erzwingen. Es bestehen bisher weder die Technologien, um viele Wirtschaftsbereiche in der kommenden Dekade ausreichend schnell zu dekarbonisieren. Noch berücksichtigt die kurzfristige Zielverschärfung bis 2030, dass z.B. bestehende CO₂-intensivere Anlagen und Industrien kaum kurzfristig ersetzt werden können oder benzin- und dieselbetriebene Kraftfahrzeuge noch einige Zeit weiter genutzt werden, bevor sie in der Masse durch neue CO₂-freie Elektrofahrzeuge ersetzt werden.

Die EU-Klimaschutzinstrumente erzwingen die Erreichung der jährlichen Sektorziele notfalls über sehr hohe CO₂-Preise

Ökonomisch wesentlich sinnvoller und sozial verträglicher könnte es sein, die kurzfristigen Ziele nicht weiter zu verschärfen und anstatt betroffene Unternehmen und Beschäftigte finanziell kompensieren zu müssen, die begrenzten EU-Mittel in den kommenden 10 Jahren in die Bereitstellung CO₂-freier Energie- und Industrieproduktionstechnologien zu investieren. Lock-in Effekte durch Investitionen in lediglich CO₂-ärmere Technologien, die aber noch vor 2050 wiederum ersetzt werden müssten, würden vermieden. Mit diesen CO₂-freien Technologien bis 2030 wäre der nur unwesentlich steilere Reduktionpfad von 2030 bis 2050 ohne soziale Härten und ohne die Abwanderung der europäischen Industrie darstellbar. Hiermit könnte die EU tatsächlich ein Vorreiter moderner Klimapolitik werden und weltweit Nachahmer finden.

4.4 Kohleausstieg in Deutschland

- **Nach mehr als einem Jahr setzt die Bundesregierung den gefundenen Kompromiss der KWSB in weiten Teilen um**
- **Nach dem Kabinettsbeschluss werden in dieser Dekade nach April 2027 keine Steinkohlekraftwerke mehr stillgelegt**
- **Für die Entlastung der Stromkunden sind bisher nur zwei Verordnungsermächtigungen vorgesehen**

Einigung der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung

Die Bundesregierung hat am 6. Juni 2018 zur Erreichung ihrer Klimaziele für die Jahre 2020 und 2030 eine aus Wirtschaftsverbänden, Gewerkschaften, Nichtregierungsorganisationen, Wissenschaftlern und vom Kohleausstieg Betroffenen bestehende „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) eingesetzt. Die KWSB sollte Empfehlungen für einen Kohleausstiegspfad und für die sozial- und strukturpolitische Entwicklung der deutschen Braunkohleregionen erarbeiten.

In einer Marathonsitzung in der Nacht vom 25. auf den 26. Januar 2019 stimmten alle Kommissionsmitglieder außer Hannelore Wodtke von der Grünen Zukunft Wetzow einem Kompromisstext zu. Dieser sieht einen möglichst stetigen Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung bis „spätestens 2038“ vor. In den Stützjahren sollten Ende 2023 nur noch je 15 GW Steinkohle- und Braunkohlekapazitäten, Ende 2030 noch 8 GW Steinkohle- bzw. 9 GW Braunkohlekapazitäten und 0 GW Ende 2038 im Markt vorhanden sein. Hierdurch sollte spätestens im Jahr 2023 das 2020-Klimaziel von –40 % gegenüber 1990 und im Jahr 2030 das Sektorziel der Energiewirtschaft von 183 bis 175 Mio. t CO₂ aus dem Klimaschutzplan 2050 als Beitrag zum 2030-Klimaziel von –55 % erreicht werden.

Darüber hinaus empfahl die KWSB eine Vielzahl weiterer politischer Maßnahmen, die in die Gesetzgebung einfließen sollten.

Gesetzgebung zum Kohleausstieg

Die entsprechende Gesetzgebung zur Umsetzung dieser Empfehlungen ließ allerdings lange auf sich warten. Erst Anfang 2020 wurden die gesetzlichen Grundlagen für den Kohleausstieg auf den Weg gebracht. Noch bevor aber das Kohleausstiegsgesetz den Weg ins Bundeskabinett fand, beschloss der Deutsche Bundestag mit dem Klimaschutzgesetz am 8. Dezember 2019 erstmalig gesetzlich verbindliche Klimaziele für Deutschland, die davor nur rechtlich unverbindliche Beschlüsse der Bundesregierung waren. Auf Basis des Klimaschutzplans 2050 wurden hierbei auch für die Zeit bis 2030 jährliche sek-

torspezifische CO₂-Minderungsziele gesetzlich verankert. Nur für die Energiewirtschaft wurden keine jährlichen Ziele festgelegt, sondern auf die Stützjahre 2022 und 2030 zurückgegriffen. Statt im Jahr 2023 soll die Energiewirtschaft allerdings schon im Jahr 2022 nur noch 257 Mio. t CO₂ emittieren. Und die Emissionen im Jahr 2030 sollen mit 175 Mio. t CO₂ am unteren Rand des im Klimaschutzplan 2050 enthaltenen Zielkorridors liegen, wie bei den anderen Sektoren auch.

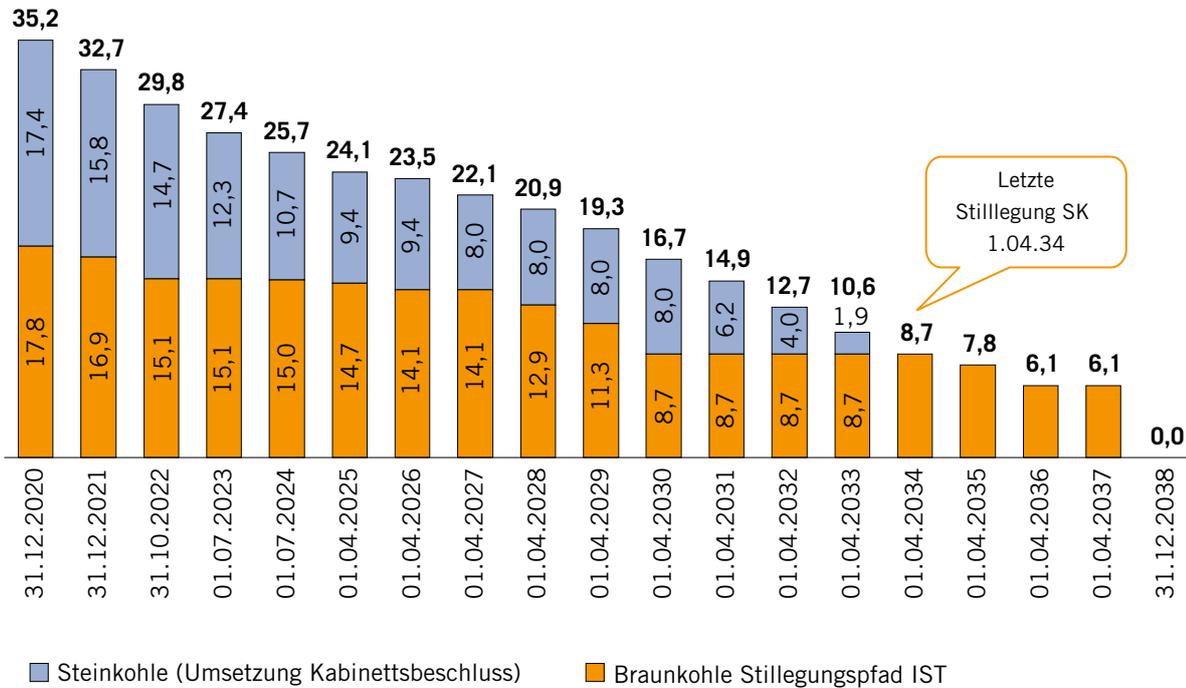
Das verbundene Strukturstärkungsgesetz macht das Kohleausstiegsgesetz zustimmungspflichtig

Des Weiteren beschloss die Bundesregierung am 28. August 2019 einen Kabinettsentwurf für ein Strukturstärkungsgesetz kurz vor den Landtagswahlen in Brandenburg und Sachsen. Im Strukturstärkungsgesetz soll die strukturpolitische Unterstützung der Braunkohleregionen bzw. einzelner Steinkohlestandorte wie von der KWSB empfohlen mit insgesamt 40 Mrd. € verankert werden. Das zustimmungspflichtige Gesetz wurde jedoch mit dem nicht zustimmungspflichtigen Kohleausstiegsgesetz verbunden, nach dem Motto „keine Gelder ohne Kohleausstiegsgesetz“.

Erst rund ein Jahr nach Vorlage der KWSB-Beschlüsse legte die Bundesregierung am 29. Januar 2020 ihren Entwurf zum Kohleausstiegsgesetz vor. Hierin wurde eine Vielzahl der KWSB-Empfehlungen berücksichtigt:

- geordneter Braunkohleausstieg mit Entschädigungszahlungen für Kraftwerke und Tagebaue, zu regeln in einem bis Ende Juni 2020 abzuschließenden öffentlich-rechtlichen Vertrag zwischen der Bundesregierung und den Betreibern,
- ergänzender Steinkohleausstieg mit Entschädigungen via Ausschreibungen bis 2026, danach Stilllegungen per Ordnungsrecht ohne Entschädigungen,
- endgültiger Kohleausstieg bis Ende 2038 und Prüfung einer Vorziehung aller nach 2030 noch laufenden Kraftwerksblöcke um drei Jahre ohne Entschädigungen,

Abbildung 4.20: Ausstiegspfade Braun- und Steinkohle (Leistung zum jeweiligen Zieldatum; IBN von Datteln 4 berücksichtigt) [Kapazität im Markt; GW]



Quelle: BDEW

- alternativer Ersatz von Kohleanlagen durch Erdgas-KWK bis 2030,
- Neubauverbot von Kohleanlagen und Verbot der Neuaufschließung von Tagebauen sowie eine ordnungsrechtliche Stilllegung im Falle keiner Einigung mit den Kohlekraftwerksbetreibern,
- Anpassungsgelder für ältere Beschäftigte der Kohleindustrie für einen vorzeitigen Renteneintritt,
- Kompensation der Stromkunden für Strompreissteigerungen ab 2023 durch einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten und für stromintensive Unternehmen in zwei Verordnungsermächtigungen

Die Kritik am Gesetzentwurf entzündete sich vor allem an der Inbetriebnahme des neuen Steinkohlekraftwerks Datteln IV. Die KWSB empfahl, bereits errichtete Kohlekraftwerke nicht mehr in Betrieb zu nehmen und eine Verhandlungslösung zu suchen, was der Bundesregierung laut Medienberichten aber zu teuer war. Stattdessen sollten die Ausschreibungsmengen für die Stilllegung von

Steinkohlekraftwerken in den ersten Jahren erhöht werden.

➤ Berücksichtigt der Green Deal den deutschen Kohleausstieg, müssen freiwerdende Zertifikate nicht gelöscht werden

Ein wichtiges Anliegen der Umweltverbände war auch, dass die durch den Kohleausstieg freiwerdende Emissionszertifikate von der Bundesregierung gelöscht werden und nicht von anderen Teilnehmern des EU-Emissionshandel verbraucht werden können. Hier erlaubt eine Änderung des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes der Bundesregierung überschüssige Zertifikate zu löschen, obwohl die Bestimmung der „richtigen“ Menge nach wie vor unklar ist, zumal sich auch die EU-Kommission bis heute nicht eindeutig dazu geäußert hat. Sofern die EU-Institutionen bei ihrer Festlegung des erhöhten Klimaziels 2030 im Rahmen des Green Deal jedoch den deutschen Kohleausstieg bereits berücksichtigen, muss sicherge-

stellt werden, dass die Zertifikatmenge nicht doppelt reduziert wird.

Ebenso strittig sind die Begrenzung der Ausschreibung für Steinkohleanlagen nur bis 2026 und die Höhe der maximal zulässigen Entschädigungen, die bis 2026 stark abfällt. Bei den nachfolgenden entschädigungslosen Stilllegungen jüngerer Steinkohlekraftwerke befürchten insbesondere Stadtwerke in Nordrhein-Westfalen hohe finanzielle Belastungen. Hierbei wird auch auf die Höhe der Braunkohleentschädigungen verwiesen, die jedoch im Wesentlichen die Umplanung und Stilllegung der Tagebaue, die verkürzte Ansparfrist der Rekultivierungsrückstellungen und den Eigenbeitrag der Unternehmen zum Anpassungsgeld berücksichtigen. Bei der Begrenzung der Ausschreibungen spielt auch eine Rolle, dass Kraftwerke südlich der Mainlinie aus Gründen des Netzausbaus bis 2026 bei den Ausschreibungen benachteiligt sind. Vielen bleibt damit nur der Weg über die parallel novellierte Förderung nach dem KWK-Gesetz.

Schließlich wird vor allem von den Umweltverbänden kritisiert, dass der Braunkohleausstieg nicht linear verläuft, sondern mit Rücksicht auf die vom Strukturwandel betroffenen Braunkohleländer erst unmittelbar vor den jeweiligen Stützjahren 2023, 2030 und 2038 erfolgt. Im Gesetzentwurf sollen daher die Steinkohlekapazitäten den Gesamtreduktionspfad verstetigen, was wiederum von den Steinkohlekraftwerksbetreibern kritisiert wird.

Zuletzt steht die Kompensation der Stromkunden infolge von Strompreissteigerungen durch einen Zuschuss auf die Übertragungsnetzentgelte ab dem Jahr 2023 ebenso wie die separate Kompensation stromintensiver Unternehmen, die von dieser Netzentgeltabsenkung nicht profitieren, auf wackligen Beinen. Es ist unklar, ob die KANN-Regelungen genutzt werden und wie die Bundesregierung die Strompreissteigerungen infolge des Kohleausstiegs bestimmen wird. Außerdem müssen die Kompensationen einer beihilferechtlichen Prüfung der Kommission standhalten.

Inwieweit der Deutsche Bundestag im Kohleausstiegsgesetz noch Veränderungen vorsieht, ist derzeit nicht abschätzbar. Ebenso muss berücksichtigt werden, dass das Kohleausstiegsgesetz ebenso wie die Änderungen am KWK noch in Brüssel notifiziert werden müssen und ggf. einer beihilferechtlichen Genehmigung bedürfen.

4.5 Klimafreundliche Gase – eine wichtige Säule der zukünftigen Energieversorgung

- **Power-to-X und erneuerbare Gase können den Ausstoß von Treibhausgasen in allen Sektoren reduzieren**
- **In einer „Zwei-Energieträger-Welt“ fließen Elektronen (Strom) und Moleküle (Gase) über Systemgrenzen hinweg**
- **Wasserstoff ist ein tragendes Element der zukünftigen Energielandschaft**

Um den Ausstoß von Treibhausgasen nachhaltig und in großem Maßstab zu senken, sind fundamentale Änderungen der Energielandschaft notwendig. Neue Konzepte müssen gefunden und technologieoffen gestaltet werden. Doch wie können Energiebedarf und Versorgung auch weiterhin im Einklang stehen? Breiter Konsens besteht inzwischen darin, dass nur eine Kombination aus Elektronen und Molekülen sicher zum Klimaziel führen kann. Denn ein Großteil der in Deutschland genutzten Energie sind „molekular“, das heißt in Form von flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffen.

Nach Angaben der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ kann die Energiewende nur gelingen, wenn sie auf drei Säulen basiert: Energieeffizienz, direkter Nutzung von erneuerbarem Strom und synthetischen, erneuerbaren Energieträgern. Ein ausgewogener Technologiemix sollte demnach dafür sorgen, dass das System robuster und flexibler werde. Denn ein solches Szenario baut stärker auf bestehende Infrastrukturen und wird eher von der Gesellschaft akzeptiert und mitgetragen. Transformationspfade mit einem breiten Technologie- und Energieträgermix bis 2050 sind zudem kostengünstiger als solche, die sich auf strombasierte Anwendungen konzentrieren. Power-to-X-Technologien und die daraus resultierenden erneuerbaren Energieträger spielen in jedem Fall eine wesentliche Rolle.

Diese Erkenntnis spiegelt sich inzwischen auch in aktuellen politischen Prozessen wider. So kam der von der Bundesregierung geführte Dialogprozess „Gas 2030“ im vergangenen Jahr zu dem Schluss, dass Gase – und somit auch die dazugehörige Infrastruktur – essenziell für die Energieversorgung sind und zukünftig sein werden. Denn gasförmige Energieträger können gleichzeitig Emissionen vermeiden und die Versorgungssicherheit am Industriestandort Deutschland erhalten.

Elektronen und Moleküle verbinden

Eine Zwei-Energieträger-Welt bestehend aus Elektronen und Molekülen, oder aus Strom und Gas, ist somit der Grundpfeiler einer zunehmend dezentralen und auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung. Die bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen können mit Power-to-Gas-Technologien verknüpft werden. Klimaneutrale Energien können so ungestört und bedarfsgerecht über die Strom- und Gasnetze hinwegfließen.

Erdgas und klimafreundliche Gase wie Wasserstoff, Biogas und synthetisches Methan garantieren in dieser Energielandschaft die Versorgungssicherheit. Zudem kann Power-to-Gas die bisher fossilen und nicht zu elektrifizierenden Anwendungen, zum Beispiel in der Schifffahrt, Industrie oder im Schwerlastverkehr, CO₂-neutral energetisch versorgen.

Die Zwei-Energieträger-Welt verbindet Elektronen und Moleküle und koppelt Strom- und Gasnetze

Ein gekoppeltes Strom-Gas-System ist somit in der Lage, Energie nachfrageorientiert zur Verfügung zu stellen. Zahlreiche Studien belegen, dass ein vollständiger Klimaschutz in allen Sektoren am kostengünstigsten mit der Nutzung von Gasen und der bestehenden Gasinfrastruktur erreicht werden kann. Der Schlüssel hierzu liegt in einem Prozess bestehend aus drei parallel verlaufenden Schritten: Beim Fuel-Switch werden die herkömmlichen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdölprodukte durch Erdgas ersetzt und schrittweise abgelöst. Die Ablösung von Kohle- durch Gaskraftwerke ist schnell umsetzbar und birgt enorme Klimaschutzpotenziale zu geringen Kosten. Durch einen Fuel-Switch können sektorübergreifend über 180 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden.

Klimafreundliche Gase reduzieren CO₂-Emissionen – in allen Sektoren

Im parallel einsetzenden zweiten Schritt, dem Content-Switch, wird der Anteil klimafreundlicher Gase im Gasnetz kontinuierlich gesteigert. Dies würde die Treibhausgasemissionen um rund 80 Mt CO₂ reduzieren. Der Modal-Switch sieht die intersektorale Verknüpfung der bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen vor und trägt zusätzlich mit einer Einsparung von 260 Mt Emissionen zum Klimaschutz bei.

Abbildung 4.21: Klimaschutz in drei Schritten: CO₂-Reduktionspotenziale in allen Anwendungssektoren durch gasförmige Energieträger

CO₂-Emissionen in allen Sektoren effizient, bezahlbar und sicher reduzieren

	Strom 327 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	Wärme 260 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	Mobilität 165 Mt CO ₂ (in 2016) ¹	CO ₂ -Einsparung / Switch
Fuel-Switch Ablösung von Kohle und Öl durch Gas 	Kohle → Erdgas -124 Mt CO ₂	Erdöl → Erdgas -25 Mt CO ₂	Diesel und Benzin → Erdgas -39 Mt CO ₂	-188 Mt CO ₂
Content-Switch Steigerung des Anteils grüner Gase ² 	Verstromung grüner Gase -12 Mt CO ₂	Grüne Gase -57 Mt CO ₂	Grüne Gase im Schwerlastverkehr -14 Mt CO ₂	-83 Mt CO ₂
Modal-Switch Sektorenübergreifende Verbindung der Infra- strukturen und Erhöhung der Energieeffizienz 	Strom- und Gasnetze verbinden mit Power-to-Gas -114 Mt CO ₂	Energieeffizienz in Gebäuden steigern und Kraft-Wärme- Kopplung nutzen -91 Mt CO ₂	Synthetische Kraftstoffe im Schwerlastverkehr nutzen -58 Mt CO ₂	-263 Mt CO ₂
CO₂-Einsparung / Sektor 	-250 Mt CO ₂	-173 Mt CO ₂	-111 Mt CO ₂	-534 Mt CO ₂

¹ Quelle: Umweltbundesamt

² Das Gesamtpotenzial der grünen Gase aus heimischer Produktion lässt sich durch den Import aus sonnenreichen Regionen zusätzlich erhöhen.
Vgl. DVGW-Forschungsbericht G201802 „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“

Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

Gas kann grün

Die Dringlichkeit von Klimaschutz und Dekarbonisierung hat bereits zu einem Umdenken in den Branchen der fossilen Brennstoffe geführt. Die Gaswirtschaft setzt bereits seit einigen Jahren auf die Entwicklung im Bereich der klimafreundlichen Gase. Schon heute können gasförmige Energieträger entweder aus biologischen Quellen oder über Power-to-Gas-Prozesse erneuerbar erzeugt werden. Zudem ist es möglich, teilweise dekarbonisierten oder blauen Wasserstoff aus Erdgas herzustellen und das entstehende CO₂ bzw. den Kohlenstoff zu verwerten oder einzulagern. Somit steht eine ganze Reihe von Gasen zur Verfügung. Dem Oberbegriff der Familie der klimafreundlichen Gase sind drei Gruppen zugeordnet:

1. Erneuerbare Gase
2. Dekarbonisierte Gase
3. Teildekarbonisierte Gase

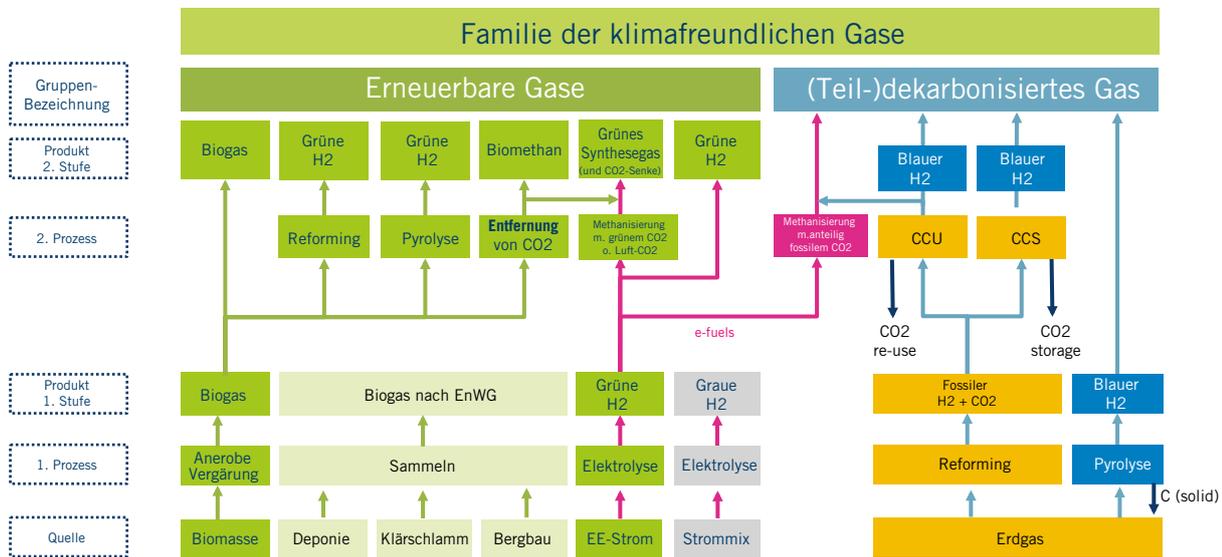
Die Zuordnung erfolgt über die Herkunft der Materialien und über die Technologien, mit denen das Gas erzeugt wird. So gehören Wasserstoff und Methan zu den erneu-

erbaren Gasen, wenn diese aus Biomasse und/oder mit grünem Strom plus Power-to-Gas-Prozessen erzeugt werden.

Die Hälfte des Gasbedarfs in Deutschland könnte über heimisch produzierte grüne Gase gedeckt werden

Eine vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) beauftragte Studie des Unternehmens Navigant schätzte das Potenzial der grünen Gase in Deutschland auf knapp über 400 Terawattstunden (TWh) bis zum Jahr 2050. Das entspricht ungefähr der Hälfte des aktuellen Gasbedarfs in Deutschland. Die Produktion von Biogasen kann hierzu 250 TWh pro Jahr beitragen. 140 TWh könnten demnach durch die anaerobe Vergärung oder thermische Umwandlung von biologischen Abfall- und Reststoffen wie zum Beispiel Speiseabfällen, Ernteresten, Gülle oder Abfallholz gewonnen werden. Mit Power-to-Gas-Technologien erzeugte Kraftstoffe errei-

Abbildung 4.22: Die Familie der klimafreundlichen Gase



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.

chen ein Potenzial von 74 bis 164 TWh, je nachdem wieviel installierte Leistung an erneuerbarem Strom vorhanden sein wird. Speist man Wasserstoff direkt ins Gasnetz ein, erhöht sich diese Zahl weiter. Damit das Grün-gas-Potenzial zukünftig zur Verfügung steht, müssen jedoch zügig Erzeugungskapazitäten in großem Maßstab aufgebaut werden.

Energie aus Biomasse

In Deutschland werden derzeit fast 9.500 Biogasanlagen betrieben. Das erzeugte Biogas wird zum Großteil vor Ort zur Stromerzeugung genutzt. Die elektrische Leistung dieser Anlagen beträgt insgesamt rund 4.840 Megawatt. Ein Teil des erzeugten Biogases wird auf Erdgasqualität aufbereitet und fließt direkt in das Erdgasnetz. Speisten im Jahr 2006 lediglich zwei Anlagen Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein, so tun dies inzwischen 190 Anlagen. Laut Monitoring-Bericht 2019 der Bundesnetzagentur lag die eingespeiste Biogasmenge im Jahr 2017 bei 853 Mio. Kubikmeter, was einer Energiemenge von 9,2 TWh entspricht. Mit diesem Anteil von etwa einem % Biogasen im Netz ist Deutschland inzwischen weltweit führend.

Neben der bisher genutzten Biomasse können auch holzartige Reststoffe aus Gewerbe und Industrie, kommunale Abfälle sowie Hölzer und Stroh aus Land- und Forstwirtschaft zu Methan umgewandelt werden. Be-

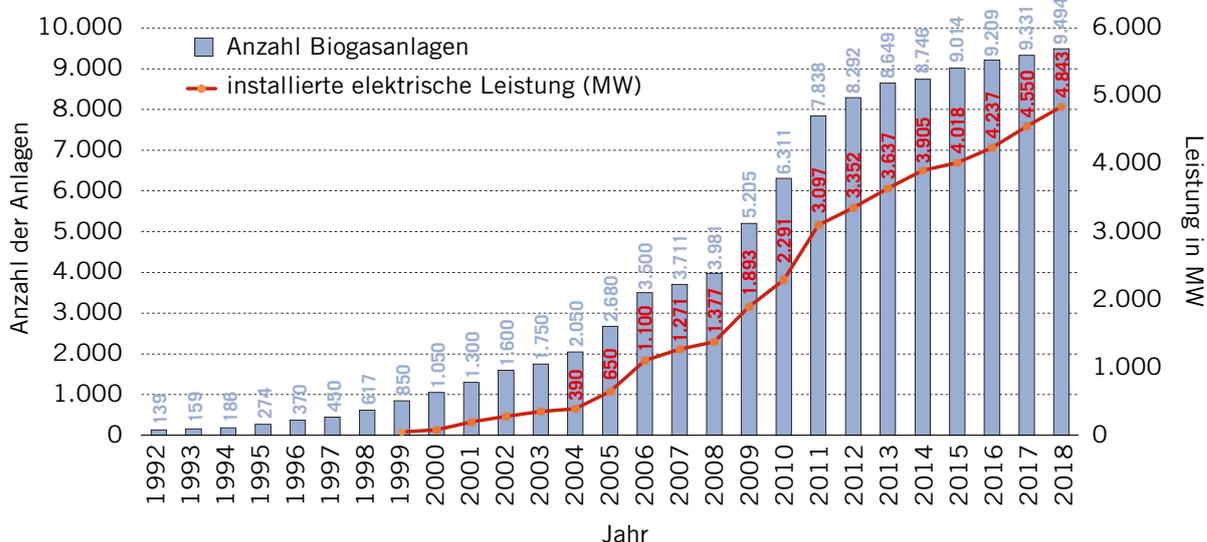
rechnungen der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) ergaben ein nachhaltiges Potenzial an synthetisch erzeugtem Erdgas von fast 10 Mrd. Kubikmeter pro Jahr. Damit ließen sich aktuell etwa zehn % der Erdgasnachfrage in Deutschland decken. In Kombination mit Power-to-Gas-Verfahren lässt sich dieses Potenzial innerhalb der nächsten 30 Jahre sogar auf knapp 17 Mrd. Kubikmeter jährlich erhöhen.

Deutschland ist weltführend bei der Einspeisung von Biogas ins Netz

Nach einer Potenzialstudie des DVGW e.V. zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan stehen zwei Pfade für den Bestand der Biogasanlagen bereit:

1. Die Bündelung mehrerer Biogasanlagen über Rohbiogassammelleitungen und der zentralen Aufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz.
2. Die Kopplung der Biogas- und Power-to-Gas-Prozesse zur Umwandlung des im Biogas enthaltenen CO₂ in Methan und anschließender Einspeisung in das Gasnetz.

Abbildung 4.23: Entwicklung des Bestands der Biogasanlagen in Deutschland



Quelle: Fachverband Biogas e. V.

Die meisten Power-to-Gas-Anlagen weltweit befinden sich in Deutschland

Beide Wege sind wirtschaftlich lukrativ, weil insgesamt größere Einheiten entstehen. Die Gestehungskosten für Biomethan können auf diesem Weg um rund 25 % gesenkt werden. Hinzu kommen weitere Kostensenkungspotenziale durch Repowering- und Effizienzmaßnahmen.

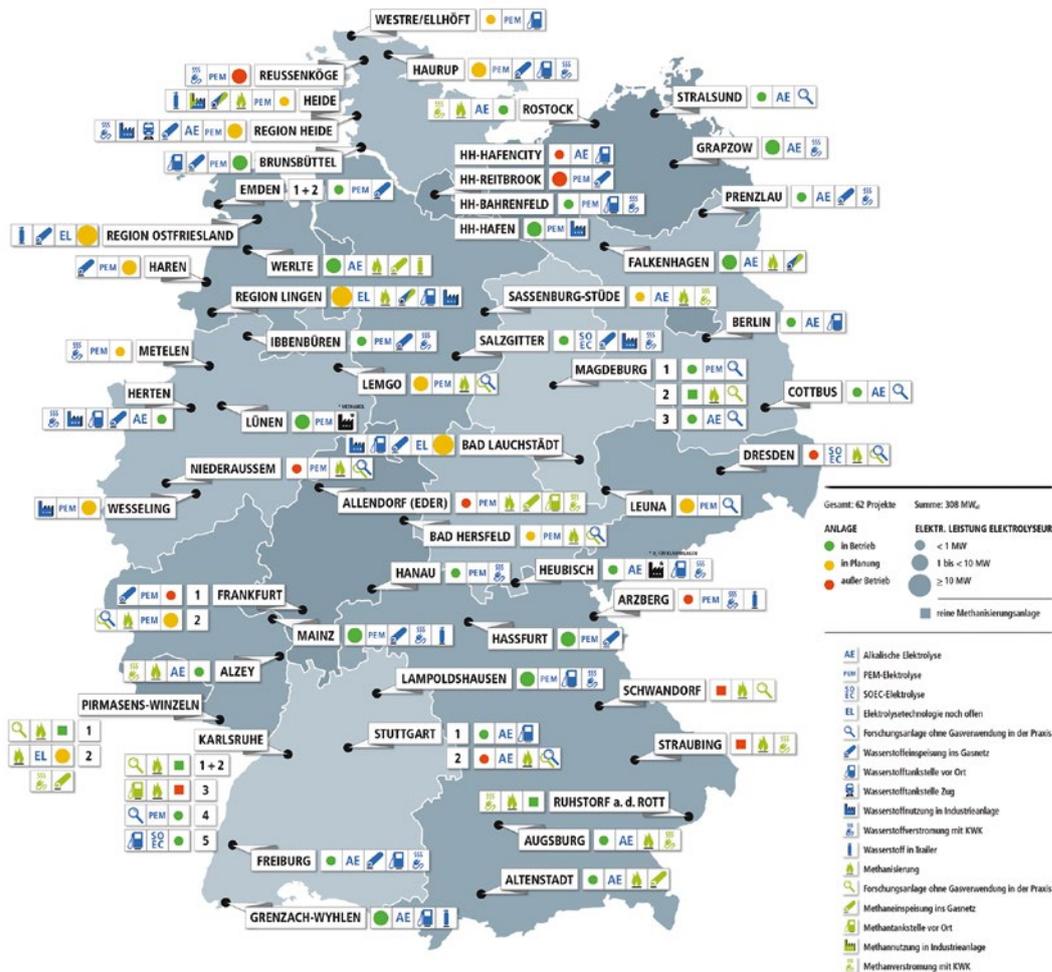
Synthetische Gase

Deutschland ist mit aktuell 34 Power-to-Gas-Anlagen und einer Gesamtleistung von rund 30 Megawatt (MW) in Betrieb das Land mit den weltweit meisten Projekten dieser Art. Die meisten von ihnen sind zwar Pilot- oder Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab mit jeweils bis zu 1 MW und dienen zu Forschungszwecken. Bei den etwa 20 geplanten Projekten zeigt sich jedoch eine deutliche Tendenz zu höherer Leistung: Rund ein Drittel der geplanten Anlagen soll größer als 10 MW werden; für zwei davon ist sogar eine Leistung von 100 MW geplant. Ihre Gesamtleistung wird mit 273 MW dann das Neunfache der heute installierten Anlagen erreichen. Dass sich die Technologie langsam aber sicher im Energiesystem etabliert, zeigt auch der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030.

Hierbei betrachten die Fernleitungsnetzbetreiber zum ersten Mal auch die Auswirkungen geplanter Grün gas-Projekte auf die Netzinfrastruktur. Projekte zu Wasserstoff und synthetischem Methan sollen berücksichtigt und der mögliche Ausbaubedarf unter anderem von Elektrolyse- bzw. Power-to-Gas-Kapazitäten ermittelt werden. Neben der Speicherung von Energie durch die Produktion von Wasserstoff oder klimaneutralem, synthetischem Methan kann Power-to-Gas auch den Bedarf für den kostspieligen Ausbau des europäischen Stromnetzes verringern. Das hat das europäische Forschungsprojekt STORE&GO gezeigt.

Während der vierjährigen Laufzeit haben die 27 Projektpartner das Potenzial von Power-to-Gas-Anwendungen im europäischen Energienetz untersucht und dabei auch wirtschaftliche und regulatorische Aspekte in den Blick genommen. Dazu wurden an drei verschiedenen Standorten Demonstrationsanlagen betrieben, die aus erneuerbarem Strom synthetisches Methan erzeugt und direkt in die bestehenden Gasnetze eingespeist haben. Auf diese Weise konnten die Vorteile der Technologie in verschiedenen Umgebungen analysiert, verglichen und belegt werden. Allerdings müssten nun die regulativen Stellschrauben so gedreht werden, dass Power-to-Gas-Anlagen nicht nur im Pilotmaßstab, sondern auch in großem Maßstab wirtschaftlich betrieben werden können.

Abbildung 4.24: Übersichtskarte der Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland (Stand April 2019)



Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.

Die Gestehungskosten für synthetisches Methan werden bis 2030 erheblich sinken

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Gestehungskosten für Wasserstoff in den kommenden Jahren und bei entsprechendem Anlagenbau in der notwendigen Größenordnung deutlich verringern. Modellierungen ergaben weiterhin, dass sich durch Skaleneffekte und das Durchlaufen der Lernkurve die Investitionsausgaben für Elektrolyse- und Methanisierungskapazitäten bis zum Jahr 2030 um mehr als die Hälfte reduzieren können. Die Gesamtgestehungskosten für synthetisches Methan aus Elektrolyse und Methanisierung können – bei einer Ein-

speisung ins Netz und einem Nutzungsgrad der Anlage von 4000 Volllaststunden – bis zum Jahr 2030 auf 10 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) absinken. Zum Vergleich: Der Endkundenpreis für Erdgas beträgt aktuell zwischen 5 und 6 ct/kWh. Aufgrund von steigenden CO₂-Preisen bzw. -Steuern wird sich dieser perspektivisch jedoch erhöhen. Die Kosten von Erdgas und synthetischem Methan werden sich somit gestehungsseitig und endverbraucherseitig annähern und erneuerbares Gas wird wettbewerbsfähig.

Durch die jahrelange Erfahrung mit Power-to-Gas und den zahlreichen Forschungsarbeiten ist Deutschland prädestiniert dafür, bei dieser Schlüsseltechnologie eine weltweit führende Rolle einzunehmen. Schon heute sind

deutsche Unternehmen mit einem Weltmarktanteil von knapp 20 % führend bei der Entwicklung, der Produktion und der Betriebsführung von Elektrolyse-, Methanisierungs- und Verflüssigungsanlagen sowie den dazugehörigen Ingenieursdienstleistungen.

Klimafreundliche Gase im Wärmesektor

Die Kosten für grüne Gase werden voraussichtlich deutlich sinken. Gleichzeitig wird auf Basis des steigenden CO₂-Preises der Wert für fossiles Methan steigen. Der Einsatz von grünen Gasen kann zukünftig also nicht nur ökologisch, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll sein. Neben Industrie, Verkehr und Stromwirtschaft kann dies insbesondere im Wärme- und Gebäudesektor zu hohen CO₂-Einsparungen führen. Denn dieser Bereich ist der größte Endenergieverbraucher in Deutschland. Im Jahr 2015 betrug der Anteil an fossiler Energie im Gebäudebereich etwa 80 Prozent. Eine Minderung der Treibhausgasemissionen in diesem Sektor könnte also wesentlich zum Erreichen der klimapolitischen Ziele beitragen.

Durch ihre direkte Einspeisung ins Gasnetz bieten erneuerbare Gase die Möglichkeit, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten – insbesondere in städtischen Wohngebäuden oder in Quartieren, die schon heute mit gasbasierten Technologien ihren Wärmebedarf decken. Grüne Gase in Form von synthetischem Methan können dabei unbegrenzt im Gebäudebestand eingesetzt werden. Aber auch Wasserstoff kann zu mindestens 10 Vol.-% vom Großteil der Bestandsgeräte toleriert werden. Dennoch bedarf es der Sanierung von Heizungsanlagen. Besonderes Augenmerk sollte dabei auf Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gelegt werden, die sowohl Wärme als auch Strom erzeugen. Diese ist insbesondere in urbanen Mehrfamilienhäusern und Gewerbebauten oder in Regionen mit geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorteilhaft. Denn dort ist die KWK zur Bereitstellung von Residualstromerzeugung besonders dienlich. Hierdurch kann auch in Gebäuden, die nicht oder nur mit sehr hohen Kosten durch Wärmedämmung zu sanieren sind, eine Klimaneutralität erreicht werden.

Grüne Gase und KWK im Gebäudebestand haben 10-fach niedrigere CO₂-Vermeidungskosten

Durch den Einsatz hocheffizienter Technologien mit geringer Leistung (Mikro-KWK) kann auch auf einen Teil der kostenintensiven Gebäudedämmung verzichtet werden, und auch dann Energie eingespart werden, wenn eine weitere Gebäudedämmung nicht möglich ist. Gerade für Bestandsgebäude und Altbauten eröffnet sich hiermit eine technische und wirtschaftliche Option, den Verbrauch an Primärenergie zu senken ohne eine übermäßige Dämmung vorzunehmen. Nach Berechnungen des Forschungszentrums Jülich lassen sich durch kombinierte Strategien aus Teildämmung, Heizungserneuerung und KWK mit gasförmigen Energieträgern rund 600 Mt CO₂ bis zum Jahr 2050 einsparen. Die kumulierten Kosten zur Erreichung dieses Potenzials bis 2050 betragen rund 7 Mrd. €. Das entspricht einem Zehntel der Kosten von 80 Mrd. €, die mit den bislang für den Wohngebäudebereich vorgesehenen Maßnahmen zu erwarten sind. Der Anteil grüner Gase im Gebäudesektor muss dafür bis 2030 auf rund 20 % und bis 2050 auf rund 50 % angestiegen sein. Die weiteren Treibhausgas-Einsparungen werden in dieser Betrachtung über Effizienzsteigerungen und Dämmung erzielt. Mit hohem KWK-Anteil und einer geeigneten regionalen Verteilung können sogar neue Großkraftwerke vermieden sowie der Stromnetzausbau reduziert werden.

Gastechnologien im Neubau können deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als strombasierte Systeme erreichen

Beim Neubau hingegen soll ab dem Jahr 2021 das sogenannte Niedrigstenergiehaus zum europaweiten Standard werden und einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Hierbei handelt es sich um energieeffiziente Gebäude mit sehr hoher Dämmung und einem maximalen Energieverbrauch von 30 bis 40 kWh/m², je nach Standort. Für eine ausreichende Reduktion des Energiebedarfs und der CO₂-Emissionen ist ein Technologiemix von Vorteil. Auch hier können Gastechnologien eine wichtige Rolle spielen. Exemplarisch zeigt sich dies an Betrachtungen für ein Einfamilienhaus. Gastechnologien sind im Neubau eine vorteilhafte Option und erreichen bei dem aktuellen Strommix in Deutschland deutlich niedrigere CO₂-Emissionen als strombasierte Systeme – wie Berechnungen des DBI-Gastechnologischen Institut gGmbH Freiberg und des Gas- und Wärme-Instituts Essen e.V. im Rahmen eines DVGW-Forschungsprojektes ergaben.

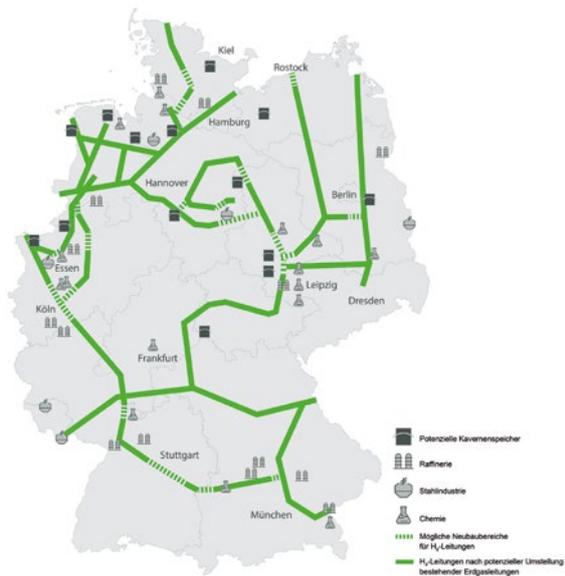
Neue Rolle von Wasserstoff

Sowohl in Deutschland als auch auf der internationalen Bühne steht Wasserstoff derzeit hoch auf der Agenda. Er wird als eines der vielversprechendsten Gase gesehen, mit dem sich vergleichsweise rasch CO₂-Emissionen mindern lassen – und zwar überall dort, wo Energie benötigt wird. Mit Hilfe der vorhandenen Gasinfrastruktur lässt sich dieses Gas speichern, transportieren und verteilen. Bereits heute ist es möglich, bis zu zehn Volumenprozent Wasserstoff in das bestehende Gasnetz in Deutschland einzuspeisen. In einem nächsten Schritt soll diese Grenze auf 20 % erhöht werden. Perspektivisch können Teilabschnitte technisch sogar auf den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben hierzu bereits eine erste deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur entworfen. Das anvisierte Transportsystem basiert zu über 90 % auf dem bereits bestehenden Erdgasnetz und beinhaltet Leitungen mit einer Gesamtlänge von etwa 5.900 Kilometern.

Um den Weg für Wasserstoffnutzung frei zu machen, hat die Bundesregierung eine Nationale Wasserstoff-Strategie entwickelt. Diese sieht vor, dass Wasserstoff künftig eine zentrale Rolle in der deutschen Energieversorgung einnehmen soll – von der Produktion „grünen“ Wasserstoffes bis hin zu dessen Anwendung im Industrie-, Mobilitäts- und Wärmesektor. Investitions- und Forschungszuschüsse in Milliardenhöhe sollen nicht nur einen zügigen Markthochlauf ermöglichen, sondern Deutschland als Vorreiter im Wasserstoffbereich etablieren. Dies setzt nach den Plänen der Bundesregierung sowohl den Aufbau einer neuen und grenzüberschreitenden Infrastruktur, als auch die Transformation des bestehenden Gasnetzes für die Wasserstoffeinspeisung voraus.

Inwieweit Wasserstoff auch über die innereuropäischen Grenzen hinweg in Aktion treten kann, wird derzeit in zahlreichen Forschungs Kooperationen untersucht, wie zum Beispiel im deutsch-niederländischen Projekt HY3. Fokus dieses Vorhabens ist eine Machbarkeitsstudie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Offshore-Windanlagen in der Nordsee und dem anschließenden Gastransport über freiwerdende Gasleitungen in der Region Groningen zu industriellen Großkunden in Nordrhein-Westfalen. Ebenso haben sich bereits Fernleitungsnetzbetreiber aus Frankreich und Deutschland zusammengeschlossen, um gemeinsam an Geschäftsmodellen für den Transport von Wasserstoff in ihren Netzen zu forschen. Von Interesse für die Unternehmen sind auch die Möglichkeiten, bestehende Netze für den grenzüberschreitenden Transport grüner Gase zu nutzen.

Abbildung 4.25: Schematische Darstellung eines möglichen Transportnetzes für Wasserstoff



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Quelle: FNB10

Wasserstoff ist ein tragendes Element der zukünftigen Energielandschaft

Passend dazu hat der Ölkonzern Shell im Februar 2020 angekündigt, gemeinsam mit dem niederländischen Gasnetzbetreiber Gasunie und dem Hafen Groningen Seaports das bisher größte Wasserstoff-Projekt in Europa umzusetzen. Im sogenannten NorthH2-Vorhaben soll in den kommenden zehn Jahren vor der Küste Hollands ein großer Windpark mit einer Leistung zwischen drei und vier Gigawatt entstehen. Mit diesem erneuerbaren Strom soll ein Elektrolyseur in Eemshaven dann grünen Wasserstoff produzieren, der wiederum über das Gasleitungsnetz von Gasunie verteilt wird.

Eines steht fest: Über Power-to-Gas erzeugter Wasserstoff kann – mit einer entsprechenden Systemanpassung – direkt in die Gasnetze eingespeist und bedarfsgerecht in den verschiedenen Sektoren weiterverwendet werden. Er ist damit ein tragendes Element der zukünftigen „Zwei-Energieträger-Welt“ und der europäischen Energiewende.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland

5.1 Höhepunkte 2019/2020

5.2 Publikationen 2019/2020

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland





World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Energiefragen. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org



Weltenergieerat – Deutschland

Der Weltenergieerat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an.

Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Hierzu arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Aktivitäten und Studien des WEC intensiv mit. Zugleich organisiert er eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

Als Teil des World Energy Council, mit Sitz in London, vertritt der Weltenergieerat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Seit fast 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

www.weltenergieerat.de

5.1 Höhepunkte 2019/2020



Preisgewinner des SET-Awards 2019 mit Organisatoren und Partnern aus Wirtschaft und Politik

Berlin Energy Transition Dialogue BETD / Start-Up Energy Transition SET

9.–10. April 2019, Berlin

Der World Energy Council unterstützte als Partner die internationale Initiative „Start Up Energy Transition“ (SET) der Deutschen Energieagentur, ein internationaler Wettbewerb für Geschäftsideen im Bereich Energiewende und Klimaschutz.

Über 400 Bewerbungen aus der ganzen Welt gingen ein – die Top 100 aus den Kategorien Erneuerbare, Digitalisierung, Effizienz, Zugang und Mobilität wurden für die Liste der „SET100“ auserwählt. Sie wurden auf der Webseite der Initiative veröffentlicht und konnten sich in der Ausstellung des World Energy Congress in Abu Dhabi präsentieren. Die besten 15 dürfen beim Tech Festival in Berlin präsentieren und mit Experten diskutieren. WEC-Generalsekretär Dr. Christoph Frei und die WEC-Repräsentantin der Arabischen Emirate Dr. Fatima Al-Foora nahmen als Sprecher bei der Veranstaltung teil. Folgende fünf Unternehmen wurden als Gewinner gekürt und konnten ihren Award entgegennehmen: Enapter aus Deutschland in der Kategorie „Low-Carbon Energy Production“; Planet Ark Power aus Australien in der Kategorie „Intelligent Grids, Platforms & Cyber Security“; Blixt aus Schweden in der Kategorie „Energy Efficiency, Smart



(v.l.n.r.) Dr. Angela Wilkinson, Senior Director, World Energy Council; Dr. Tomas Käberger, Chair of Executive Board, Renewable Energy Institute; Dr. Katharina Beumelburg, Senior Vice President Strategy, Siemens Gas & Power



Treffen der Studiengruppe „Power-to-X“ in Berlin

Devices & Storage“; Bodawerk aus Uganda in der Kategorie „Innovative Mobility“ und Divine Bamboo ebenfalls aus Uganda in der Kategorie „Special Prize: Quality Access & SDG7“.

Das Tech Festival zum Set-Award fand zum dritten Mal am Rande des Berlin Energy Transition Dialogue statt, welches im Auswärtigen Amt ausgerichtet wurde. Zahlreiche hochkarätige Entscheider aus Politik und Wirtschaft aus der ganzen Welt folgten der Einladung der Bundesregierung zu dieser internationalen Energiewende-Veranstaltung. Der World Energy Council wurde unter anderem von Dr. Angela Wilkinson, Senior Director Studies and Insights, in der Diskussion zu Power-to-X vertreten. Dr. Wilkinson machte dabei deutlich, dass Power-to-X nicht nur internationale Kooperation braucht, um erfolgreich zu sein, sondern auch integrierte Politik, d. h. gemeinsame Regularien der unterschiedlichen Ministerien.

Power-to-X Studientreffen

7. Mai 2019 in Berlin

Ulrich Benterbusch, Unterabteilungsleiter im Bundeswirtschaftsministerium und verantwortlich für das Thema „Wasserstoff“, diskutierte gemeinsam mit Experten der GIZ, Frontier Economics, acatech und anderen Teilnehmern der PtX-Studiengruppe die notwendigen Schritte zur Einführung von PtX – nicht nur national, sondern auch international. Einigkeit bestand darin, dass gasförmige Energieträger Bestandteil der globalen Energiewende sein müssen – und grüne Gase bis 2050 eine erhebliche Rolle spielen werden. Dabei wurde blauer Wasserstoff als notwendiger Zwischenschritt auf dem Weg dorthin genannt.

Die deutsche Technologieführerschaft bei der Elektrolyse müsse genutzt und internationale Partnerschaften geknüpft werden, wie z. B. mit IRESEN in Marokko. Die Teilnehmer verabredeten weiterhin rege Kooperation untereinander – einige haben sich am 17. Juni 2019 in London auf dem P2X Innovation Forum wiedergesehen.

Governance Meetings des World Energy Council

15.–16. Mai 2019, London, UK



(v.l.n.r.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, und Nicole Kaim-Albers, Büroleiterin, Weltenergieerat – Deutschland

Zwei Mal jährlich finden die sogenannten „Governance Meetings“ des World Energy Council statt – darunter Treffen des Communication & Outreach Committee, des Programmes Committee und des Studies Committee. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, Mitglied des Studies Committee, Dr. Carsten Rolle, Mitglied des Communications & Outreach Committee, sowie Nicole Kaim-Albers, Büroleiterin der Geschäftsstelle in Berlin, nahmen aus Deutschland an den Sitzungen teil.

Darüber hinaus fanden Treffen einer europäischen Arbeitsgruppe zum Thema „Challenges of the European Energy Policy“ sowie interaktive Workshops zum Thema „Building resilience in the changing energy landscape“ statt.

Ein Schwerpunkt der Präsentationen und Diskussionen zum Arbeitsprogramm des World Energy Council lag auf dem World Energy Congress im September 2019 und den globalen Publikationen, die zu diesem Zeitpunkt in Erscheinung treten. Darunter die neuen World Energy Scenarios und das World Energy Trilemma.

Expertengespräch „Energereiche Golfstaaten – Geopolitik & Energieversorgung“ & Launch „Energie für Deutschland 2019“

13. Juni 2019, Berlin



Expertengespräch zur „Energie für Deutschland 2019“

Rund 25 Teilnehmer folgten der Einladung zum Expertengespräch zur Energieversorgung in den Golfstaaten ins Haus der Deutschen Wirtschaft. Die Schwerpunktautoren der „Energie für Deutschland 2019“ präsentierten die Ergebnisse ihrer Analyse: Markus Groissböck (Siemens AG); Dr. David Ramin Jalilvand (Orient Matters GmbH) und Dr. Kirsten Westphal (Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)). Im Anschluss kommentierten Dr. Philipp Wendel (Auswärtiges Amt) und Dr. Falk Bömeke (BMWi) die Situation in der Golfregion und berichteten über die Beziehungen Deutschlands in der Region.

Das Expertengespräch war zugleich der Anlass zur Veröffentlichung unserer letztjährigen Jahrespublikation „Energie für Deutschland“.

Young Energy Forum „Urbane Energiewende – Städte als Blaupause für ein neues Energiesystem“

7. Juni 2019, Berlin

2050 werden rund 70 % der Weltbevölkerung in Städten leben. Wie kann das Zusammenleben, insbesondere die Strom-/Kälte-/Wärmeversorgung und die Mobilität der Zukunft effizient gestaltet werden? Wie sieht die Smart City von morgen aus? Wie steht es in Berlin um Fragen der „Smart City“, der Elektromobilität und in der Einbindung von „Prosumern“? Diese und weitere Fragen diskutierten die Young Energy Professionals mit ihren Experten und Gästen beim 4. Young Energy Forum, welches wieder unter dem Motto „35 Teilnehmer unter 35 Jahren“ stattfand. Gastgeber war diesmal die Stiftung Neue Verantwortung.



Teilnehmer des Young Energy Forum 2019

Als Referenten präsentierten Maria Berndt von der Senatsverwaltung Wirtschaft, Energie und Betriebe Berlin; Friederike Pfeifer von IKEM; Dr. Constanze Adolf von Lumenion und Dr. René Mono von der 100 % Erneuerbar Stiftung. Im Anschluss folgten interaktive Diskussionsformate sowie ein gemeinsamer Ausklang am Abend.

Aus den Vorträgen und Diskussionen wurde schnell deutlich: Es bedarf vor allem noch politischer Entschlossenheit, einen Rahmen für die Umsetzung einer „Urbanen Energiewende“ zu schaffen. Doch sollte es in Zukunft nicht nur um die „Smart City“ gehen – insbesondere das Leben in kleinen Städten sollte attraktiv gestaltet werden, hin zu einem „Smart Village“. Technische Innovationen und Digitalisierung können dazu beitragen – doch sollten sie immer am Kriterium der Nachhaltigkeit, der Ressourcenschonung und der Wahrung der Persönlichkeitsrechte geknüpft sein.

EventHorizon – Global Summit on Blockchain Technology in the Energy Sector

19.–20. Juni 2019, Berlin

Rund 1000 Teilnehmer aus 26 Ländern kamen in Berlin zum weltweit wichtigsten Event zusammen, der die Blockchain-Technologie und ihren Einfluss sowie ihre Auswirkungen auf den Energiesektor in den Mittelpunkt stellt.

Die Energy Web Foundation launchte zu diesem Anlass ihre Energy Web Chain, eine skalierbare Open Source Blockchain Plattform, die speziell für die regulatorischen,



Präsentation von Dr. Christoph Frei, Generalsekretär, World Energy Council

betrieblichen und (sozio-) ökonomischen Marktanforderungen des Energiesektors entwickelt wurde.

Auch dieses Mal war der Weltenergierrat – Deutschland wieder Partner des Events. Christoph Frei, CEO des World Energy Council und Gründungsmitglied der Energy Web Foundation, hielt die Eröffnungsrede. Dabei machte er deutlich: „The digit is the new battery. Electricity is the new oil.“. Zugleich mahnte er, dass Strom nur 20 % der weltweiten Energienachfrage darstellt. Es sei wichtig, dies zu beachten und „Green Molecules“ in den Mittelpunkt zu stellen. Auch in diesem Bereich ergeben sich Anwendungsfelder für Blockchain.

Power-to-X Innovation Forum

17. Juni 2019, London, UK

Am 17. Juni veranstaltete der Weltenergierrat in London sein erstes Innovationsforum (IF) zu Power-to-X in enger Zusammenarbeit mit dem deutschen Mitgliedskomitee. Die Veranstaltung brachte über 50 Persönlichkeiten der Energiewirtschaft aus 10 Ländern (Europa, Hong Kong, Japan und Russland) zusammen. Während der ganztägi-



Teilnehmer des Power-to-X Innovation Forum



Teilnehmer des Power-to-X Innovation Forum

gen Veranstaltung, die von Dr. Angela Wilkinson, Senior Director, Scenarios & Business Insights, moderiert wurde, tauschten die Teilnehmer Fachwissen, Ideen und konkrete Vorschläge aus, um Power-to-X als Katalysator für die Defossilisierung zu etablieren. In kleinen Gruppen hatten die Teilnehmer die Möglichkeit, einige der wichtigsten Chancen und Herausforderungen von Power-to-X zu diskutieren.

Erkenntnisse des Austausches waren:

- Der Transport eines Elektrons kann bis zu 10-mal teurer sein als der Transport eines Moleküls.
- Die wirkliche Herausforderung heute ist die wirtschaftliche Machbarkeit.
- P2X wird von der Nachfrage bestimmt, die Kraftstoffproduzenten müssen aufholen.

- Ein globaler oder regionaler CO₂-Preis wäre ein Wendepunkt.

Aus dem Innovationsforum gingen für den Weltenergierrat zwei Ziele hervor:

Zum einen das Aufsetzen einer internationalen Allianz zur Förderung der internationalen Koordination bei Power-to-X. Zum anderen eine stärkere Zusammenarbeit mit dem privaten und öffentlichen Sektor, um klare Power-to-X-Verpflichtungen zu entwickeln.

Baltic Sea Round Table

12.–13. August 2019 Riga, Lettland

Die nun 6. Sitzung des jährlich stattfindenden Baltic Sea Round Table fand dieses Mal in Riga bei Latvenergo AS statt und wurde vom lettischen WEC Komitee organisiert. Aus Deutschland nahmen Dr. Henrich Quick von 50Hertz sowie Dr. Carsten Rolle und Robin Höher vom Weltenergierrat teil.

In der Diskussionsrunde am Vormittag des ersten Tages „Sustainability of National Energy and Climate Plans (NECP 2030)“ stellte Robin Höher den Entwurf zum deutschen Energie- und Klimaplan vor – der bis Dezember 2019 bei der EU-Kommission eingereicht werden muss. 50Hertz vertreten durch Herrn Dr. Quick erläuterte den Teilnehmern die deutschen Reallabore, welche zur Thematik von CO₂-Minderung aktuell durchgeführt werden.



Teilnehmer des Baltic Sea Round Table in Riga, Lettland

In der Session „*Single Baltic Gas Market: Creation and basic principles of operation*“ sprach Dr. Carsten Rolle über die Zusammenlegung der beiden deutschen Gasmärkte NetConnect und Gaspool. Die Integration der baltischen Staaten in das europäische Strom- und Gassystem schreitet weiter voran. Die Integration in den Nord Pool Strommarkt hat den baltischen Staaten bereits günstigere Strompreise gebracht. Der Stromaustausch zwischen dem Baltikum und dem Osteuropäischen Stromnetz ist für 2025 geplant. Auch eine verstärkte Zusammenarbeit im Gasmarkt wird diskutiert.

Expert Talks on Oil & Gas

20.–21. August 2019, Berlin

Unter *Chatham House Rule* und hinter geschlossenen Türen fanden die Expert Talks dieses Jahr zum 8. Mal in Kooperation mit der Stiftung Wissenschaft und Politik in Berlin statt. Diese einzigartige Konferenz brachte wieder rund 60 internationale Vertreter aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik/Administration zusammen, um insbesondere auch über die geopolitischen Entwicklungen im Energiesektor zu sprechen, die längst nicht mehr nur den Öl- und Gassektor betreffen.

Es wurde diskutiert inwiefern neben dem Öl- und Gaspreis sowie Klimapolitik und Akzeptanz die zukünftigen Investitionen den Energiesektor beeinflussen. Fehlende politische Rahmen bilden ein großes Risiko, ebenso wie Unklarheit über die Perspektiven von Öl- und Gasnachfrage und den Einsatz von Strom und Wasserstoff im Transport – wie Wärmesektor. Europa wird langfristig Energieimporteur bleiben, insbesondere da die Energieversorgung aus heimischen Energiequellen sinkt und die Möglichkeiten für die Herstellung von grünen Gasen bzw. Wasserstoff in Europa begrenzt ist. Zugleich erscheint Europa zunehmend als passiver Akteur, der zwischen den Krisen dieser Welt wie dem China-US-Konflikt, Iran-US- oder dem Russland-Ukraine-Konflikt steht.

Treffen der Young Energy Professionals

2. September 2019, Essen

Zweimal jährlich treffen sich die Young Energy Professionals (YEPs) bei den Unternehmen bzw. der Organisation eines Mitgliedes. Dieses Mal wurde das Treffen von E.ON ausgerichtet.

Neben der internen Diskussion zur weiteren Ausgestaltung des Netzwerkes und der persönlichen Vorstellung neuer Mitglieder, hatten die YEPs die Gelegenheit Impul-



(v.l.o.n.r.u.): Daniel Bärenheuser, iceBaum; Annkathrin Rabe, Statkraft; Nicole Kaim-Albers, Weltenergierat; Christoph Menzel, dena; Johannes Wall, Zublin, Martin Möller, Innogy; Mengü Cetinkaya, Uniper; Anna Trendewicz, E.ON, Johannes Uhl; GIZ

se von Experten aus dem E.ON Strategie-Bereich zu hören und zu diskutieren. Unter anderem wurden die Szenarien des World Energy Council vorgestellt. Beim Besuch von smarten Büroräumen konnten sich die YEPs einen praktischen Eindruck vom Arbeitsklima von morgen machen.

24. World Energy Congress

9.–12. September 2019, Abu Dhabi, VAE

Seit 1924 veranstaltet der World Energy Council den World Energy Congress, der nun zum 24. Mal stattfand und – mit Abu Dhabi als Austragungsort – zum ersten Mal im Mittleren Osten. Rund 4.000 Delegierte aus der gesamten Energiebranche, hiervon über 70 Minister und Staatsoberhäupter, kamen für vier Tage zusammen, um die dringendsten Fragen der Energiewelt zu diskutieren. Neben dem Hauptprogramm des Kongresses sowie der Messe gab es zahlreiche „Side Events“, unter anderem einen Workshop im Rahmen der Energiepartnerschaft zwischen den Wirtschaftsministerien aus Deutschland und den Vereinigten Arabischen Emiraten.

Anlässlich des Weltenergiekongresses veröffentlichte der World Energy Council seine Analysen zur globalen Energieversorgung. Hieraus wurde deutlich: Die Dezentralisierung des Energiesystems einerseits sowie die noch langfristige Nutzung fossiler Energiequellen andererseits



Eröffnung des 24. World Energy Congress

werden unsere Realität in den nächsten Dekaden prägen. Es existiert keine Blaupause für eine Energiewende – jede Technologie und jeder Energieträger wird benötigt, um den Menschen Zugang zu einer bezahlbaren, sicheren und nachhaltigen Energieversorgung zu ermöglichen und damit den Grundstein für ein Leben in Wohlstand zu legen. 2030 könnten laut World Energy Council alle Menschen weltweit Zugang zu moderner Energieversorgung haben – noch sind knapp eine Milliarde Menschen hiervon ausgeschlossen. Das 2°-Grad Ziel der weltweiten Klima-Erwärmung wird in keinem der drei Szenarien des World Energy Council bis 2040 erreicht. Internationale Zusammenarbeit auf politischer Ebene und eine CO₂-Bepreisung wirken sich positiv auf den Klimaschutz aus. Power-to-X bzw. Wasserstoff wurde ebenfalls als ein notwendiges Element für ambitionierten Klimaschutz anerkannt, vor allem in Bereichen, die kaum zu elektrifizieren sind. Hiermit sind insbesondere der Transport- und Wärmesektor gemeint.



Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergierrat – Deutschland, moderiert Diskussion zu „To invest or divest: New realities and responsibilities“

Aus Deutschland reiste eine Delegation aus hochkarätigen Sprechern, Delegierten, Medienvertretern und Future Energy Leaders an. Innovationen standen im Mittelpunkt: In Kooperation mit der Deutschen Energieagentur wurden die weltweit vielversprechendsten Start-Ups im Energiesektor eingeladen, sich bei dieser Gelegenheit zu präsentieren.

Für die deutschsprachige Presse bot der Weltenergierrat – Deutschland Pressegespräche mit hochkarätigen mit verbundenen Persönlichkeiten an. Einen besonderen Höhepunkt bildete unser deutscher Abendempfang in der Residenz des deutschen Botschafters Peter Fischer, zu dem wir rund 70 Gäste begrüßen durften.



Ernst Peter Fischer, Botschafter, Deutsche Botschaft VAE, und Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergierrat – Deutschland

Nordic Energy Forum

29.–30. Oktober 2019, Helsinki, Finnland



Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieerat (rechts) im Gespräch mit dem Moderator des Forums

Das diesjährige Nordic Energy Forum wurde von Dr. Angela Wilkinson eröffnet, die seit dem 1. November 2019 die Geschäfte des World Energy Councils von London aus leitet. Sie stellte vor rund 150 Teilnehmern fest, dass eine globale Energiewende nicht erfolgreich sein wird ohne soziale Komponente und öffentliche Akzeptanz. Weiter erläuterte sie, dass eines der wichtigsten Erkenntnisse des Weltenergiekongresses in Abu Dhabi sei, dass wir aktuell das bedeutende Potenzial von Wasserstoff weltweit unterschätzen (inklusive der Derivate Ammoniak, grüne Gase und Brennstoffe).

Artur Runge-Metzger, Direktor Abteilung Klimaschutz bei der Europäischen Kommission, gab einen zusätzlichen, jährlichen Investitionsbedarf für klimafreundliche Energie in Europa von 150-290 Mrd. EUR an und betonte die große Rolle, die CCS zukünftig spielen wird. Burkhard von Kienitz, E.ON, machte sich für einen stabil planbaren, steigenden CO₂-Preis stark, der das „Klein-Klein der derzeitigen Klimamaßnahmen“ ablösen sollte. Unser Geschäftsführer Dr. Carsten Rolle erklärte Power-to-X zum Game Changer auf dem Weg zur defossilisierten Energieversorgung und stellte fest, dass eine globale Energiewende zur Einhaltung von Klimazielen ohne grüne Moleküle nicht funktionieren wird.

Energy@TheEmbassy: Climate Activism and political impact

1. November 2019, Berlin

Am 1. November 2019 fand die gemeinsam mit der Universität St. Gallen (HSG) und dem Weltenergieerat-Deutschland organisierte Podiumsdiskussion zum Thema «Climate Policy after #FridaysForFuture» statt. Dabei unterhielten sich Dr. Rupert Brandis (BP Europe), Miriam Rizvi (FridaysForFuture Schweiz), Celine Pfister (Verein Klimaschutz Schweiz/Gletscherinitiative) und Dr. Adrian Rinscheid (Politikwissenschaftler, Universität St. Gallen) darüber, wie die seit Monaten andauernden Klimaproteste die Politik beeinflussen.

Dabei ging es nicht nur um die Frage, welche Auswirkungen die Bewegung auf die kürzlich in der Schweiz stattgefundenen Parlamentswahlen mit deutlichem Gewinn der Grünen hatte, sondern es wurde auch diskutiert, was es künftig für Maßnahmen für den Klimaschutz braucht und wer wofür die Verantwortung übernehmen muss. Die Diskussion wurde kontrovers, aber auch konstruktiv geführt. Moderiert wurde das Gespräch von Dr. Carsten Rolle (Weltenergieerat-Deutschland).

Präsidiumstreffen

6. November 2019, Berlin

Traditionell trifft sich das Präsidium des Weltenergieerat – Deutschland am Vorabend des Energietages, um die Ausrichtung und Aktivitäten der Organisation zu besprechen. In diesem Jahr war Willibald Meixner mit Siemens Gastgeber des Treffens. Im Anschluss fand ein gemeinsames Abendessen im Capital Club mit prominenten Gästen statt. Dr. Angela Wilkinson, die neue CEO des



Abendessen des Präsidiums des Weltenergieerat – Deutschland mit Matti Anttonen, Staatssekretär, finnisches Außenministerium, und Dr. Angela Wilkinson, CEO des World Energy Council

World Energy Council, ebenso wie Matti Anttonen, Staatssekretär des finnischen Außenministeriums sowie die Botschafterin Finnlands, Anne Sipiläinen nahmen als Gäste an dem Dinner teil.

Energietag 2019

7. November 2019, 9:00–15:30 Uhr, Berlin

Mit bewährtem Rundumblick diskutierte der Weltenergie- rat (WEC) mit seinen internationalen Experten beim Ener- gietag 2019 die Frage, wie Europa und die Welt ein defos- silisiertes Energiesystem gestalten kann. Ist Power-to-X eine Schlüsseltechnologie dafür? Stellt die Wasserstoff- Ökonomie eine nationale oder internationale Lösung dar? Und brauchen es über die CO₂-Bepreisung hinaus neue Lösungen hin zu negativen Emissionen, um dem Klima- wandel zu begegnen? Rund 200 Gäste im Publikum steuerten per Echtzeit-Umfragen ihre Einschätzung bei.

WEC-Präsident Dr. Uwe Franke mahnte in seiner Begrü- ßungsrede, dass die Energiewende im Sinne der Wett- bewerbsfähigkeit und sozialen Gerechtigkeit gestaltet werden müsse und die größten Hürden erst noch zu be- wältigen seien. „*Ein CO₂-neutrales Energiesystem der Zu- kunft erfordert Technologieoffenheit, ein sorgfältiges Ab- wägen der Optionen ohne Ideologie. Es erfordert Innovationen, Forschung und Entwicklung sowie die langfristige Akzeptanz der Menschen. Denn ohne Akzep- tanz wird die Energiewende scheitern*“, so Franke. Es bedürfe eines offenen und transparenten Dialoges zwi- schen allen Beteiligten, national wie mit internationalen Partnern. Deutschland und Europa sollten hierbei Treiber sein, und nicht Bremser.



Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergie- rat – Deutschland



Energietag in der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften

Die erst seit einer Woche amtierende Generalsekretärin des World Energy Council in London, Dr. Angela Wilkin- son, nutzte die Gelegenheit, die aktuellen Herausfor- dungen sowie das umfangreiche „Energy Transition Tool- kit“ des WEC vorzustellen. Es beginne eine neue Ära – für sie selbst als erste Frau überhaupt in diesem Amt, aber auch für den Energiesektor insgesamt. Digitalisierung, Elektrifizierung, Kundenorientierung und integrierte Energiewende seien die Schlagworte der Zukunft. „Die Szenarien des World Energy Council zeigen systemische Wendepunkte: Wir brauchen grüne Moleküle – und eine Steuerung der Kreislaufwirtschaft. In keiner unserer bis- herigen Szenarien wird jedoch zukünftig eine Klimaneu- tralität erreicht“, fasste sie zusammen. Es gebe auf dem Weg zur Klimaneutralität nicht die eine Lösung – der ideale Energiemix sei für jedes Land individuell verschie- den, aber das Ziel der Klimaschutz gelte weltweit.

Umwelt-Staatssekretär Jochen Flasbarth berichtete, dass Deutschland seine Klimaziele für 2020 voraussichtlich verfehlen werde, aber dennoch bereits eine deutliche Reduktion der Emissionen vorweisen könne. Insgesamt gehe die Entwicklung weltweit zu langsam voran. Aller- dings rief er zu Optimismus auf, da dem Austritt der USA aus dem Pariser Klimaabkommen keine weiteren Staaten



Dr. Angela Wilkinson, CEO, World Energy Council

gefolgt seien. Maßnahmen müssten intelligent gestaltet sein, um die industrielle Leistungsfähigkeit Deutschlands und Europas nicht zu gefährden. *„Eine Dekarbonisierung Deutschlands ohne grünen Wasserstoff ist unmöglich“*, erklärte Flasbarth. Eine strukturelle Erweiterung der deutschen Klimapolitik sehe ein Investitionsprogramm von 54 Mrd. € für die nächsten Jahre vor. Zusammen mit dem beschlossenen Kohleausstieg sei damit ein guter Rahmen für den Klimaschutz gesetzt.

Genauso eng verbunden wie in den Nordischen Botschaften in Berlin seien die nordischen Staaten auf dem Energiemarkt, veranschaulichte Matti Anttonen, Staatssekretär im Außenministerium Finnlands. Das Land im hohen Norden importiere ein Drittel seiner benötigten Energiemenge aus Nachbarstaaten und habe sich Klimaneutralität bis 2035 auf die Fahnen geschrieben. *„Damit wäre Finnland unter den ersten, wenn nicht sogar das erste der industrialisierten Länder, die dieses ambitionierte Ziel erreichen werden“*, betonte er. Der Kohleausstieg sei für 2029 vorgesehen. Die Nutzung von Biokraftstoffen solle sukzessive steigen. Die EU-Ratspräsidentschaft Finnlands stehe ganz im Zeichen des EU-Binnenmarktes, der Energieeffizienz, Elektrifizierung sowie Forschung und Entwicklung. Die Kreislaufwirtschaft sieht Anttonen als das Schlüsselthema der Zukunft.

„Dekarbonisierung und Energiewende sind politisch gesetzt. Wir reden längst nicht mehr über das Ob, sondern ausschließlich über das Wie“, leitete RWE-CEO Dr. Rolf Martin Schmitz seinen Redebeitrag ein. Klimaschutz und industrielles Wachstum miteinander zu vereinbaren, sei möglich unter Betonung dreier Voraussetzungen. Erstens

solle die Energieversorgung auch in 30 Jahren sicher, sauber und bezahlbar sein. Zweitens müsse die Entwicklung klimaneutraler Technologien jetzt schon vorangetrieben werden, um auf den Weltmärkten erfolgreich zu sein. Und drittens müsse es als Treiber der Transformation Unternehmen geben, die im weltweiten Wettbewerb mithalten. *„Gefordert sind Global Player“*, so Schmitz. Weitgehende Dekarbonisierung bis 2050 auf breiter Front, also über alle Sektoren, sei ehrgeizig, aber nicht unmöglich. An Technik und Finanzierung für die erforderlichen Investitionen mangle es dem globalen Kapitalmarkt nicht. Gefordert seien die Unterstützung der Politik und die Akzeptanz der Gesellschaft für den gemeinsamen Erfolg.

Für Integration auf allen Ebenen, zwischen allen Staaten und Sektoren, plädierten die Vorredner in ihrer Diskussion mit der Moderatorin Sonja van Renssen zu Energieperspektiven für Europa. Durch die in der europäischen Energiewirtschaft funktionierende CO₂-Regulierung über den Emissionshandel seien die Energieunternehmen Vorreiter beim Klimaschutz. Blauer und grüner Wasserstoff werden zukünftig eine wesentliche Rolle spielen, ebenso wie eine gute Planung der Energieinfrastruktur. Und auch die immer stärkere Kundenorientierung werde die zukünftige Energiewirtschaft verändern. Pragmatismus und Diversifizierung seien hierbei oberstes Gebot. Alle Optionen lägen auf dem Tisch – nun sei es Sache des Marktes, die entscheidenden Weichen für die Zukunft zu stellen.

Über die Hälfte der Umfrageteilnehmer im Publikum vertrat zum Abschluss der Diskussion der Ansicht, dass



Jochen Flasbarth, Staatssekretär, Umweltministerium



Matti Anttonen, Staatssekretär, finnische Außenministerin



Dr. Rolf Martin Schmitz, CEO, RWE

Europa bis 2050 vollständig oder nahezu klimaneutral sein wird. Als größte Herausforderung wird dabei die Suche nach einer gemeinsamen europäischen Strategie angesehen.

„Der Klimawandel ist eines der weiterreichenden gesellschaftlichen Megatrends, wie die Digitalisierung“, so Dr. Karsten Sach, Leiter der Abteilung Internationales, Europa, Klimaschutz im Umweltministerium zur Einführung in seinen Ausblick auf die COP 25. Sie soll zeigen, wie sehr der Mensch schon in das Klimasystem eingegriffen hat und es nur durch entschlossenes Handeln noch stabilisieren kann. Behandelt werden dort darüber hinaus Fragen zum internationalen Marktmechanismus, zur in Deutschland wenig thematisierten globalen Gewinn- und Verlust-Debatte sowie zum Gender Action Plan. Die COP 25 wird vom 2. bis 13. Dezember 2019 im spanischen Madrid anstatt in Chile stattfinden.

Die Diskussion um eine globale CO₂-Bepreisung eröffnete das ehemalige Mitglied des Deutschen Bundestages Kerstin Andreae als frisch gekürte Geschäftsführerin des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft. „Noch vor einem Jahr war die Einführung einer CO₂-Bepreisung in den Sektoren Gebäude und Verkehr fast undenkbar. Heute wird ein entsprechender Gesetzentwurf debattiert und soll bis Ende dieses Jahres beschlossen werden“, berichtet sie. Eine CO₂-Bepreisung als sinnvolles Klimaschutzinstrument müsse eine Wettbewerbsgleichheit hinsichtlich der Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen zwischen den Energieträgern herstellen. Sie sollte in der Umset-

zung mit möglichst wenig Verwaltungsaufwand für die betroffenen Unternehmen verbunden sein. Mit Blick auf Akzeptanz sollten die resultierenden Einnahmen vollständig an die Verbraucher zurückgegeben werden. Ein geeignetes Instrument sei eine Stromsteuersenkung. Eine CO₂-Bepreisung sollte darüber hinaus von einem Bündel von Klimaschutzmaßnahmen flankiert werden. Anhand der rückläufigen Emissionen in der Energiewirtschaft könne man sehen, dass eine CO₂-Bepreisung Wirkung habe.

„Der Unterschied zwischen einer CO₂-Steuer und einem Cap & Trade System ist nicht so groß, wie es in der aktuellen Debatte erscheint“, so Prof. Dr. Marc-Oliver Bettzüge, Direktor des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln. Steuern oder Cap & Trade seien anderen politischen Instrumenten überlegen und besser als Ordnungsrecht. Entscheidender Vorteil sei, dass Steuerniveau oder Zertifikatspreis die Grenzzabbauskosten zwischen den Wirtschaftsakteuren ausgleichen. Unterschiede zwischen Steuern und Cap & Trade ergeben sich aus Reibungen und Umsetzungsproblemen. Die optimale Wahl erfordere eine sorgfältige Bewertung von z. B. dem Grad der Unsicherheit der Regierung gegenüber den Grenzzabbauskosten oder das Anlagerisiko. Das Hybridmodell kombiniere Cap & Trade mit einem Preiskorridor. Wichtiger als die Wahl des Instruments sei jedoch die Wahl des politischen Ziels: Preise wären gegebenenfalls besser geeignet als Mengen.



Dr. Angela Wilkinson, CEO, World Energy Council, Matti Anttonen, Staatssekretär, finnisches Außenministerium, Dr. Rolf Martin Schmitz, CEO, RWE, Sonja van Renssen, Moderatorin

In der anschließenden Diskussion zwischen den beiden Vorrednern unter Moderation von Weltenergierrat-Geschäftsführer Dr. Carsten Rolle herrschte Einigkeit darüber, dass ein Sektor allein die Klimaschutzziele nicht erreichen kann und der Verkehrssektor dringend gefordert sei, seine Emissionen zu reduzieren. Der Einstiegspreis von 10 € pro Tonne CO₂ habe kaum Lenkungswirkung. *„Entscheidend ist jedoch nicht die Höhe des Einstiegs-*

preises, sondern das Signal, dass der CO₂-Preis steigen wird“, so Bettzüge. Bei einem CO₂-Preis von 65 € pro Tonne könnten bis 2030 könnten 20 Mt CO₂ eingespart werden, rechnet Andreae. Dies sei nicht genug zum Erreichen der Klimaziele. Auch das Phänomen des Widerstands in der Bevölkerung bei der CO₂-Bepreisung sei nicht zu unterschätzen. Die Bevölkerung müsse sensibilisiert und mitgenommen werden bei allen anstehenden Entscheidungen.



Dr. Karsten Sach, Abteilungsleiter, Bundesumweltministerium

Den Abschluss des Tages bildete eine Diskussionsrunde zur Wasserstoffwirtschaft sowie Maßnahmen zum Erreichen negativer Emissionen unter Moderation von Sonja van Renssen. Verschiedene Aspekte wurden beleuchtet, darunter grüner und blauer Wasserstoff, Power-to-X, Marktkräfte, Sektorenkopplung und Deutschland als Treiber einer europäischen Energiewende.

TenneT CEO Manon van Beek mahnte zu schnellem Handeln und rief dazu auf, bereits heute in Elektrifizierung, Konversion und Speichertechnologien zu investieren. *„Wir müssen eine Antwort auf die Nachfrage nach erneuerbarer Produktion finden. Wir brauchen saisonale Speicher wie Wasserstoff“*, forderte sie. Wasserstoff könne eine wichtige Rolle spielen innerhalb eines nachhaltigen, bezahlbaren und zuverlässigen Energiesystems. Die Infrastruktur von morgen müssen schon heu-



Kerstin Andreae, Vorsitzende, BDEW



Prof. Dr. Marc-Oliver Bettzüge, Direktor, EWI

te geplant werden. Letztlich bedürfe es politischen Muts, um die Energiewende voranzutreiben und Antworten auf die ambitionierten Pariser Klimaschutzziele zu finden.

Die Notwendigkeit der Kohlendioxidbeseitigung, um Netto-Null-Emissionen zu erreichen, veranschaulichte Dr. Oliver Geden, Forschungsgruppenleiter Europa der Stiftung Wissenschaft und Politik. „Eine Reduktion der Emissionen allein wird nicht ausreichen zum Erreichen der

Klimaziele, weil Restemissionen sich nicht vermeiden lassen“, so Geden. Wenn nicht jeder Sektor, jedes Unternehmen oder jeder EU-Mitgliedstaat alle seine Emissionen eliminieren muss, dann müssten andere als Ausgleich sogar netto negativ werden. Dies würde dann z. B. auf Deutschland zutreffen und wäre eine der schwersten Aufgaben.

MCC Generalsekretärin Dr. Brigitte Knopf sieht eine Wasserstoffstrategie Hand in Hand mit dem Einsatz erneuer-



(v.l.n.r.) Dr. Oliver Geden, Forschungsgruppenleiter, SWP; Dr. Brigitte Knopf, Generalsekretärin, MCC; Gelem Lluberes, Director, Slemens; Manon van Beek, CEO, Tennet; Sonja van Renssen, Moderation



Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieat – Deutschland, moderierte die Diskussion zwischen Kerstin Andreae, Vorsitzende, BDEW, und Prof. Dr. Marc-Oliver Bettzüge, Direktor, EWI

barer Energien und benötige einen hohen CO₂-Preis von 200–400 € pro Tonne. „Die Emissionsminderung wird an erster Stelle stehen, aber die Entfernung von Kohlenstoff wird notwendig sein“, erläuterte sie. Möglich sein hierzu Technologien und Verfahren wie CCS, Direct Air Capture, Aufforstung, Meeressäugung sowie der Einsatz von Bio- kohle und Bioenergie.

„Immer noch sind eine Milliarde Menschen ohne Zugang zu Energie“, so Gelem Lluberes von der Siemens AG – ein Aspekt, der in der aktuellen Diskussion über die Gestaltung des zukünftigen Energiesystems nicht vergessen werden dürfe. Es müssten zeitgleich drei Strategien gefahren werden: eine Effizienzerhöhung, der Kraftstoffwechsel sowie die weitreichende Dekarbonisierung. Die notwendigen Technologien seien vorhanden. Die Welt müsste nun einen Weg finden, sie effizient und zum Vorteil aller einzusetzen.



(v.l.n.r.) Manon van Beek, CEO, Tennet; und Gelem Lluberes, Director, Siemens

Den Schlussakzent setzten die Teilnehmer an der finalen Publikumsbefragung und erklärten das Thema Wasserstoff klar zur Nummer eins hinsichtlich der Umgestaltung des Energie- und Klimasystems, gefolgt von Zugang zu Energie und Bezahlbarkeit, dem Klimawandel sowie negativen Emissionen.

Präsentation und Diskussion zum World Energy Outlook

15. November 2019, Berlin

Wenn Fatih Birol, Chef der Internationalen Energieagentur die Ergebnisse des World Energy Outlook in Berlin präsentiert, ist der Weltenergieat – Deutschland Partner der Veranstaltung. Rund 200 Gäste kamen um an der Präsentation und der anschließenden Expertendiskussion teilzuhaben.

Die Szenarien der IEA, der sogenannte „World Energy Outlook“ (WEO) sind keine Prophezeiungen. Sie geben uns aber dennoch Aufschluss über Trends, die weltweit zu beobachten sind und die die Entscheider auf Politik und Wirtschaft berücksichtigen müssen, um ein nachhaltiges, wettbewerbsfähiges und sicheres Energiesystem zu gestalten.

Im diesjährigen WEO wird die globale Entwicklung der Energieversorgung in zwei Szenarien aufgezeigt. Das sind das Stated Policies Scenario (zentrales Szenario) und das Sustainable Development Szenario. Einige Entwicklungen können analog in Deutschland sowie in der Welt beobachtet werden, wie beispielsweise der Ausbau erneu-



Dr. Fatih Birol, CEO, IEA, im Gespräch mit Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieat – Deutschland

erbarer Energien. Laut WEO steigt der Beitrag von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung von 26 % im Jahr 2018 auf 44 % im Jahr 2040. Wasserkraft legt um 45 % zu und bleibt damit die wichtigste erneuerbare Energiequelle zur Stromerzeugung. Anzweiter Stelle rangiert Wind. Für Solarenergie wird bis 2040 sogar ein Anstieg auf das Achtfache im Vergleich zum Stand des Jahres 2018 ausgewiesen. PV wird mit über 3000 GW bis 2040 die meist installierte Leistung darstellen.

2040 wird weltweit fast drei Mal so viel Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wie 2018. Die gute Nachricht: 440 Mio. Menschen bekommen endlich Zugang zu Strom.

Hydrogen Innovation Forum

19.–20. November 2019, London, UK

Im November trafen sich 50 Experten aus 17 Ländern in London zum Hydrogen Innovation Forum. Hauptdiskussionsthema war die Rolle von Wasserstoff in unseren zukünftigen Energiesystemen. Unter der Federführung von Angela Wilkinson, Generalsekretärin des World Energy Councils, gab es Keynotes u. a. von Thierry Lepercq (Autor des Buches „Hydrogen is the new oil“) sowie Vertretern aus den USA, Australien, Japan und vielen europäischen Ländern. Ziel des Workshops war die inhaltliche Arbeit an der **Hydrogen Global Charter** genannten internationalen Initiative, die im folgenden Jahr von Unternehmen, Organisationen und Regierungsvertretern auf der ganzen Welt unterschrieben und unterstützt werden soll.

Power-to-X Vortrag beim WEC Estland

3. Dezember 2019, Tallin

WEC Estland veranstaltete seine jährliche Konferenz in Tallinn dieses Jahr mit dem Fokus „Climate Neutrality“. Robin Höher vom Weltenergieerat – Deutschland hielt einen Vortrag mit dem Titel „Power-to-X: A Potential Strategy for Carbon Neutrality?“.

Niels Ehlers von 50Hertz erläuterte die Herausforderungen im Bereich des Transports und der Netzstabilität bei der Integration von bis zu 65 % regenerativer, fluktuierender Stromerzeugung, stellte aber abschließend fest, dass dies durchaus machbar sei.



Robin Höher, Senior Manager, Weltenergieerat – Deutschland

E-World Energy & Water

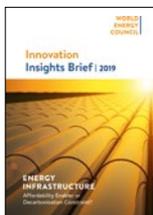
12. Februar 2020, Essen

„International Perspectives on the Global Energy Transition“ war das Thema des diesjährigen Panels, mit welchem sich der Weltenergieerat auf dem Innovation Forum der E-World 2020 präsentierte. Dr. Uwe Franke erörterte die aktuellen Ergebnisse unserer Blueprint-Umfrage. Im Anschluss diskutierten junge CEOs von Start-up Unternehmen aktuelle Rahmenbedingungen der Szene in Hinblick auf branchenübergreifende Innovationen und Datenverarbeitung, ebenso wie die Frage, wie große Unternehmen aus Energie und Telekommunikation Innovatoren stärker integrieren können. Unterstützt wurden sie durch Pia Dorfinger von der dena und der SET Award Initiative. Annkathrin Rabe von Statkraft, Young Energy Professional, moderierte die Veranstaltung.



(v.l.n.r.) Annkathrin Rabe, Young Energy Professional, Weltenergieerat; Quirin Blendl, CEO, rvolt; Pia Dorfinger, Team Lead, dena; Siva Raghuram Chennupati, CEO, SunPlower; Ben Weber, Team Lead, Stor Energy; Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergieerat

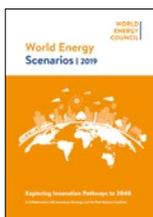
5.2 Publikationen 2019/2020



Energy Infrastructure: Affordability Enabler or Decarbonisation Constraint?

Juli 2019

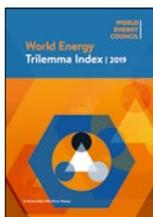
Eine erfolgreiche Energiewende hängt von einer Infrastruktur ab, die anpassungsfähig, zuverlässig und bezahlbar ist. Die bestehende Energieinfrastruktur wurde über viele Jahrzehnte hinweg mit Investitionen in Milliardenhöhe um konventionelle Ressourcen herum aufgebaut. Die Analyse zeigt, wie diese Infrastruktur beim Übergang zu einem dekarbonisierten Energiesystem nutzbar gemacht werden kann. Unternehmen sollten die Möglichkeiten der Wiederverwendung vorhandener Infrastrukturen in ihre Marktstrategien aufnehmen.



World Energy Scenarios I 2019: Exploring Innovation Pathways to 2040

September 2019

Die WEC Szenarien beschreibt drei plausible Szenarien, die unter Einbeziehung globaler Trends unterschiedliche, aber ähnlich wahrscheinliche Zukünfte untersuchen. „Modern Jazz“ ist als marktgetriebener Ansatz zu verstehen, gekennzeichnet durch eine starke Umsetzung technologischer Innovationen. „Unfinished Symphony“ folgt einem durch Regierungspolitiken getriebenen Ansatz, gekennzeichnet durch umfassende politische Steuerung zur Umgestaltung der Energieversorgung. „Hard Rock“ ist durch ein Patchwork aus Markt und Staat sowie durch eine fragmentierte Welt mit geringer internationaler Kooperation gekennzeichnet. Die Verfolgung nationaler Interessen steht im Vordergrund. Als weitere Szenarien-Arbeiten wurden weitere Publikationen veröffentlicht: „European Regional Perspective“ sowie „The Future of Nuclear: Diverse Harmonies in the Energy Transition“.



World Energy Trilemma Index 2019

September 2019

Der World Energy Council bewertet nachhaltige Energieversorgung anhand von drei Dimensionen: Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit bzw. Zugang zu Energie, sowie Umweltschutz. Das Gleichgewicht der drei Dimensionen, die mit Hilfe umfangreicher Indikatoren bewertet werden, wirkt sich positiv auf Wohlstand und

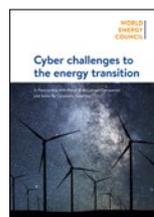
Wettbewerbsfähigkeit eines Landes aus. In dem neuen „Trilemma“ Bericht wurde die Methodologie so angepasst, dass sie eine Bewertung von über 100 nationalen Energiesystemen in einem zeitlichen Vergleich von rund 20 Jahren ermöglicht. Deutschland ist auf Platz 9 im World Energy Trilemma Index 2019.



Designing for Disruptions: A new era for energy

September 2019

Der Energiesektor ist von sprunghaften Veränderungen („Disruptions“) betroffen. Die Technologieentwicklung schreitet rasch voran, während neue Geschäftsmodelle entstehen. Der Weg in eine nachhaltige Zukunft für Energieunternehmen ist höchst komplex und ungewiss, wobei zahlreiche miteinander verbundene, nicht-lineare Trends sowohl Gefahren als auch Chancen schaffen. Wie können sich führende Energieunternehmen also auf eine Welt vorbereiten, in der tiefgreifende Veränderungen einfach „business as usual“ sind? Der Bericht befasst sich mit Denkweisen, Trends, Ökosystemen und legt eine strukturierte Methodik für das Verständnis, den Umgang und die Leitung von „Disruptions“ dar.



Cyber challenges to the energy transition

September 2019

Digitalisierung ist ein kritischer Faktor in der Energiewende. Die zunehmende Geschwindigkeit von Innovationen, eine wachsende technologische Komplexität, die erhöhte Datenverfügbarkeit und Vernetzung: Der immer größer werdende digitale Fußabdruck des Energiesektors bietet Chancen und Risiken. Die Digitalisierung erfordert neue, agile Ansätze für das Risikomanagement, um sicherzustellen, dass das Energiesystem weiterhin effektiv und zuverlässig funktioniert. In diesem Insights Brief werden die Zusammenhänge der Cyber-Resilienz im Kontext des Energiesystems untersucht.



Globale Umfrage: Deutsche Energiepolitik – eine Blaupause für die Welt?

Dezember 2019

Knapp 120 Energieexperten aus über 60 Ländern beteiligten sich an der Umfrage des Weltenergieerats – Deutschland, die alle zwei Jahre durchgeführt wird. Ihre Perspektive auf die deutsche Energiepolitik sowie auf die Energiesituation in ihren eigenen Ländern zeichnet ein heterogenes Bild: Demnach sehen über 80 % aller Befragten eine CO₂-Bepreisung als eine wichtige Maßnahme für den Klimaschutz. Trotzdem glaubt eine Mehrheit der Nicht-EU Experten nicht, dass eine Bereitschaft für höhere Energiepreise für Klimaschutz für Haushalte (66 %) und Industrie (57 %) vorhanden ist. Unterschieden wird auch in den unterschiedlichen Prioritäten von Energiepolitik innerhalb und außerhalb der EU. Während die Hauptmotivation für eine Energiewende in EU-Ländern klar dem Klimaschutz zuzuschreiben ist, trifft dies auf Länder außerhalb der EU nicht zu. Hier steht weiterhin das Wirtschaftswachstum im Vordergrund.

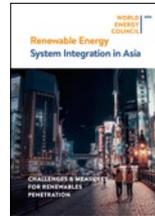


Five Steps to Energy Storage

Januar 2020

Die globalen Stromsysteme sind insbesondere durch Dezentralisierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung geprägt. Der Innovation Insights Brief untersucht die Grenzen von Energiewenden und die Herausforderungen mit den schnelllebigen Entwicklungen Schritt zu halten.

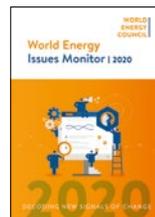
Dazu wurden Interviews mit Führungskräften aus 17 verschiedenen Ländern geführt und die jüngsten Fortschritte in Bezug auf Technologie, Geschäftsmodelle und Förderpolitik untersucht. Vorgestellt werden diese in zehn Fallstudien.



World Energy Inside: Renewable Energy System Integration in Asia

Februar 2020

Zahlreiche asiatische Länder sehen den Ausbau von erneuerbaren Energien als wichtigen Teil ihrer Energiezukunft. In der Forschung legen sie dabei den Schwerpunkt vor allem auf die Entwicklung von Batterien, um Fluktuation und Netzanforderungen auszugleichen. Neben technischen, existieren auch in Asien die bekannten politischen und wirtschaftlichen Herausforderungen. Die sehr unterschiedlichen Entwicklungen von erneuerbaren Energien in asiatischen Ländern mit Best-Practice Beispielen und Empfehlungen, betrachtet der Bericht des World Energy Council.



World Energy Issues Monitor 2020: Decoding new signals of change

Februar 2020

Seit rund zehn Jahren präsentiert der Issues Monitor die Ergebnisse einer jährlichen Umfrage innerhalb des globalen Expertennetzwerkes des World Energy Council. Die zentrale Frage lautet: „Was hält die Entscheider der Energiebranche nachts wach?“

3000 Entscheider aus rund 100 Ländern haben die nationalen, regionalen und globalen Landkarten der relevanten Energiethemen gezeichnet.

Als besonders unsicher und zugleich relevant stechen in diesem Jahr insbesondere die Themen US-Policy und Blockchain hervor. In Deutschland sind neben diesen Themen auch Russia und Innovative Transport weit oben in der Unsicherheitskala.

5.3 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
 (Stellvertreter des Präsidenten)
 Prof. Dr. Klaus-Dieter Barbknecht
 (Schatzmeister)
 Stefan Dohler, EWE AG
 Prof. Dr.-Ing. Dominik Godde,
 Deutsches TalsperrenKomitee e.V.
 Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
 Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
 Andreas Kuhlmann,
 Deutsche Energie Agentur GmbH (dena)
 Wolfgang Langhoff, BP Europa SE
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW AG
 Mario Mehren, Wintershall Dea GmbH
 Willibald Meixner, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Dr. Klaus Schäfer, Covestro AG
 Stefan Kapferer, 50Hertz Transmission GmbH
 Dr. Axel Stepken, TÜV Süd AG
 Dr. Johannes Teyssen, E.ON AG

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
 Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Olivier Feix (Vorsitzender), 50Hertz Transmission GmbH
 Samuel Alt, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Reiner Block, TÜV SÜD AG
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
 Vera Brenzel, E.ON SE
 Thomas Dederichs, Amprion GmbH
 Wolfgang Dirschauer, Lausitz Energie Bergbau AG
 Katrin Düning, Enercon GmbH
 Tobias Kempermann, EWE AG
 Alexander Nolden, RWE AG
 Andreas Renner, EnBW AG
 Robert Schachtschneider,
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Dr. Christoph Sievering, Covestro Deutschland AG
 Dr. Peter Westhof, Wintershall Dea GmbH

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
 Nicole Kaim-Albers
 Flavia Jakob
 Robin Höher
 Christoph Wüstemeyer

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
 Géraldine Duffour, Enerdata
 Hon.-Prof. Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für
 Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Daniel Genz, LEAG
 Robert Gersdorf, eex AG
 Enno Harks, BP Europa SE
 Dr. Joachim Hein, BDI e.V.
 Robin Höher, Weltenergieerat – Deutschland e. V.
 Flavia Jakob, Weltenergieerat – Deutschland e. V.
 Dr. habil. Jörg Jasper, EnBW AG
 Lucretia Löscher, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Pauline Lucas, Euroheat
 Nicole Kaim-Albers, Weltenergieerat – Deutschland e. V.
 Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Dr. Peter Klüsener, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Dr. Stephan Krieger, Bundesverband der Energie- und
 Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
 Christoph Menzel, Weltenergieerat – Deutschland e. V.
 Christiane Nowotzki, Weltenergieerat – Deutschland e. V.

Dr. Volkmar Pflug, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Karine Pollier, Enerdata
 Viola Rocher, EnBW AG
 Dr. Carsten Rolle, Weltenergieerat – Deutschland e. V.
 Dr. Karl Schönsteiner, Siemens Gas and Power GmbH &
 Co. KG
 Stefanie Schwarz, DVGW e. V.
 Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Jens Völler, Team Consult, G.P.E. GmbH

Young Energy Professionals (YEPs)

Andreas Schröder, International Energy Agency
 Anna Trendewicz, E.ON
 Annika Behnen, Total
 Annkathrin Rabe, Statkraft
 Daniel Bärenheuser, iceBaum
 Ekaterina Bosch, Dena
 Fabian Reetz
 Fabian Wigand, Guidehouse
 Frederike Jung, Uniper

Gerrit Rolofs, Innogy
 Ioana Dinu, Baringa Partners
 Irina Stamo, IKEM
 Johannes Antoni, IKEM
 Johannes Uhl, GIZ
 Martin Möller, Innogy
 Sebastian Stiebel, Fraunhofer UMSICHT
 Stephen Schulte, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 Ulrike Hinz, ubitricity

Mitglieder Weltenergierrat – Deutschland

50Hertz Transmission GmbH
 agility GmbH
 Amprion GmbH
 A.T. Kearney GmbH
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 BP Europa SE
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne)
 CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
 Covestro AG
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG)
 Deutsches Talsperrenkomitee e. V. (DTK)
 Deutsches ITER Industrie Forum e. V. (dIIF)
 DNV GL SE
 DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
 eex European Energy Exchange AG
 e-regio GmbH & Co. KG
 EnBW AG
 Enercon GmbH
 Enerdata
 Energy & Experience
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 EWE AG
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 FairGrid
 Framatome GmbH
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Freshfields Bruckhaus Deringer LLP
 GASAG Berliner Gaswerke AG

Gazprom Germania GmbH
 Go2-markets GmbH
 Horváth & Partner GmbH
 Insitut für Wärme und Oeltechnik e. V. (IWO)
 Kerntechnik Deutschland e. V. (KernD)
 Kraneis, Thomas
 LEAG – Lausitz Energie Bergbau AG
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 MAN Energy Solutions SE
 Marquard & Bahls Aktiengesellschaft
 Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH
 N-ERGIE Aktiengesellschaft
 Oliver Wyman GmbH
 OMV Deutschland GmbH
 OGE GmbH
 PricewaterhouseCoopers AG
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 RWE AG
 Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG
 SunPlower
 Team Consult G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 thyssenkrupp Industrial Solutions AG
 TÜV SÜD AG
 UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.
 VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
 Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)
 VERBUND AG (Austria)
 VGB PowerTech e. V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Wintershall Dea GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden	ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
App	Application software (Anwendungssoftware)	EP	Europäisches Parlament
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	ESD	Effort Sharing Decision
A-CAES	adiabate Druckluftspeicherung	ESR	Effort Sharing Regulation
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	ESTM	European School of Management and Technology
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	ETS	Emission Trading System
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage	EU-27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 1.2.2020)
BEV	Battery Electric Vehicle	EVU	Energieversorgungsunternehmen
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	EZB	Europäische Zentralbank
BIP	Bruttoinlandsprodukt	FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
BMU/BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	g	Gramm
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	ggü.	gegenüber
BnetzA	Bundesnetzagentur	GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
BSP	Bruttosozialprodukt	Gt	Gigatonne
bzw.	beziehungsweise	GuD	Gas und Dampf
B2B	Business-to-Business	GUI	Graphical User Interface
B2C	Business-to-Consumer	GW	Gigawatt
ca.	circa	GWe	Gigawatt elektrisch
CAES	Compressed Air Energy Storage	GWh	Gigawatt-Stunden
CCS	Carbon Capture and Storage	IEA	Internationale Energieagentur
CCU	Carbon Capture and Utilisation	IIBW	Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	IHS	IHS Markt
CEO	Chief Executive Officer	IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
CfD	contracts for differences	INDC	Intended National Determined Contribution
CH ₄	Methan	IoT	Internet der Dinge
CNG	Compressed Natural Gas	IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention	IPFS	InterPlanetary File System
CO ₂	Kohlenstoffdioxid	IRENA	Internationale Agentur für erneuerbare Energien
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent	IT	Informationstechnik
CPS	Current Policies Scenario	i.W.	im Weiteren
ct	Cent	KOM	Europäische Kommission
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage	kWh	Kilowattstunde
DAO	Dezentrale Autonome Organisation	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
dApp	decentralized Applications	LNfz	Leichte Nutzfahrzeuge
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen Industrie Verein	LNG	Liquefied Natural Gas
DEN	Dänemark	LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
d. h.	das heißt	max.	maximal
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)	Mio.	Millionen
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	Mrd.	Milliarden
EE	Erneuerbare Energien	MSB	Messstellenbetreiber
EEA	Europäische Umweltagentur	MSR	Marktstabilitätsreserve
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Mt	Megatonne
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)	Mtoe	Megatonne Öleinheiten
EJ	Exajoule, 10 ¹⁸ J	MW	Megawatt
EK	Eigenkapital	MWh	Megawattstunde
		nat.	national
		N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
		NET	Negative-Emissions-Technologies

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
NGO	Non-Governmental Organisation	SWP	Stiftung Wissenschaft und Politik
NL	Niederlande	SO _x	Schwefeloxid
Nm ₃	Norm-Kubikmeter	sog.	sogenannt
NO ₂	Stickstoffoxid	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
NPS	New Policy Scenario	THG	Treibhausgas
OE	Öläquivalent	TWh	Terawattstunde
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	u. a.	unter anderem
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries	UK	United Kingdom (Vereinigtes Königreich)
OWEA	Offshore Windanlage	UN	United Nations (Vereinte Nationen)
P2P	Person-to-Person bzw. Peer-to-Peer	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
p.A.	per annum	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
PC	Personal Computer	USA	United States of America
PFC	Perfluorierter Kohlenstoff	USD	US-Dollar
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle	VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
PoS	Proof-of-Stake	VET-Bericht	Verified Emissions Table-Bericht
PoW	Proof-of-Work	VNB	Verteilnetzbetreiber
ppm	parts per million	VO	Verordnung
PtG	Power-to-Gas	WEA	Windenergieanlage
PtH	Power-to-Heat	WEC	World Energy Council
PV	Photovoltaik	WEO	World Energy Outlook
ROC	Regional Operation Center	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
RÖE	Rohöleinheiten	WTO	World Trade Organization
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (frz. Stromnetzbetreiber)	YEP	Young Energy Professionals
SF ₆	Schwefelhexafluorid	z.B.	zum Beispiel
SKE	Steinkohleeinheit	°C	Grad Celsius
SNfz	Schwere Nutzfahrzeuge	§	Paragraph
SNG	Synthetisches Erdgas		

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mt Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo	= k	= 10 ³	= Tausend	Tera	= T	= 10 ¹²	= Billion
Mega	= M	= 10 ⁶	= Million	Peta	= P	= 10 ¹⁵	= Billiarde
Giga	= G	= 10 ⁹	= Milliarde				

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>Greece</u>	<u>Niger</u>
<u>Argentina</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Nigeria</u>
<u>Armenia</u>	<u>Hungary</u>	<u>Pakistan</u>
<u>Austria</u>	<u>Iceland</u>	<u>Panama</u>
<u>Bahrain</u>	<u>India</u>	<u>Paraguay</u>
<u>Belgium</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Poland</u>
<u>Bolivia</u>	<u>Iran (Islamic Rep.)</u>	<u>Portugal</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>Ireland</u>	<u>Romania</u>
<u>Botswana</u>	<u>Israel</u>	<u>Russian Federation</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Italy</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Cameroon</u>	<u>Japan</u>	<u>Senegal</u>
<u>Chad</u>	<u>Jordan</u>	<u>Serbia</u>
<u>Chile</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>Singapore</u>
<u>China</u>	<u>Kenya</u>	<u>Slovakia</u>
<u>Colombia</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Latvia</u>	<u>South Africa</u>
<u>Côte d'Ivoire</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Spain</u>
<u>Croatia</u>	<u>Libya</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Sweden</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Mexico</u>	<u>Tanzania</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Monaco</u>	<u>Thailand</u>
<u>Estonia</u>	<u>Mongolia</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Morocco</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Ethiopia</u>	<u>Namibia</u>	<u>Turkey</u>
<u>Finland</u>	<u>Nepal</u>	<u>Ukraine</u>
<u>France</u>	<u>Netherlands</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Germany</u>	<u>New Zealand</u>	<u>Uruguay</u>