

An aerial photograph of a wind farm in a rural landscape. The landscape is a patchwork of fields in various shades of brown, green, and yellow, indicating different stages of agricultural cycles. A network of roads and paths crisscrosses the area. Several large, white, three-bladed wind turbines are scattered across the fields. The sky is clear, and the overall scene is brightly lit, suggesting a sunny day. The text is overlaid on a dark, semi-transparent rectangular box in the upper middle section of the image.

2030 kohlefrei

Wie eine beschleunigte Energiewende Deutschlands Beitrag zum Pariser Klimaschutzabkommen sicherstellt

2030 kohlefrei

Wie eine beschleunigte Energiewende Deutschlands Beitrag zum Pariser Klimaschutzabkommen sicherstellt

Autoren: Jakob Kopsike, Norman Gerhardt

Institut: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist eine internationale Umweltorganisation, die mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen kämpft. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Rund 590.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.

Impressum

Greenpeace e.V., Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, Tel. 040/3 06 18-0 **Pressestelle** Tel. 040/3 06 18-340, F 040/3 06 18-340, presse@greenpeace.de, www.greenpeace.de
Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19–20, 10117 Berlin, Tel. 030/30 88 99-0 **V.i.S.d.P.** Anike Peters **Foto** Titel: © Paul Langrock/Greenpeace

Kohleausstieg in 12 Jahren

Ein Vorwort von Anike Peters

Verdorrt Felder, brennende Wälder und zerstörerischer Starkregen – im Dürresommer 2018 ist eingetreten, was Klimawissenschaftler schon lange vorhersagen: die Klimakrise ist in vollem Gang. Doch noch können wir beeinflussen, ob dies nur ein Vorgeschmack auf weit schlimmere Folgen der Erderhitzung ist oder ob es uns gelingt, die Klimakrise einzudämmen.

Die gute Nachricht lautet: Ein Ausstieg aus der klimaschädlichen Kohle ist bis 2030 möglich. Das wünschen sich auch die meisten Deutschen. Die Mehrheit der Bevölkerung fordert so schnell wie möglich aus der Kohle auszusteigen. Dank der rapide günstiger werdenden sauberen Energien aus Sonne und Wind, sowie der Vernetzung mit unseren europäischen Nachbarn ist dieses vom Fraunhofer-Institut berechnete Energieszenario realistisch und bietet Versorgungssicherheit für alle.

Klimaschutz in Deutschland entscheidet sich am Kohleausstieg. Der rasche Einstieg in den Ausstieg ist unerlässlich – auch aus gesundheitlichen und ökonomischen Gründen. Mit dieser neuen Studie legen wir einen konkreten Fahrplan für die Umgestaltung unserer Energieversorgung in den nächsten zwölf Jahren vor.

In der Kohlekommission arbeitet Greenpeace gemeinsam mit anderen Umwelt- und Klimaschützern sowie Gewerkschaften, der Politik und den Wirtschaftsverbänden daran, dass dieser Ausstiegs-Fahrplan nun Wirklichkeit wird. Denn die Zeit drängt: Der Ausstieg aus der Kohle bis 2030 ist notwendig, um unser Klima zu schützen. Kein Land der Welt verbrennt mehr klimaschädliche Braunkohle als Deutschland.

Obwohl die Bundesregierung seit fast zehn Jahren beim Klimaschutz auf der Stelle tritt, ist das Ziel die CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 Prozent zu senken noch erreichbar. Parallel zum Drosseln und Abschalten der ältesten Braunkohleblöcke muss der Strukturwandel in den Revieren sozialverträglich gestaltet werden. Und während in Europa wieder nationale Grenzen gezogen werden, zeigt die vorliegende Studie umso deutlicher, dass Deutschland in einem europäischen Energiesystem mit seinen Nachbarn zusammenarbeiten muss. Die Klimakrise und die notwendige Energiewende lassen sich nicht national lösen.

Die Studie belegt einmal mehr: Deutschlands Kohleausstieg ist alleine eine Frage des politischen Willens. Die Lösungen und Menschen, die diese umsetzen können und wollen, gibt es. Lasst uns Deutschland also in den kommenden zwölf Jahren kohlefrei machen. Die Zukunft gehört den sauberen Energien aus Sonne und Wind.

2030 kohlefrei

Wie eine beschleunigte Energiewende Deutschlands Beitrag zum Pariser Klimaschutzabkommen sicherstellt

Jakob Kopsike, Norman Gerhardt

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Im Auftrag von Greenpeace

Veröffentlichung im September 2018

Inhalt

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	3
1 Zusammenfassung	4
2 Szenariorahmen	6
2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien	7
2.1.1 Entwicklung bis 2020.....	7
2.1.2 Langfristige Entwicklung	8
2.2 Kraftwerkspark Deutschland	10
2.2.1 Szenario 2020.....	10
2.2.2 Szenarien 2025 und 2030.....	12
2.3 Deutschland im europäischen Strommarkt	13
2.4 Brennstoffpreise und CO ₂	15
2.5 Auswahl des historischen Wetterjahres	16
2.6 Dekarbonisierung Gebäudewärme, Industrie und Verkehr.....	17
2.6.1 Gebäudewärme	17
2.6.2 Industrieprozesswärme	18
2.6.3 Verkehr	18
3 Erreichbarkeit des Klimaziels 2020	19
3.1 Stromerzeugung	19
3.2 Emissionen	21
4 Ergebnisse 2025 und 2030.....	23
4.1 Entwicklung Stromverbrauch	23
4.2 Regionalisierung EE-Leistung und thermischer Kraftwerkspark	24
4.3 Stromerzeugung	27
4.4 Emissionen	30
4.4.1 Kraftwerksemissionen	30
4.4.2 Vergleich mit klimapolitischen Zielszenarien	30
5 Schlussfolgerungen	32
6 Literaturverzeichnis	34
7 Anhang	36

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1: Globale Pfade der Emissionsentwicklung	4
Abbildung 1-2: Emissionsbilanz bis 2030	5
Abbildung 2-1: Installierte Leistung Wind Onshore	8
Abbildung 2-2: Installierte Leistung Wind Offshore.....	9
Abbildung 2-3: Installierte Leistung Photovoltaik	9
Abbildung 2-4: Flexibilisierung Biomasse	10
Abbildung 2-5: Installierte Kraftwerksleistung 2020	11
Abbildung 2-6: Wasserkraftanlagen, Wind- und Solarressource in Europa	14
Abbildung 2-7: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO ₂ -Preis)	15
Abbildung 2-8: Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken über sieben Wetterjahre	16
Abbildung 2-9: Endenergie Gebäudewärme Haushalte und Gewerbe	17
Abbildung 2-10: Entwicklung Verkehrsaufkommen	18
Abbildung 2-11: Entwicklung Verbrauch (Verkehr)	19
Abbildung 3-1: Stromhandelsbilanz bis 2017 sowie 2020 mit Sonderausschreibungen.....	20
Abbildung 3-2: Modellendogene direkte Kraftwerksemissionen (nur CO ₂).....	22
Abbildung 3-3: Emissionsbilanz bis 2020	23
Abbildung 4-1: Stromverbrauch	24
Abbildung 4-2: Im betrachteten Wetterjahre am Strommarkt eingesetzte Kraftwerksleistung	24
Abbildung 4-3: Eingesetzte Kraftwerksleistung und potentielle Reservekapazitäten.....	26
Abbildung 4-4: Merit-Order 2025.....	28
Abbildung 4-5: Bruttostromerzeugung (2017–2030)	29
Abbildung 4-6: Stromhandelsbilanz (2000–2030).....	30
Abbildung 4-7: Kraftwerksemissionen (2017–2030)	30
Abbildung 4-8: Emissionsbilanz bis 2030	32

Tabelle 2-1: Szenarioübersicht Braunkohle.....	6
Tabelle 2-2: Szenarioübersicht Steinkohle	6
Tabelle 2-3: Unterstellter EE-Ausbau	7
Tabelle 2-4: Braunkohlestilllegungen 2020	12
Tabelle 2-5: Braunkohlestilllegungen 2025	13
Tabelle 3-1: Stromerzeugung und Börsenstrompreis bis 2020.....	20
Tabelle 3-2: Modellendogene direkte Kraftwerksemissionen (nur CO ₂)	21
Tabelle 3-3: Emissionsbilanz bis 2020	22
Tabelle 4-1: Stromerzeugung und Börsenstrompreis bis 2030.....	29
Tabelle 4-2: Emissionsbilanz 2025 und 2030	31
Tabelle 7-1: Drosselung der Braunkohlekraftwerke 2020	36
Tabelle 7-2: Braunkohlekraftwerksstilllegungen	37
Tabelle 7-3: Steinkohlekraftwerksstilllegungen	38

1 Zusammenfassung

Der Klimawandel stellt die Welt vor große Herausforderungen, deren Lösung massive internationale Anstrengungen erfordert. Mit dem 2016 in Kraft getretenen Übereinkommen von Paris haben sich die 196 Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen darauf geeinigt, den durch den Klimawandel verursachten Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur wenn möglich auf 1,5°C zu begrenzen. Dieses Ziel lässt sich nur über eine rasche Begrenzung des Ausstoß' an Treibhausgasen erreichen. Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) hat im Auftrag von Greenpeace ein Szenario modelliert, in welchem Deutschland bereits 2035 den energiebedingten Ausstoß von Treibhausgasemissionen weitestgehend vermeidet¹. Entscheidend ist dabei auch, dass die kumulierten Emissionen, die von heute bis 2035 noch anfallen, durch Maßnahmen so weit wie möglich reduziert werden.

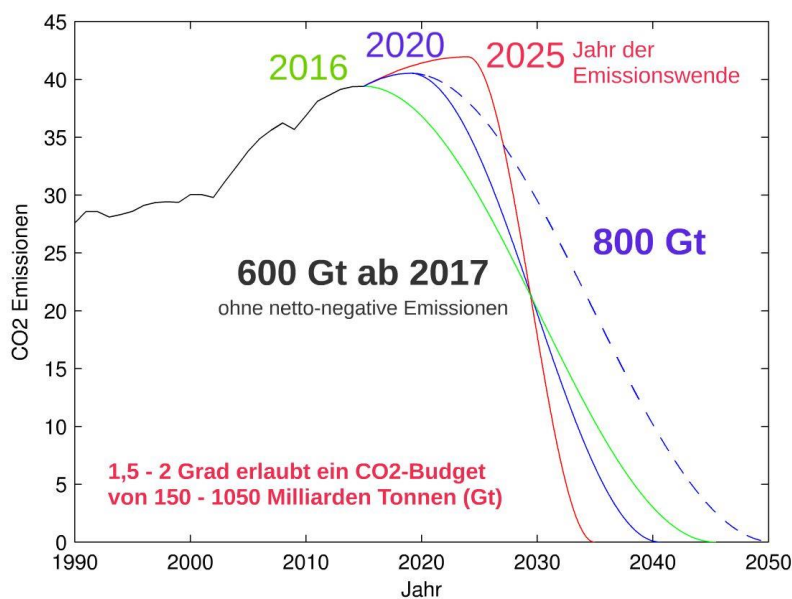


Abbildung 1-1: Globale Pfade der Emissionsentwicklung

Beispielhafte Emissionspfade, die aus einem verbleibenden CO₂-Budget von 600 Gt CO₂ und unterschiedlich schnellem Einleiten einer Emissionssenkung resultieren. Grafik: Prof. Stefan Rahmstorf, Creative Commons BY-SA 4.0.

Für eine sehr deutliche Senkung der energiebedingten Emissionen bis 2035 ist neben Maßnahmen in den einzelnen Sektoren Strom, Gebäudewärme, Industrieprozesswärme und Verkehr auch eine Sektorkopplung zur Verzahnung der einzelnen Sektoren notwendig. Auf diese Weise kann die erneuerbare Stromerzeugung zur Emissionsminderung in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäudewärme genutzt werden. Dadurch würde der Strommarkt gleichzeitig flexibler. Zur Abbildung der Wechselwirkungen der Sektoren wird das am Fraunhofer IEE (ehemals IWES) entwickelte Energiesystemmodell SCOPE verwendet. Diese Einsatz- und Ausbauroptimierung erlaubt Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems und bildet Entwicklungen in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr ab mit dem Ziel, die kostengünstigsten Emissionsminderungen zu erreichen.

Ziel der hier vorliegenden Studie ist es, einen konsistenten Entwicklungspfad abzubilden, mit dem energiebedingte Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum

¹ Eine vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen bis 2035 ist durch Restriktionen beim nichtelektrifizierbaren Verkehr, bei Gebäudewärme und Industrieprozessen nicht zu erreichen.

Jahr 2035 weitgehend vermieden werden. Kohlekraftwerke sind in Deutschland verantwortlich für den Großteil der Emissionen aus der Stromerzeugung und Eingriffe dort können eine schnelle und sehr effektive Maßnahme darstellen, um die kumulierten Emissionen auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung möglichst gering zu halten. Ein besonderer Fokus liegt daher auf dem Ausstieg aus der Kohleverstromung, der ermöglicht wird durch begleitende Instrumente wie Ausbau der erneuerbaren Energien, Einsatz von Elektromobilität und Wärmepumpen. Dazu werden die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 mit einem hohen Detailgrad modelliert.

Der Schwerpunkt der Szenariorechnung 2020 liegt auf der Untersuchung, wie durch einen Maßnahmenmix aus Stilllegung und Drosselung von Braunkohlekraftwerken, sowie die Umsetzung der geplanten Sonderausschreibungen für Wind- und Photovoltaikanlagen das Klimaziel der Bundesregierung (-40 % Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990) erreicht werden kann. Die weiteren Rechnungen für die Jahre 2025 und 2030 zeigen, wie sich durch einen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 und einen ambitionierten Ausbau klimafreundlicher Technologien der Umbau des Energiesystems vorantreiben lässt und die CO₂-Emissionen entsprechend dem 1,5°C-Ziel reduziert werden können. Die für diese Entwicklung notwendigen Maßnahmen im Strommarkt sind:

- Kurzfristige Stilllegung von zusätzlich mindestens 6,1 GW Braunkohle
- Drosselung von Braunkohlekraftwerken auf 6.000 bzw. ab 2025 auf 4.000 Volllaststunden
- Schrittweise Stilllegung von Kohlekraftwerken gemäß des Alters
- Dynamischer Ausbau erneuerbarer Energien auf insgesamt 146,4 GW Sonnenenergie, 108,6 GW Onshore-Wind und 21,5 GW Offshore-Wind bis 2030
- Kohle-KWK-Anlagen ersetzen durch Gas-KWK-Anlagen
- Begleitender kontinuierlicher Anstieg des CO₂-Preises auf 40 €/t im Jahr 2030

In Verbindung mit weiteren ambitionierten, aber langsamer wirksamen Maßnahmen in den anderen Energiesektoren ergibt sich die folgende Emissionsbilanz für Deutschland:

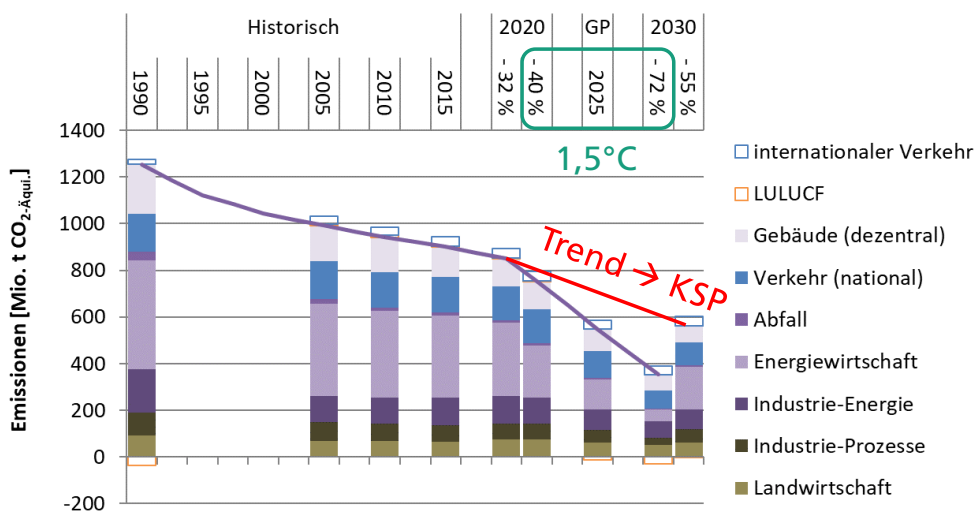


Abbildung 1-2: Emissionsbilanz bis 2030

Quelle: (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018), (UBA 2017), eigene Berechnungen

2 Szenariorahmen

In dieser Studie werden Rechnungen für die Stützjahre 2020, 2025 und 2030 durchgeführt. Die dazu notwendigen Daten und Annahmen werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Zunächst soll aber der grundlegende Rahmen der Szenarien abgesteckt werden.

Für das Jahr 2020 werden zwei verschiedene Varianten betrachtet. Beide Varianten erreichen das Klimaziel 2020, die CO₂-Emissionen in Deutschland um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 zu senken. Gegenüber der Basisvariante, die eine Umsetzung der im Koalitionsvertrag beschlossenen Sonderausschreibungen (SoA) für die erneuerbaren Energien unterstellt, wird eine zusätzliche Variante ohne diese Sonderausschreibungen gerechnet mit entsprechend höherer notwendiger Stilllegung von Braunkohlekraftwerken. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und mit den Menschen in den Kohleregionen im Rheinland, in Mitteldeutschland und in der Lausitz den strukturellen Umbau schrittweise zu gestalten, wird zusätzlich das Element der Drosselung von Braunkohlekraftwerken verwendet. Entsprechend wird in den hier vorgestellten Szenarien ein Instrumentenmix aus Stilllegung und Drosselung von Braunkohlekraftwerken, sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien verwendet. Eine Übersicht der Szenarien ist in Tabelle 2-1 gezeigt.

	2020			2025			2030	
	Stilll.	Leistung	Dross.	Stilll.	Leistung	Dross.	Stilll.	Leistung
Basisvariante (9 GW SoA)	6,1 GW	12,1 GW	7,4 GW 6000h	10,5 GW	7,7 GW	7,7 GW 4000h	18,2 GW	–
ohne SoA	7,4 GW	10,8 GW	6,0 GW 6000h					

Tabelle 2-1: Szenarioübersicht Braunkohle

Annahmen zu Stilllegung, verbleibender Leistung und Drosselung von Braunkohlekraftwerken in den Szenariorechnungen

Nach 2020 wird auch der Steinkohle-Kraftwerkspark in der Emissionsreduktion mit berücksichtigt. Emissionsminderungen ergeben sich dabei aus der Ablösung aller Kohlekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch Erdgas-KWK, der Stilllegung von Kraftwerken älter als 40 Jahren² und dem reduzierten Kraftwerkeinsatz aufgrund steigender CO₂-Preise. Eine explizite Drosselung von Steinkohlekraftwerken findet nicht statt. Steinkohlekraftwerke werden im Jahr 2030 nur noch in Ausnahmefällen zur Gewährung der Versorgungssicherheit am Strommarkt (Kapazitätsreserve) oder im Übertragungsnetz (Netzreserve) optional eingesetzt, laufen im Normalfall aber nicht und verursachen damit keine Emissionen.

	2020		2025		2030	
	Stilll.	Leistung	Stilll.	Leistung	Stilll.	Leistung
Steinkohle	0 GW	21,8 GW	6,7 GW	15,1 GW	21,8 GW	–

Tabelle 2-2: Szenarioübersicht Steinkohle

Annahmen zu Stilllegung und installierter Leistung von Steinkohlekraftwerken. Stillgelegte Kraftwerke können z. T. noch als Reserve eingesetzt werden.

² Kraftwerke älter als 40 Jahre dürfen nach den Annahmen nicht mehr im Strommarkt eingesetzt werden. Kraftwerke im Alter zwischen 40 und 50 Jahren können bei Bedarf als Reserve eingesetzt werden.

Für die Jahre 2025 und 2030 wird ein konsistentes Szenario mit hohem Ambitionsniveau zur Senkung der CO₂-Emissionen verwendet. Die wesentlichen Bausteine dieses Szenariopfades bis zum Jahr 2035 sind:

- der vollständige Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung bis 2030,
- ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien,
- ein weitgehend CO₂-freier Verkehrssektor bis 2035,
- der Einsatz klimafreundlicher Technologien zur Wärmebereitstellung sowie
- die Senkung des Energieverbrauchs durch Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen und
- ein Strukturwandel der Prozesswärmeerzeugung der Industrie.

Ein solcher Maßnahmenkatalog ermöglicht langfristig, die CO₂-Emissionen in Deutschland deutlich zu reduzieren.

2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien

Eine Übersicht der Annahmen zur installierten Leistung erneuerbarer Energien ist in Tabelle 2-3 gezeigt. Eine detaillierte Diskussion der einzelnen Technologien findet sich in den folgenden Abschnitten. In allen Fällen werden Einspeisezeitreihen anhand der installierten Leistung mit Wetterdaten des Jahres 2012 und unter Berücksichtigung der aktuellen technologischen Trends bestimmt.

Installierte Leistung [GW]	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020 ohne SoA	2025	2030
Photovoltaik	39,2	40,7	42,4	44,1	48,3	52,5	48,9	98,3	146,4
Onshore	41,3	45,5	50,5	53,3	57,1	60,9	57,3	83,0	108,6
Offshore	3,3	4,1	5,4	6,0	7,1	8,6	7,7	15,1	21,5

Tabelle 2-3: Unterstellter EE-Ausbau

Quelle: (BMWi 2018), (r2b energy consulting GmbH 2017), eigene Annahmen

2.1.1 Entwicklung bis 2020

Für den Trend der Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten bis 2020 wird grundsätzlich die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde gelegt (r2b energy consulting GmbH 2017). Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht zusätzliche Sonderausschreibungen (SoA) in Höhe von jeweils vier Gigawatt für Wind Onshore und Photovoltaikanlagen sowie einen Offshore Windenergiebeitrag vor. Diese Maßnahmen sollen wirksam werden in 2019 und 2020 (Koalitionsvertrag 2018). Da von Seiten der Politik bis jetzt trotz ambitioniertem Zeitplan noch keine konkreten Schritte zur Umsetzung der Sonderausschreibungen unternommen wurden, erscheint eine fristgemäße Realisierung unsicher. Für den Fall, dass die Sonderausschreibungen nicht wie im Koalitionsvertrag beschlossen umgesetzt werden, wird betrachtet, wie das Klimaziel 2020 dennoch erreicht werden kann. Für die Sonderausschreibungen werden daher zwei Varianten berücksichtigt – eine Realisierung bis Ende 2020 (gemäß Koalitionsvertrag) sowie ein um zwei Jahre verzögerter Ausbau. In beiden Fällen wird eine Realisierungsquote von 90 % des Ausschreibungsvolumens angenommen³.

³ Aufgrund mangelnder Erfahrungswerte mit EE-Ausschreibungen wird die Realisierungsrate auf Basis der Daten der ersten Photovoltaikausschreibungen abgeschätzt (BNetzA 2018a).

2.1.2 Langfristige Entwicklung

Im Rahmen der IEE-Studie „Analyse eines europäischen -95 %-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre“ (Fraunhofer IWES 2017) wurden für das Jahr 2050 die installierten Wind- und Photovoltaikleistungen bestimmt, die für eine vollständige Dekarbonisierung aller Energiesektoren bei einer Maximierung der direkten nationalen Stromnutzung und unter überwiegender Import von zusätzlichen PtX-Kraftstoffen notwendig sind. In der hier vorliegenden Studie soll zur Erreichung eines 1,5°C-Ziels eine Dekarbonisierung der Stromversorgung bereits im Jahr 2035 erreicht werden. Zur Abbildung dieser Szenarien wird daher der in der IEE-Studie ermittelte Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten auf das Jahr 2035 bezogen unter Berücksichtigung von Brancheneinschätzungen des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) zu maximal möglichen Markthochläufen. Nach 2035 erfolgt nur noch ein geringer Zuwachs, insbesondere für nationale PtX-Erzeugung.

2.1.2.1 Wind Onshore

Um das hohe Ausbauniveau für Wind Onshore bereits frühzeitig zu erreichen, ist bei 20 Jahren Lebensdauer eine Steigerung des maximalen Absatzmarktes auf 6,9 GW/a notwendig. Da Produktionskapazitäten, Infrastruktur, Installateure etc. an den Ersatz von Altanlagen gebunden sind und Politik und Wirtschaft für eine Anpassung der Rahmenbedingungen für einen stärkeren Ausbau eine gewisse Zeit brauchen, ergibt sich im Jahr 2030 die installierte Leistung von 108,6 GW, um im Jahr 2035 den Zielwert von 127,4 GW zu erreichen. Längerfristig wird bei diesem jährlichen Absatzmarkt noch ein weiterer Anstieg auf 138 GW erreicht und erhöht damit das Potenzial für eine nationale PtX-Produktion.

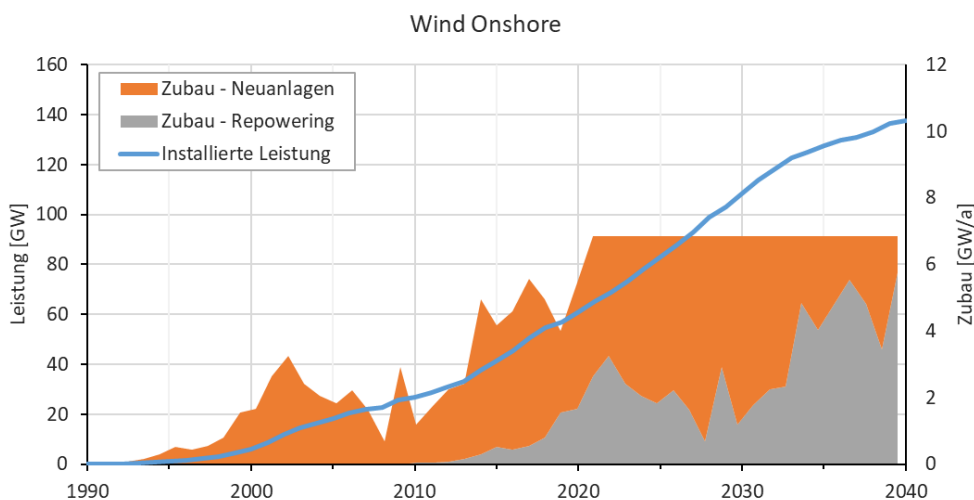


Abbildung 2-1: Installierte Leistung Wind Onshore

Quelle: eigene Anpassung nach (Fraunhofer IWES 2017)

2.1.2.2 Wind Offshore

Aufgrund von Herausforderungen bei Netzanbindung, Transport von Nord nach Süd und Infrastrukturkosten wird die in (Fraunhofer IWES 2017) ermittelte Wind Offshore Leistung für das Jahr 2035 nach unten korrigiert. Bei einem maximalen Absatzmarkt (mit Netzanbindung) von 1,3 GW/a (Einschätzung BEE) ist bei 20 Jahren Lebensdauer langfristig eine maximale installierte Leistung von 26 GW möglich. Im Jahr 2030 wird dabei bereits eine installierte Leistung von 21,5 GW erreicht (6,5 GW mehr als das Ausbauziel im EEG) und 24,8 GW in 2035. Zusätzlich können Windparks ohne Netzanbindung für die H₂- und PtX-Erzeugung ausgebaut werden. So fordert die Offshore-Branche gemeinsam mit den Wirtschafts- und Energieministern der

norddeutschen Bundesländer im Cuxhavener Appell 2.0 ein Ausbauziel von mindestens 30 GW bis 2035 und auch die Agora-Energiewende verweist auf diesen nationalen PtX-Nutzungspfad (Agora Verkehrswende et al. 2018). Damit wären im Jahr 2030 3,5 GW PtX-Elektrolyseleistung offshore angebunden. Dies ist zusätzlich zu den netzgebundenen Anlagen.

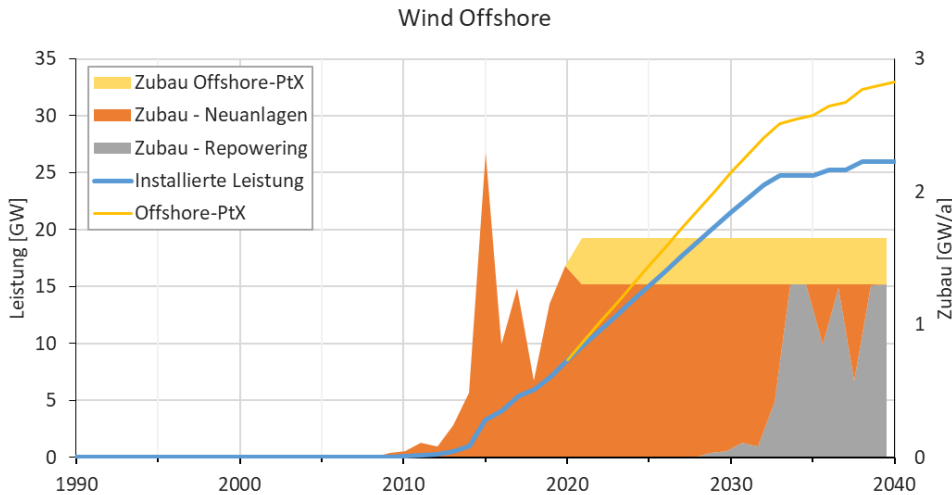


Abbildung 2-2: Installierte Leistung Wind Offshore

Quelle: eigene Anpassung nach (Fraunhofer IWES 2017)

2.1.2.3 Photovoltaik

Um die Klimaziele zu erreichen, erscheint es grundsätzlich notwendig, den jährlichen PV-Absatzmarkt im Verhältnis zum langfristigen Repoweringmarkt für den Ersatz von Altanlagen in geringem Maße im Markthochlauf zu überbauen. Bei 15 % Überbauung ist bei einem maximalen Absatzmarkt von 10 GW/a (Einschätzung BEE) bei 25 Jahren Lebensdauer eine maximale installierte Leistung von 217,4 GW möglich. Im Jahre 2030 wird dabei eine installierte Leistung von 146,4 GW und im Jahr 2035 von 180,5 GW erreicht, wobei es auch nach 2035 zu einem weiteren Anstieg kommt insbesondere für eine nationale PtX-Erzeugung.

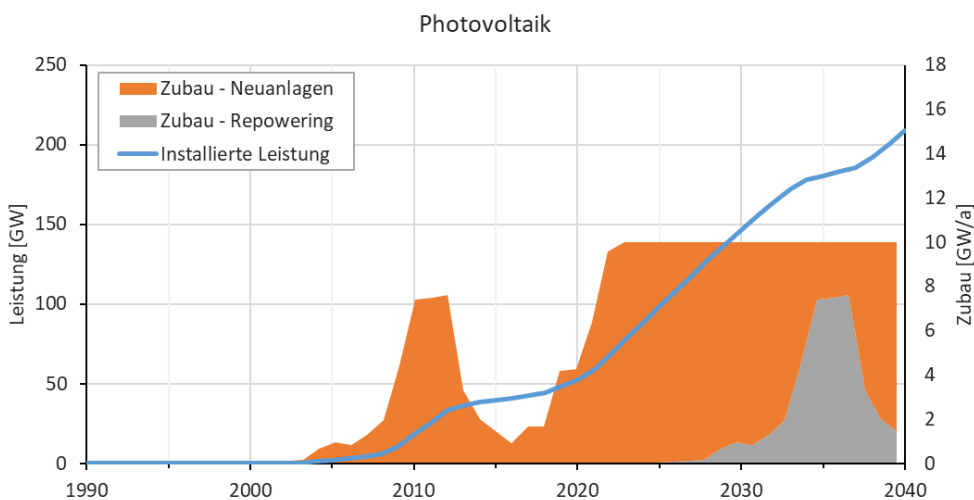


Abbildung 2-3: Installierte Leistung Photovoltaik

Quelle: eigene Anpassung nach (Fraunhofer IWES 2017)

2.1.2.4 Flexibilisierung Biomasse

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse wird nach den aktuellen Rahmenbedingungen des EEGs von einem Auslaufen der Vor-Ort-Verstromungsanlagen nach 2021

ausgegangen. Aus Effizienzgründen sollte langfristig Biomasse nur noch in den Bereichen des Energiesystems und in den Stunden des Jahres eingesetzt werden, in denen erneuerbarer Strom oder Effizienztechnologien wie Wärmepumpen oder Elektromobilität nicht zur Bedarfsdeckung ausreichen. Die Abbildung 2-4 (ohne Klärgas und biogenen Müll) stellt diesen Entwicklungspfad dar. Die flexiblen Anlagen sind dabei mit einer doppelten BHKW-Leistung unterstellt. Biomethan- und Pflanzenöl-BHKW werden dabei nach 2020 sukzessive als vollständig flexible Biomasse unterstellt. Holzheizkraftwerke sind als vollständig unflexibel angenommen. Langfristig sind alle Biogasanlagen flexibel. Entsprechend steigt die Flexibilität stark an, aber die Strommenge aus Biomasse nimmt stärker ab als die installierte Leistung. Aus der Stromerzeugung frei werdende Biomasse wird entweder in anderen Energiesektoren (z.B. Industrie-Hochtemperaturprozesswärme) oder gar nicht mehr energetisch eingesetzt.

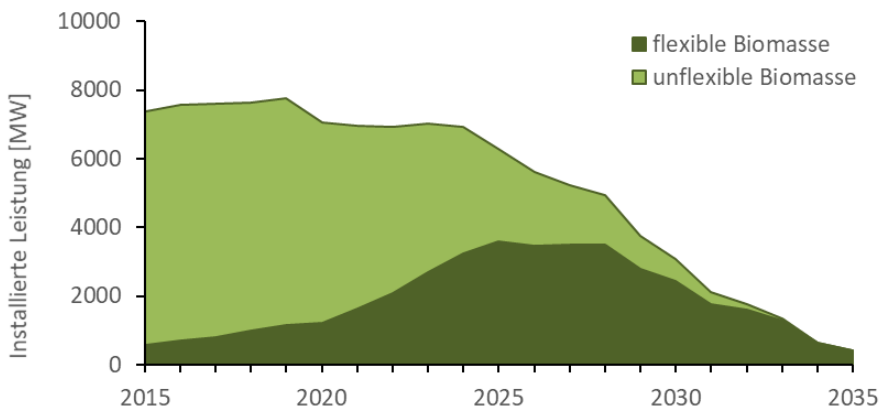


Abbildung 2-4: Flexibilisierung Biomasse

Quelle: eigene Annahmen

Grundsätzlich wird das energetische Biomassepotenzial nach Einschätzung von Greenpeace als sehr restriktiv unterstellt und eine stoffliche Nutzung einer energetischen Nutzung vorgezogen. Gegenüber den Basisannahmen des Umweltbundesamtes für das Jahr 2030 (UBA 2017) wird die Nutzung noch weiter eingeschränkt. Die energetische Reststoffnutzung wird halbiert und in Hinblick auf eine CO₂-Bindung im Waldboden wird bereits im Jahr 2030 auf die Nutzung von Waldrestholz verzichtet. Für die Zwischenjahre gegenüber der heutigen Biomassenutzung wird interpoliert.

2.2 Kraftwerkspark Deutschland

2.2.1 Szenario 2020

In 2020 werden zunächst alle heutigen Bestandskraftwerke, sowie geplante Stilllegungen und Inbetriebnahmen gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) berücksichtigt (BNetzA 2018b). Dies beinhaltet die bereits beschlossene Überführung von acht Braunkohle-Kraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW in die Sicherheitsbereitschaft nach § 13g Energiewirtschaftsgesetz. Je nachdem, ob die Politik die Sonderausschreibungen für erneuerbare Energien zeitnah umsetzt, werden je nach Szenario Braunkohlekraftwerke mit einer installierten Kapazität von 6,1 GW bzw. 7,4 GW zusätzlich stillgelegt. Die Stilllegungssumme orientiert sich dabei in der Größenordnung an einem (inoffiziellen) Vermerk von BMWi und BNetzA zur

Versorgungssicherheit in Deutschland, in dem Ende 2017 eine Stilllegung von mindestens 7 GW Kohlekraftwerksleistung als unkritisch für die Versorgungssicherheit (auch in Hinblick auf innerdeutsche Netzengpässe) eingestuft wird⁴. Die Kraftwerksstilllegungen werden anhand des Alters der Kraftwerke bestimmt. Bei allen stillzuliegenden Kraftwerken handelt es sich um Braunkohle-Anlagen mit einem Alter von über 20 Jahren. Zur kurzfristigen Sicherstellung der Wärmeversorgung werden im Jahr 2020 Braunkohle-KWK-Kraftwerke von Stilllegungen ausgenommen, es werden jedoch in den Folgejahren kontinuierlich Kohle-KWK durch neue Erdgas-KWK ersetzt. Setzt die Bundesregierung die Sonderausschreibungen nicht wie geplant um, dann müssen diese Emissionsreduktionen durch die Abschaltung weiterer Braunkohlekraftwerke erbracht werden. Insgesamt würde eine Abschaltung von 7,4 GW statt 6,1 GW notwendig (siehe Tabelle 2-4 für eine Aufschlüsselung der stillzuliegenden Kraftwerke).

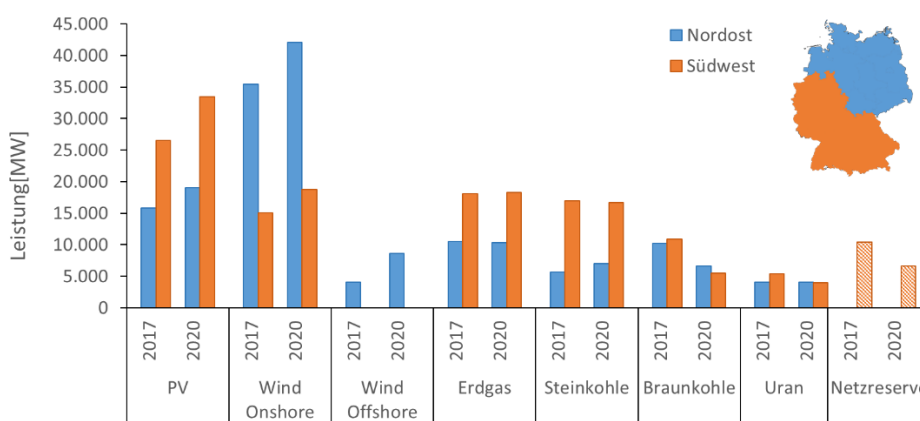


Abbildung 2-5: Installierte Kraftwerksleistung 2020

Szenario 2020 mit Stilllegung von 6,1 GW Braunkohlekraftwerken
Quelle: (BNetzA 2018b), (BNetzA 2018c)

Eine Drosselung der verbliebenen Braunkohle-Kraftwerke, die im Jahr 2020 ein Alter von mindestens 20 Jahren erreicht haben (6,0 GW bzw. 7,4 GW inkl. KWK), wird im Simulationsmodell durch eine zusätzliche Randbedingung abgebildet⁵. Dabei wird die Auslastung durch Vorgabe einer maximalen Volllaststundenzahl von 6000 h/a im Jahr 2020 eingeschränkt. Zum Vergleich haben in den Jahren 2016 und 2017 Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Mittel (über die Bandbreite unterschiedlicher Wirkungsgrade und des Stromverlustes bei KWK-Nutzung) eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von etwa 7000 h/a erreicht⁶. In den Simulationsrechnungen des Jahres 2020 erreichen neuere Braunkohle-Kondensationskraftwerke mit höherem Wirkungsgrad dagegen ca. 7400 h/a, während bei den KWK-Kraftwerken die Drosselung eine geringere Einschränkung im Betrieb bedeutet. Die Drosselung auf 6000 h/a ermöglicht einen schrittweisen strukturellen Umbau mit den Beschäftigten an den Kraftwerksstandorten (im Vergleich zur Stilllegung) und gewährleistet die Versorgungssicherheit. Die aus einer Stilllegung von 6,1 GW Braunkohle resultierenden Kraftwerkskapazitäten werden in Abbildung 2-5 hinsichtlich ihrer geographischen Verteilung in Hinblick auf mögliche innerdeutsche Netzengpässe (Nordost/Südwest)

⁴ <https://media.frag-den-staat.de/files/foi/82316/VersorgungssicherheitinDeutschland.fin.pdf>

⁵ Ausgenommen sind Gegendruckanlagen, die zur Sicherstellung der Wärmeversorgung nicht gedrosselt werden. Die restlichen Braunkohle-KWK-Kraftwerke besitzen auch bei einer Drosselung der Stromerzeugung ausreichend Flexibilität, um den Wärmebedarf decken zu können.

⁶ Bezogen auf die Bruttostromerzeugung der BMWi-Energiedaten BMWi 2018, gemäß BNetzA-Kraftwerksliste BNetzA 2018b war 2017 eine Leistung der Braunkohle-Kraftwerke von 19,99 GW netto bzw. 21,15 GW brutto in Betrieb.

dargestellt. Der von der Bundesnetzagentur für den Winter 2017/2018 bezifferte Bedarf an Netzreservekraftwerken (§13d EnWG) liegt bei 10,4 GW mit einem Absinken des Bedarfs zum Jahr 2020 auf 6,6 GW (BNetzA 2018c). Zudem besteht im Jahr 2020 eine Kapazitätsreserve (§13e EnWG) von voraussichtlich 2 GW (vorbehaltlich einer möglichen Anpassung), welche aber auch Teile der Netzreserve beinhaltet und deswegen in Abbildung 2-5 nicht noch zusätzlich dargestellt wird. Während 2020 Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 6,1 bzw. 7,4 GW stillgelegt werden, verbleiben noch 12,1 bzw. 10,8 GW Braunkohle – zum Teil gedrosselt – am Netz. Davon sind 4,8 GW nicht von einer Drosselung betroffen und können frei am Markt eingesetzt werden. Die Kraftwerke, welche 2020 gedrosselt werden, sind im Anhang aufgelistet (Tabelle 7-1).

Kraftwerksbezeichnung	Baujahr	Nettleistung [MW]
Niederaußem C	1965	295
Niederaußem D	1968	297
Niederaußem H	1974	648
Boxberg N	1979	465
Boxberg P	1980	465
Weisweiler E	1965	321
Weisweiler F	1967	321
Weisweiler H	1975	656
Neurath A	1972	294
Neurath B	1972	294
Neurath E	1976	604
Jänschwalde B	1982	465
Jänschwalde C	1984	465
Jänschwalde D	1985	465
Zwischensumme		6055
Lippendorf S*	1999	875
Schkopau B*	1996	450
Summe		7380

* Zusätzliche Stilllegungen im Szenario ohne Sonderausschreibungen

Tabelle 2-4:
Braunkohlestilllegungen 2020

Stillgelegte Braunkohlekraftwerke in den Szenariorechnungen 2020, eigene Annahmen auf Basis des Kraftwerksbaujahres

2.2.2 Szenarien 2025 und 2030

Zum Jahr 2030 soll Deutschland vollständig aus der Braunkohleverstromung (und in normalen Versorgungssituationen auch aus der Steinkohle) ausgestiegen sein. Zur Bestimmung der verbleibenden Bestandskraftwerke wird eine Lebensdauer von 40 Jahren angenommen. Nach Ablauf der Lebensdauer stehen die Kraftwerke (ausgenommen Braunkohle) potentiell weiterhin als Reservekraftwerke zur Verfügung. Die verbleibenden Steinkohlekraftwerke dienen in 2030 in Deutschland als Reservepotenzial zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Netz und können ggf. zusätzlich zur Spitzenlastdeckung im Strommarkt im Sinne einer Kapazitätsreserve nur noch zu hohen Kosten eingesetzt werden. Aufgrund des Infrastrukturbezugs zum Tagebau ist die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke bis 2030 vollständig. Kohle-KWK-Kraftwerke werden im Fall von Entnahmekondensationskraftwerken nur noch als Kondensationskraftwerke genutzt (Braunkohle 2025, Steinkohle 2025 und 2030). Dabei wird die Wärmeversorgung durch neue Erdgaskraftwerke im Bereich Industrie-KWK oder innovative EE-Wärmesysteme im Bereich Fernwärme (Erdgas-KWK, Großwärmepumpen, Solarthermie, Geothermie, Industrieprozesswärme) ersetzt. Im Vergleich zu einem vollständigen Ausstieg aus der Steinkohle wird dadurch die Notwendigkeit zum Zubau von (Spitzenlast-) Gaskraftwerken verringert. Der Effekt auf die Treibhausgasemissionen ist aufgrund des seltenen Einsatzes vernachlässigbar.

Im Jahr 2025 werden Braunkohlekraftwerke weiterhin in der Grundlastdeckung eingesetzt, wodurch hohe Emissionen entstehen. Als zusätzliche Einschränkung werden daher im Jahr die noch verbleibenden Braunkohlekraftwerke auf 4000 Volllaststunden gedrosselt, um die Emissionen entsprechend dem 1,5 Grad-Ziel zu reduzieren und Gas-KWK-Kraftwerken den Vorrang in der Merit-Order zu geben. Steinkohlekraftwerke, die zur Deckung der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden und dadurch eine geringere Auslastung vorweisen, können frei am Markt eingesetzt werden.

Kraftwerksbezeichnung	Baujahr	Nettleistung [MW]
Niederaußem G	1974	628
Weisweiler G	1974	663
Neurath D	1975	607
Jänschwalde A	1981	465
Sonstige kleine Anlagen		762
Summe		3125

Tabelle 2-5:
Braunkohlestilllegungen 2025

Zusätzlich stillgelegte Braunkohlekraftwerke in der Szenariorechnung 2025, eigene Annahmen auf Basis des Kraftwerksbaujahres

Neue Gas-KWK-Kraftwerksleistungen ergeben sich durch die Versorgung der Fernwärme (in Verbindung mit anderer EE-Wärme) und Industrie-Prozesswärme. Sowohl in Deutschland als auch in Europa werden diese KWK-Kraftwerke endogen durch das Simulationsmodell zugebaut. Zusätzlich notwendige Erdgas-Spitzenlastkraftwerke und Batteriespeicher können optional ebenfalls zugebaut werden, um die Versorgungssicherheit im Strommarkt zu gewährleisten. Im Gegensatz zu den Szenarioannahmen für 2020 sind damit die notwendigen Gaskraftwerksleistungen als Ergebnis der Modellrechnung in Abbildung 4-2 im Kapitel 4 dargestellt. Es wird ab dem Jahr 2020 ein Markthochlaufpfad für Power-to-Gas-Anlagen gewählt, bei dem im Jahr 2030 eine installierte Elektrolyseur-Leistung von 2,5 GW in Deutschland erreicht wird (Greenpeace Energy 2018). Zusätzlich dazu kommen 3,5 GW Offshore-Elektrolyseure, die nicht an das Stromnetz angebunden sind (siehe Abbildung 2-2).

2.3 Deutschland im europäischen Strommarkt

Deutschland ist eingebunden in einen europäischen Binnenmarkt für Strom. Deswegen können nationale Klimaschutzmaßnahmen nicht isoliert betrachtet werden. Das Fraunhofer IEE verfügt hierbei über ein sehr detailliertes Strommarktmodell, welches nicht nur blockscharf den fossilen europäischen Kraftwerkspark abbilden kann, sondern auch die Flexibilität der Wasserkraft und Einspeisecharakteristik der Wind- und Solarstromerzeugung sehr detailliert und praxisnah berücksichtigt. Dabei wird der europäische Strommarkt der EU28 ohne Malta und Zypern, aber inkl. Norwegen und Schweiz im Modell abgebildet. Abbildung 2-6 gibt einen Einblick in die Detaillierungstiefe auf europäischer Ebene. Links sind die in der Modellierung berücksichtigten europäischen Wasserkraftanlagen gezeigt. Diese konzentrieren sich auf einige Gebiete mit guten geografischen Voraussetzungen (Alpenregion, skandinavische und iberische Halbinsel). Die Wasserkraftanlagen werden auf Basis umfassender Detaildaten zu Zufluss, Beckengröße, Leistungen und Kaskadierung mit einem validierten aggregierten Modellierungsansatz berücksichtigt (Härtel und Korpås 2017). Die Wind- und Solardaten werden europaweit mit der Auflösung des COSMO-EU-Modells simuliert (7 km Maschenweite). Dabei werden konkrete Bestandsanlagen und räumlich differenzierte Eignungsflächen für Neuanlagen berücksichtigt. Rechts sind beispielhaft zur Verdeutlichung der regionalen Differenzen innerhalb Europas die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten (oben) und die durchschnittliche solare Einstrahlung (unten) dargestellt.

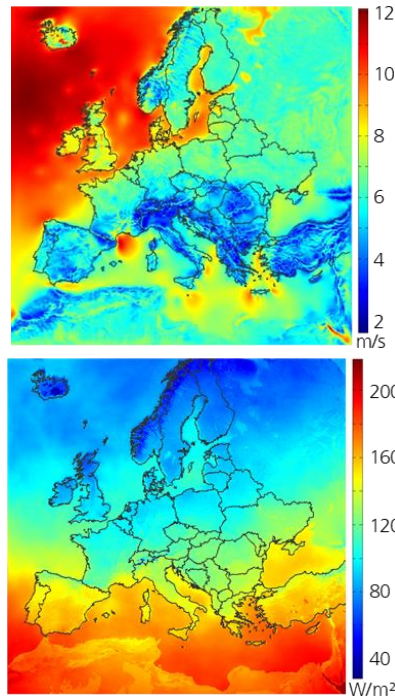
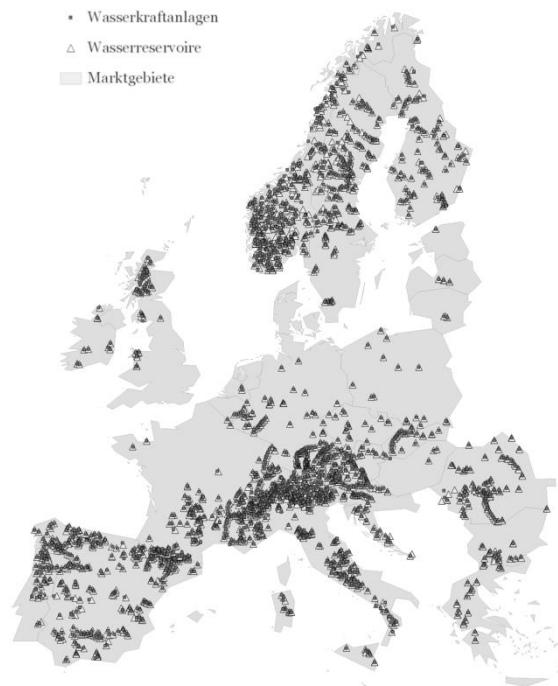


Abbildung 2-6:
**Wasserkraftanlagen, Wind-
 und Solarressource in Europa**

Abbildung Wasserkraft (links)
 nach (Härtel und Korpås 2017)

Abbildung zur
 Windgeschwindigkeit in ca. 70 m
 Höhe (rechts oben)
 sowie
 Abbildung zur globalen Hori-
 zontalstrahlung (rechts unten)
 (Datenbasis: Deutscher
 Wetterdienst - Mittelwerte der
 Jahre 2007 bis 2011)

Für die Betrachtung des europäischen Systems werden die Szenarien des Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans (TYNDP) der Organisation der europäischen Übertragungsnetzbetreiber verwendet (ENTSO-E 2017). Der Ausbau erneuerbarer Energien im Szenariojahr 2020 entspricht dem „Best Estimate“-Szenario. Für das Szenariojahr 2025 wird zwischen dem Jahr 2020 und 2030 linear interpoliert. Bis zum Jahr 2030 wird dabei für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa von einem ähnlichen Ambitionsniveau ausgegangen im Vergleich zu Deutschland⁷. Zur Abbildung dieser Entwicklung wird für Wind-Onshore und PV das Szenario „Global Climate Action“ aus dem Jahr 2040 für das Jahr 2030 vorgezogen. Im Bereich Wind Offshore sind die so ermittelten Werte unrealistisch hoch, so dass ein kombiniertes Szenario aus 2/3 des Szenarios „Sustainable Transition“ (2030) und 1/3 des Szenarios „Global Climate Action“ (2040) als Basis für die Rechnung 2030 unterstellt wird. In Summe bleibt bei diesen Annahmen der Ausbau der Windkraft (onshore) in Europa noch immer etwas hinter dem Niveau in Deutschland zurück. In Hinblick auf den geringeren europäischen Netzausbau bis 2030 ist diese Entwicklung vorteilhaft für die Integration der Windkraftanlagen in das Energiesystem. Als Bestandteil der progressiven Entwicklung in Europa wird bis zum Jahr 2035 ein vollständiger Ausstieg aus elektrischen Direktheizungen wie Nachtspeicher angenommen in Verbindung mit Gebäudesanierungen und der Versorgung der Gebäude mit Wärmepumpen und Wärmenetzen. Dies wirkt sich auch entlastend auf die notwendigen Kraftwerksleistungen zur Gewährung der Versorgungssicherheit aus, insbesondere wenn man sich die heutige hohe Winterspitzenlast in Frankreich vor Augen führt.

Die europäischen Leistungen thermischer Kraftwerke werden mit den gleichen Annahmen zur Kraftwerkslebensdauer bestimmt wie in Deutschland. Bis zum Jahr 2030 wird europaweit ein Ausstieg aus der Braunkohleverstromung angenommen. Für

⁷ Ein geringerer Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa würde tendenziell zu einem Stromexport Deutschlands und einem höheren Einsatz der konventionellen Kraftwerke führen. Die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland erzielten Emissionseinsparungen würden dadurch z.T. ins Ausland verlagert werden.

die zusätzlichen Maßnahmen wird in Europa ein konservativeres Szenario zugrunde gelegt im Vergleich zur Entwicklung in Deutschland. So werden in Europa im Jahr 2020 noch keine Braunkohlekraftwerke stillgelegt, es findet generell keine Drosselung der Braunkohlekraftwerke statt und Kohle-KWK-Kraftwerke werden auch mittelfristig weiterhin in der Wärmeversorgung eingesetzt. Die verbleibenden Steinkohlekraftwerke nehmen am Strommarkt teil, so dass bis 2030 europaweit ein Ausstieg aus der Braunkohle, aber noch kein vollständiger Ausstieg aus der Steinkohleverstromung stattfindet. Im Unterschied zum deutschen Atomausstieg, wird für europäische Kernkraftwerke eine Lebensdauer von 45 Jahren angesetzt. In Frankreich verbleiben so z. B. in 2030 noch 33 GW Kernkraftwerksleistung. Da auch der EE-Ausbau heterogen entsprechend politischer Szenarien ist, wird der Einsatz der Steinkohle in Europa nur über die Höhe des CO₂-Preises bestimmt. Deutschland ist damit sowohl hinsichtlich des EE-Ausbaus (Wind-Onshore), als auch des Kohle-Ausstiegs (Braunkohle-Stilllegung 2020, Steinkohle nur als Reserve in 2030) Vorreiter in einem ambitionierten europäischen Transformationspfad.

Während Deutschland in den letzten Jahren zum Stromexporteur geworden ist (von einer fast ausgeglichenen Bilanz in den Jahren 2005 oder 2011 auf einen Anstieg auf 55 TWh Nettoexport in 2017), kann sich dieses Verhältnis schnell umkehren. In den realitätsnahen und kurzfristigen Untersuchungen zur Erreichbarkeit des Klimaziels 2020 von -40 % THG-Emissionen und heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen, wird die Handelsbilanz als Modellergebnis ausgewiesen (siehe Tabelle 3-1 mit 15–24 TWh Stromimporten in 2020). Mittelfristig wird dagegen eine ausgeglichene Handelsbilanz als sinnvolle Leitlinie für nationale politische Maßnahmen erachtet, so dass in den Jahren 2025 und 2030 diese Forderung als Randbedingung in die Modellierung mit eingeht.

2.4 Brennstoffpreise und CO₂

Als Brennstoffpreise (inkl. Transportkosten) werden im Jahr 2020 für Braunkohle 1,5 €/MWh, für Steinkohle 9,25 €/MWh und für Erdgas 22,5 €/MWh angesetzt (Öko-Institut e. V. 2018). Für die weiteren Szenarien (2025 und 2030) wird die Preisentwicklung gemäß des Pfades „Sustainable Development“ des World Energy Outlook 2017 verwendet (IEA 2017). Dieser Preispfad geht von einem Anstieg des Ölpreises bis 2025 und einem folgenden langsamen Absinken bis zum Jahr 2040 aus. Der Erdgaspreis steigt moderat an, während der Steinkohlepreis etwa konstant bleibt.

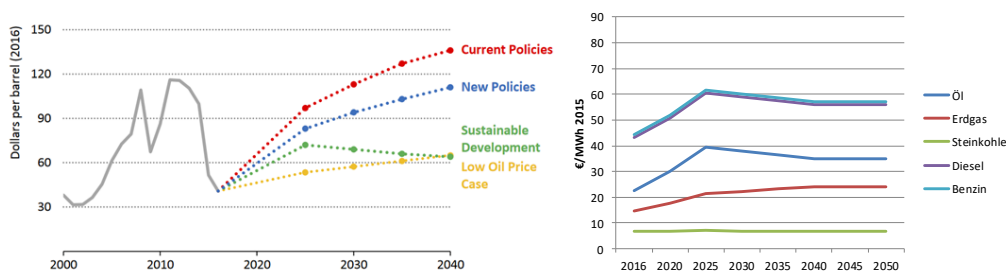


Abbildung 2-7: Entwicklung der Brennstoffkosten (ohne CO₂-Preis)

Quelle: eigene Annahmen nach IEA (2017)

In Hinblick auf bestehende Überkapazitäten im Emissionshandel und die Dynamik des europäischen EE-Ausbaus wird ein moderater CO₂-Preis von 10 €/t im Jahr 2020 angenommen. Insbesondere Aufgrund der Stilllegung von Braunkohle ist kurzfristig von zusätzlichen Überkapazitäten im Markt auszugehen, die sich ohne weitere politische Maßnahmen preissenkend auf CO₂-Preise auswirken. In 2020 ist noch kein nationales Eins-zu-eins-Löschen von eingesparten Emissionen durch Kraftwerksstilllegungen möglich, sondern erst in der 4. Phase des Emissionshandels ab

2021. Während der Wert für EUA-Futures (d. h. dem Handel von CO₂-Zertifikaten mit einem Erfüllungszeitpunkt in der Zukunft) für 2020 Mitte 2017 noch bei 5 €/t lag, hat sich dieser Wert in über einem Jahr auf mehr als 20 €/t gesteigert. Diese vorgezogenen Preiseffekte sind trotz Überschüssen insbesondere auch auf kurzfristige Liquiditätsengpässe der Jahre 2019 und 2020 (geringere Auktionierung) zurück zu führen. In Hinblick auf die Unsicherheiten dieser Entwicklung wird als Konsequenz freiwerdender Zertifikate durch Kraftwerksstilllegung als Mittelwert des letzten Jahres ein Preis von 10 €/t unterstellt (EEX 2018)

In der weiteren Entwicklung wird ein Anstieg des CO₂-Preises bis auf 30 €/t in 2025 und 40 €/t in 2030 unterstellt. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass alle nationalen Maßnahmen effektiv zu Emissionseinsparungen führen, da im Jahre 2023 alle Überschüsse im Emissionshandel gegenüber dem oberen Schwellwert der Marktstabilitätsreserve gelöscht werden. Zusätzlich ist es ab dem Jahr 2021 auch möglich, für Kraftwerksstilllegungen Eins-zu-eins zusätzliche Zertifikate stillzulegen. Im Zuge einer weiteren Reform des Emissionshandels (in Hinblick auf ein ambitionierteres EU-Klimaziel) in der nächsten Legislaturperiode des EU-Parlamentes wird zudem eine bessere Verzahnung von nationalen Maßnahmen mit dem Emissionshandel erwartet (Absenkung der Schwellwerte für Marktstabilitätsreserve, Eins-zu-eins-Löschen bei weiteren Maßnahmen, Löschen von Zertifikaten bei Einführung eines CO₂-Mindestpreises). Damit wird ein kontinuierliches Löschen von überschüssigen Zertifikaten und in Folge das Entstehen von realer Knappheit im Markt unterstellt. (Siehe auch: (Agora Energiewende und Öko-Institut 2018))

2.5 Auswahl des historischen Wetterjahres

Im Netzentwicklungsplan 2030 (2019) wird das reale Wetterjahr 2012 als mittleres Wetterjahr verwendet (50Hertz Transmission GmbH et al. 2018). Auch die Auswertungen des Fraunhofer IEE in (Fraunhofer IWES 2017) über den Zeitraum von sieben historischen Wetterjahren (2006–2012) zeigen, dass das Wetterjahr 2012 gerade im mittelfristigen Hinblick sehr gut geeignet ist, die Energiebilanzen sowohl im nationalen als auch im europäischen Kontext gut abzubilden. Zudem weist dieses Szenariojahr auch Extremsituationen hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Strommarkt auf (kalte Tage mit geringer Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland und in Europa).

Eine Orientierung in Hinblick auf die Versorgungssicherheit liefert folgende Auswertung der Einsatzzeiten von thermischen Kraftwerken für ein 2050er-Szenario in (Fraunhofer IWES 2017), welches näherungsweise mit dem Szenariojahr 2035 dieser Studie vergleichbar ist. Das Jahr 2012 weist hierbei eine fast gleiche notwendige thermische Kraftwerksleistung in Deutschland auf, wie das Extremjahr der kalten Dunkelflaute 2010.

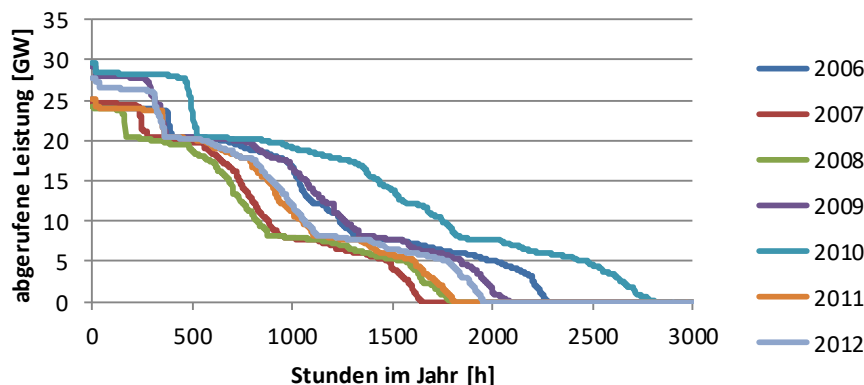


Abbildung 2-8:
Jahresdauerlinien der
Stromerzeugung aus
thermischen Kraftwerken über
sieben Wetterjahre

Quelle: (Fraunhofer IWES 2017)

2.6 Dekarbonisierung Gebäudewärme, Industrie und Verkehr

Die Sektoren Gebäudewärme, Industrie und Verkehr werden aufgrund der sehr gering ausgeprägten Sektorkopplung im Szenario 2020 und aufgrund mangelnder kurzfristig wirksamer Maßnahmen noch nicht in der Modellierung berücksichtigt. Die Betrachtung beschränkt sich dann auf den Bereich der Energiewirtschaft. Die Emissionen der anderen Sektoren werden in diesem Fall anhand der Prognosen des Umweltbundesamtes (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018) berücksichtigt. In den Szenarien 2025 und 2030 werden zusätzlich zur Energiewirtschaft die Sektoren Gebäudewärme, Industrieprozesswärme und Verkehr inklusive der Wechselwirkungen zwischen den Sektoren modellendogen abgebildet.

2.6.1 Gebäudewärme

Die Entwicklungen im Bereich der Gebäudewärme basieren auf dem UBA RTD Szenario (UBA 2017), ergänzt um das zusätzliche Element der Hybrid-Wärmepumpen in teilsanierten Gebäuden (siehe Abbildung 2-9). Durch weitreichende Sanierungsmaßnahmen kann der Endenergiebedarf in Zukunft deutlich gesenkt werden. Gleichzeitig erfolgt ein zunehmender Einsatz CO₂-freier Technologien (Wärmepumpen, EE-Wärme) zur Deckung des Wärmebedarfs. Die Markteinführung dieser Technologien unterliegt jedoch einigen Einschränkungen. So wird für die Bestandskessel bis 2020 eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen, wodurch diese erst bis zum Jahr 2040 vollständig durch andere Technologien ersetzt werden. Bei einem Ausbau der Fernwärme bei gleichzeitiger Senkung des Wärmebedarfs durch Wärmedämmung soll weiterhin eine Überdimensionierung der Infrastruktur vermieden werden. Das Ziel ist, bis zum Jahr 2050 20 % des Endenergiebedarfs für die Gebäudewärme durch (erneuerbare) Fernwärme zu decken. Die maximale erneuerbare Fernwärmebereitstellung ist damit für den gesamten Ausbaukorridor durch diesen Zielwert beschränkt. Als Resultat dieser Beschränkungen wird auch bis 2030 noch der größte Anteil des Gebäudewärmebedarfes durch Gaskessel bereitgestellt. Gleichzeitig steigt der Anteil dezentraler Wärmepumpen kontinuierlich an. Im Jahr 2050 kann in diesem Entwicklungspfad der gesamte Gebäudewärmebedarf durch Wärmepumpen und erneuerbare Fernwärme gedeckt werden.

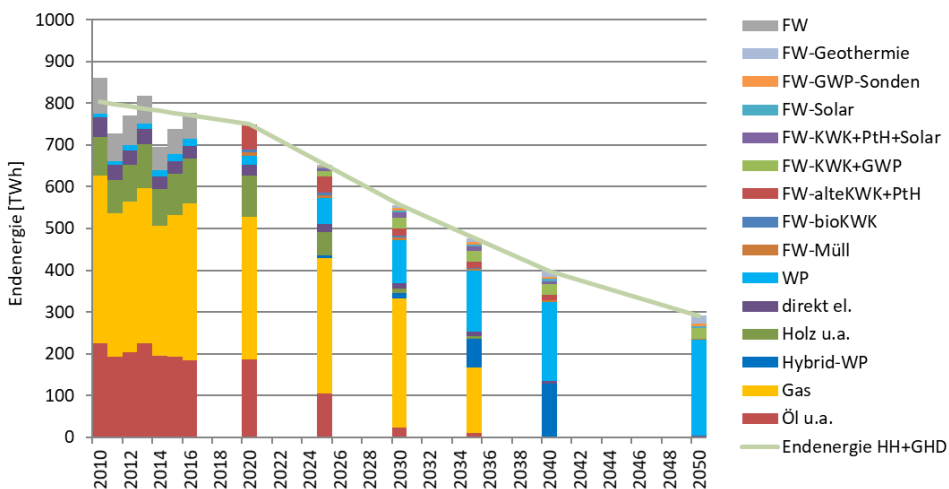


Abbildung 2-9: Endenergie Gebäudewärme Haushalte und Gewerbe

Quelle: eigene Anpassung nach (UBA 2017)

2.6.2 Industrieprozesswärme

Der Industrieprozesswärmebedarf (inkl. Industriegebäude und GHD-Prozesswärme) basiert ebenso wie der Gebäudewärmebedarf auf dem UBA RTD Szenario (UBA 2017). Auch hier wird eine Senkung des Energieverbrauchs durch die Umsetzung von Effizienz- und Einsparmaßnahmen angenommen. Des Weiteren werden innovative neue Verfahren wie der Einsatz von Wasserstoff in der Stahlherstellung und chemischen Industrie berücksichtigt. Dennoch unterliegt auch die Industrie einer hohen Trägheit aufgrund der Lebensdauern bestehender Produktionsanlagen, wodurch die Emissionen bis 2035 nur minimiert, aber nicht vollständig vermieden werden können. Die Wärmebereitstellung kann durch Heizkessel, Wärmepumpen und KWK-Systeme erfolgen.

2.6.3 Verkehr

Das Mobilitätsszenario basiert auf der von Greenpeace in Auftrag gegebenen Studie „Verkehrswende für Deutschland“ des Wuppertal Instituts (Rudolph et al. 2017)⁸. In der Studie wird bis 2035 ein CO₂-freier Verkehrssektor angestrebt. Eckpunkte sind dabei die sehr deutliche Verminderung des Verkehrsaufkommens im Personenverkehr, die Verlagerung auf den ÖPNV und Radverkehr, der Einsatz von Kleinwagen statt großen und schweren Fahrzeugen wie SUVs, sowie der Einsatz von emissionsarmen Technologien wie batterieelektrischen Fahrzeugen. Das Verkehrsaufkommen im Güterverkehr wächst nach 2020 nicht weiter an und der gesamte Kraftstoffeinsatz reduziert sich sehr deutlich. Das durch diese Eigenschaften vom Wuppertal Instituts charakterisierte Zielszenario 2035 dient als Grundlage zur Ableitung eines konsistenten Ausbau- und Entwicklungskorridors für die Stützjahre 2025 und 2030. Dabei wird hinsichtlich der Entwicklung bei Batteriegrößen und -kosten zugunsten von Batteriefahrzeugen auf die Abbildung von Wasserstofffahrzeugen verzichtet.

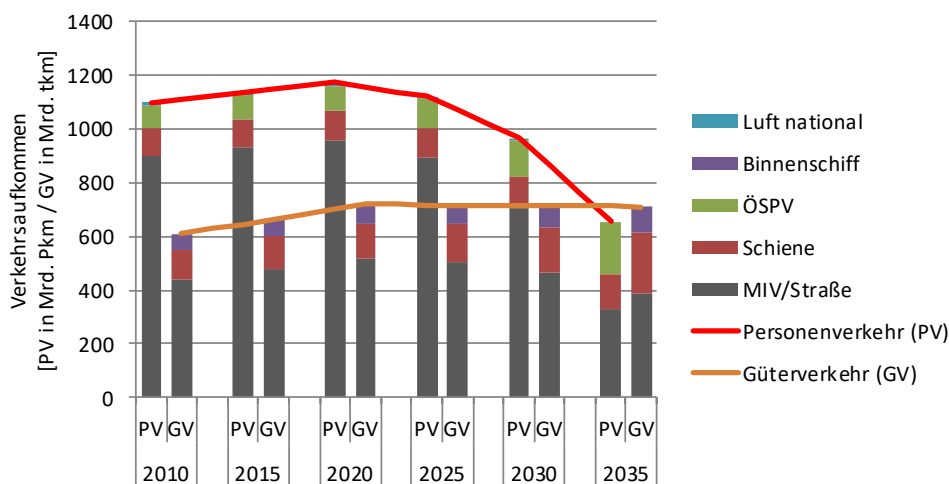


Abbildung 2-10: Entwicklung Verkehrsaufkommen

Quelle: eigene Anpassung nach (Rudolph et al. 2017)

Das Verkehrsszenario unterstellt ein grundlegend geändertes Mobilitätsverhalten. Das niedrige Verkehrsaufkommen führt trotz einem ambitionierten Markthochlauf der Elektromobilität im Jahr 2030 immer noch zu einem relativ geringen Strombedarf. Im Vergleich zu anderen Klimaschutzszenarien wie KS95 (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018) mit höherem Verkehrsaufkommen (aber deutlich geringer als in

⁸ Das Szenario wird auf Vorgabe von Greenpeace verwendet. Eine weitergehende Analyse dieses Szenarios zur Untersuchung von Umsetzbarkeit und Restriktionen wird an dieser Stelle nicht durchgeführt.

der BMVI Verkehrsverflechtungsprognose) und geringeren E-Mobilitäts-Marktanteilen ist der Stromverbrauch aber durchaus vergleichbar. Zum Vergleich: Analysen des Fraunhofer IEE für die Kombination Klimaschutzszenarien (mit reduzierten aber nicht extrem niedrigen Verkehrsaufkommen) mit sehr hohen Anteilen von E-Mobilität führen 2030 zu einem um ca. 22 TWh höheren Stromverbrauch.

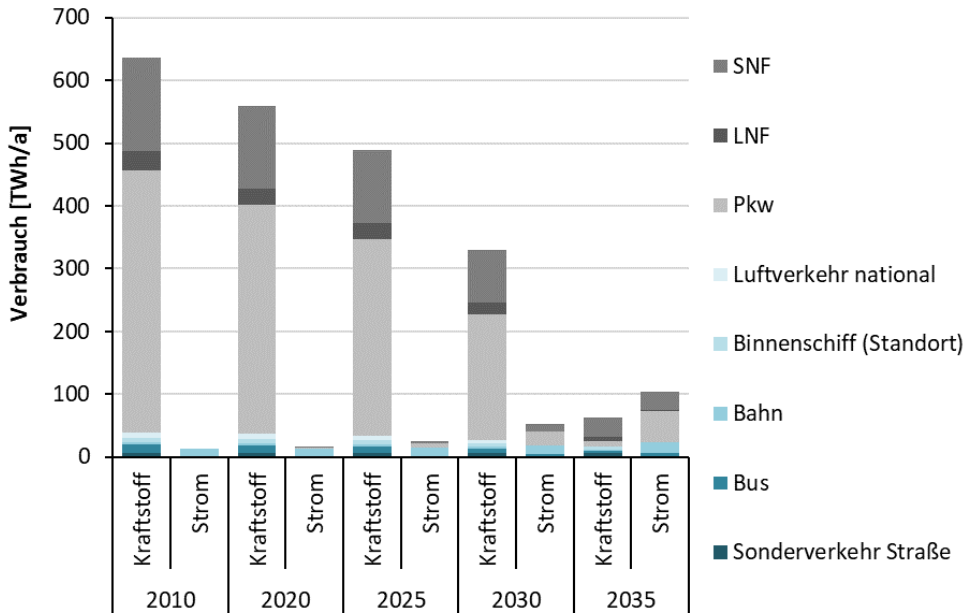


Abbildung 2-11: Entwicklung Verbrauch (Verkehr)

Quelle: eigene Anpassung nach (Rudolph et al. 2017)

3 Erreichbarkeit des Klimaziels 2020

Das Klimaziel der Bundesregierung sieht eine Minderung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um mindestens 40 % bis 2020 vor (bezogen auf 1990). Die Erreichung dieses Ziels erfordert den Einsatz weiterer Instrumente über die bisher beschlossenen Maßnahmen hinaus. Dazu wird hier gezeigt, wie mit einem Maßnahmenmix aus der Stilllegung von Braunkohlekraftwerken in Zusammenspiel mit einer Drosselung der verbleibenden alten Anlagen das Klimaziel 2020 erreicht werden kann.

Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten in der Realisierung der im Koalitionsvertrag beschlossenen Sonderausschreibungen für Wind und PV bis 2020 werden für dieses Szenario zwei Varianten – mit und ohne Sonderausschreibungen (SoA) – untersucht. Bei der Variante mit Sonderausschreibungen werden 6,1 GW Braunkohleleistung stillgelegt, ohne Sonderausschreibungen zusätzliche 1,3 GW. Braunkohlekraftwerke mit einem Alter von über 20 Jahren werden darüber hinaus in beiden Szenarien auf 6000 Volllaststunden gedrosselt. Im Folgenden wird das Ergebnis der unter diesen Randbedingungen durchgeführten Rechnungen vorgestellt.

3.1 Stromerzeugung

In Tabelle 3-1 ist die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern dargestellt. Die Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen steigt bis 2020 an entsprechend der Annahmen aus Abschnitt 2.1 und auf Basis der meteorologischen Bedingungen des realen Wetterjahres 2012. Gleichzeitig führen Stilllegung und Drosselung der Braunkohlekraftwerke in 2020 zu einem deutlichen Rückgang der Braunkohleverstromung.

Bruttostromerzeugung [TWh]	2015	2016	2017	2020	2020
				ohne SoA	mit SoA
Erdgas	62	81	86	52	52
Steinkohle	118	112	94	64	52
Braunkohle	155	150	148	76	85
Kernkraft	92	85	76	65	65
Mineralöl	6	6	6	2	2
Sonstige	27	27	28	20	20
Biomasse	45	45	46	43	43
Laufwasser	19	21	20	22	22
Wind-Onshore	72	68	89	117	122
Wind-Offshore	8	12	18	30	33
PV	39	38	40	47	50
Import	-52	-54	-55	24	15
Strompreis [€/MWh]	31,7	29	34,2	26,9	25,8

Tabelle 3-1: Stromerzeugung und Börsenstrompreis bis 2020

Quelle: (BMWi 2018), eigene Berechnungen

Die Szenarien mit und ohne Sonderausschreibungen unterscheiden sich in einigen Details. Ohne Sonderausschreibungen ist zum Erreichen des Klimaziels die Stilllegung weiterer Braunkohlekraftwerke erforderlich. Die geringere Stromerzeugung aus Braunkohle sowie Wind und PV wird durch eine höhere Auslastung bestehender Steinkohlekraftwerke und erhöhte Stromimporte (welche per Definition für die Erreichbarkeit des deutschen Klimaziels CO₂-frei sind⁹) kompensiert. Dabei zeigen die Auswertungen von (Öko-Institut e. V. 2018), dass nationale Maßnahmen wie die Stilllegung von Braunkohle nur zu einem geringeren Anteil zu Mehremissionen im Ausland führen. Der durch die Emissionseinsparungen in Deutschland erzielte positive Effekt auf die gesamteuropäischen Treibhausgasemissionen würde dadurch zwar abgemindert, aber dennoch effektiv sein.

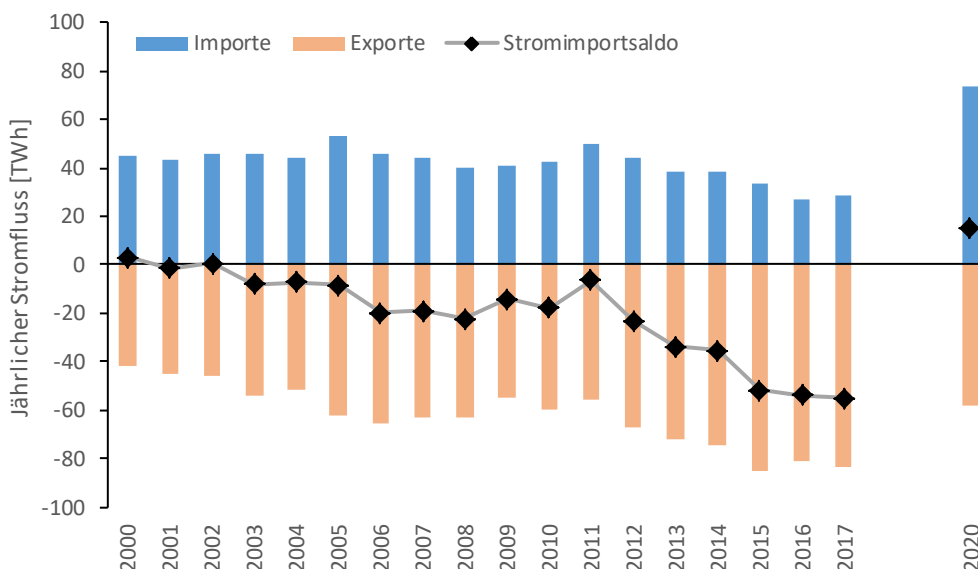


Abbildung 3-1: Stromhandelsbilanz bis 2017 sowie 2020 mit Sonderausschreibungen

Quelle: (AGEB 2018), eigene Berechnungen

Während die Situation am Strommarkt 2020 gut einzuschätzen ist, ist mittelfristig die Rolle von Stromimporten insbesondere vom EE-Ausbau in Europa abhängig. Eine sinnvolle politische Leitlinie könnte deshalb sein, dass Deutschland mittelfristig

⁹ Es werden hierbei nur direkte Emissionen (ohne Vorketten) bilanziert, wodurch Kraftwerksemissionen dem Land zugeordnet werden, in dem sie entstehen (IPCC 2006).

Stromexporte und -importe als Flexibilitätsoption im europäischen Verbund nutzt, in der Jahresbetrachtung jedoch eine ausgeglichene Import-/Export-Bilanz bei Strom anstrebt. Die historische Entwicklung der Strombilanz und das Simulationsergebnis für 2020 mit Sonderausschreibungen ist in folgender Abbildung dargestellt. Dabei wird deutlich, dass Deutschland vor 2005 und in 2011 bereits eine relativ ausgeglichene Handelsbilanz hatte und wie viel bedeutsamer der europäische Handel absolut als Ausgleichsfunktion im Verhältnis zum saldierten Nettobetrag ist.

Die Stromerzeugung aus Erdgas wird in 2020 nahezu ausschließlich durch bestehende oder bereits im Bau befindliche KWK-Anlagen realisiert und ist hierbei von der Wärmenachfrage im Wetterjahr abhängig. Eine darüberhinausgehende Nutzung von Kondensationsstrom aus Erdgaskraftwerken ist stark von Preisunterschied zwischen Gas und Steinkohle, der Ausweitung der EE-Stromerzeugung in Deutschland und Europa und regulatorischen Bedingungen wie z.B. vermiedenen Netznutzungsentgelten, Eigenstromerzeugung u. a. abhängig. Unter den getroffenen Annahmen ist der Anteil dieser Stromerzeugung relativ gering.

Die Szenariorechnungen zeigen für 2020 im Jahresdurchschnitt niedrigere Day-Ahead Börsenstrompreise als in den letzten Jahren. Eine weitere Erhöhung der erneuerbaren Stromerzeugung durch zusätzliche Sonderausschreibungen sowie eine in diesem Szenario höhere Braunkohlekapazität führen erwartungsgemäß zu einer leichten Senkung der Börsen-Strompreise.

3.2 Emissionen

Während die unflexible Stromerzeugung aus sonstigen fossilen Kraftwerken (Gichtgas, Müll u. a.) exogen vorgegeben wird und die entsprechenden Emissionen exogen bilanziert werden, ergeben sich aus dem Modell endogen die direkten Emissionen der klassischen konventionellen Kraftwerkstypen. Dabei kommen beide Szenariovarianten (mit und ohne Sonderausschreibungen) auf eine vergleichbare Emissionseinsparung. Mit dem Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken gehen auch die damit verbundenen Emissionen zurück. Um den in dieser Studie betrachteten kurzfristigen Effekt der Braunkohlestilllegungen zu untersuchen, werden die Emissionen der Kohlekraftwerke in 2020 mit dem heutigen Niveau verglichen. Im Vergleich zu 2017 sinken die Emissionen aus Kohlestrom dabei um etwa 42 % (entspricht 93 Mio. t).

Emissionen [Mio t CO ₂]	2015	2016	2017	2020	2020
				ohne SoA	mit SoA
Erdgas	21	27	30	29	29
Steinkohle	92	87	71	50	42
Braunkohle	157	153	151	78	88
Mineralöl	5	5	5	2	2
Summe	275	272	257	159	160

Tabelle 3-2: Modellendogene direkte Kraftwerksemissionen (nur CO₂)

Quelle: (BMWi 2018); ab 2020 eigene Berechnungen inkl. Emissionen aus KWK-Systemen

Die Kraftwerksemissionen sind modellendogen bestimmt und in folgender Abbildung noch einmal visualisiert. Sie stellen den größten Teilbereich der Emissionen im Quellbereich Energiewirtschaft und zu einem geringeren Teil auch im Quellbereich Industrie-Energieerzeugung dar (siehe Tabelle 3-3). Für eine vollständige Emissionsbilanz wird auf (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018) zurückgegriffen.

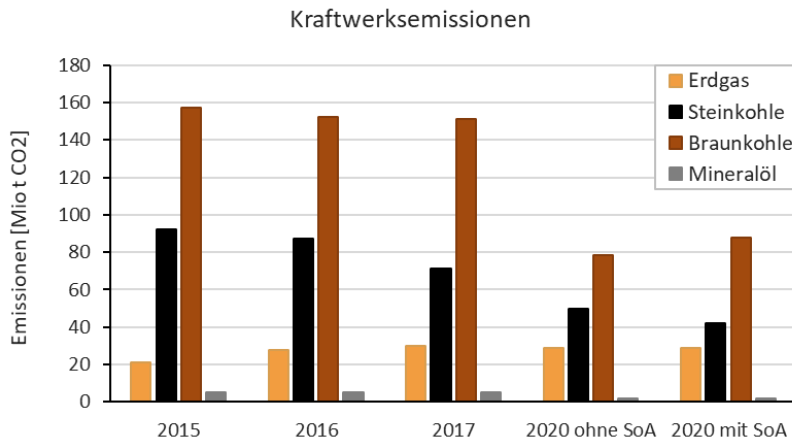


Abbildung 3-2:
Modellendogene direkte Kraftwerksemissionen (nur CO₂)

Quelle: (BMWi 2018); ab 2020 eigene Berechnungen inkl. Emissionen aus KWK-Systemen

Entsprechend der sektoralen Aufteilung des Klimaschutzplanes wird im Folgenden die Emissionseinsparung bilanziert und gegenüber dem Basisjahr (1990 mit spezifischen Anpassungen¹⁰) in Bezug gesetzt. Während in der aktuellen Trendentwicklung im Zuge der Veröffentlichung des Klimaschutzberichtes 2017 vom BMU eine 8 %-Lücke erwartet wird¹¹ (nur -32 %THG-Reduktion), erreichen beide Varianten des Greenpeace-Szenarios das -40 %-Ziel.

Emissionen [Mio. t CO ₂]	Basisjahr	2010	2015	2020 -Trend	2020 GP (ohne und mit SoA)
Energiewirtschaft	466	369	352	317	225
Industrie	284	187	190	184	177
-Energieerzeugung		113	119	116	110
-Prozesse		74	71	67	67
Gebäude	210	149	128	119	119
Verkehr	163	153	154	146	146
Landwirtschaft	90	69	66	77	77
Sonstige (Abfallwirtschaft)	38	15	11	9	9
Summe	1252	941	901	851	753
Reduktion		-25%	-28%	-32%	-40%

Tabelle 3-3: Emissionsbilanz bis 2020

Quelle: (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018), eigene Berechnungen

¹⁰ Das Basisjahr ist 1990 für Kohlendioxid, Methan und Lachgas sowie 1995 für HFKW, FKW und Schwefelhexafluorid

¹¹ <https://www.bmu.de/pressemitteilung/kabinett-beschliesst-dritten-klimaschutzbericht/>

Die historische Entwicklung und die Emissionseinsparung in 2020 gegenüber der Trendentwicklung sind zusätzlich in folgender Abbildung visualisiert.

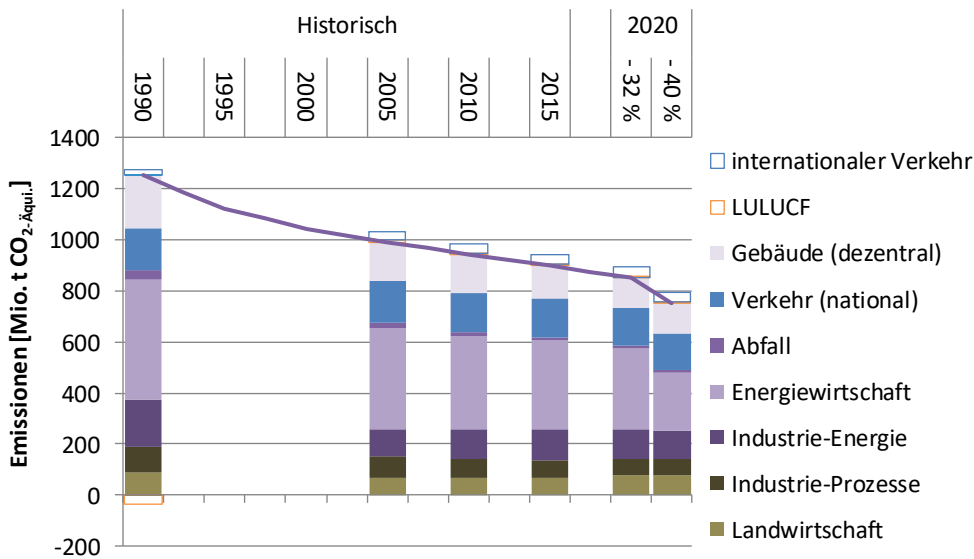


Abbildung 3-3: Emissionsbilanz bis 2020

Quelle: (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018), eigene Berechnungen

4 Ergebnisse 2025 und 2030

4.1 Entwicklung Stromverbrauch

Der herkömmliche Stromverbrauch wird aus (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018) für das Jahr 2020 bzw. (UBA 2017) für das Jahr 2030 übernommen. Durch Einspar- und Effizienzmaßnahmen kann dieser Verbrauch bis 2030 deutlich gesenkt werden. Gleichzeitig entsteht durch neue Verbraucher (v.a. Wärmepumpen und Elektromobilität) ein Mehrbedarf an Strom, so dass in Summe der Stromverbrauch bis 2030 leicht ansteigt. Entsprechend den Annahmen aus Abschnitt 2.6.3 fällt in 2030 ein zusätzlicher Stromverbrauch für die Elektromobilität (Pkw und Lkw) in Höhe von 35 TWh an. Dezentrale Wärmepumpen machen 36 TWh am Stromverbrauch aus, Großwärmepumpen und Elektrodenkessel in Fernwärme und Industrie 40 TWh. Nur einen geringen Anteil am Stromverbrauch haben zusätzliche Klimatisierung (5 TWh) und netzgebundene PtG-Anlagen (3 TWh). Im Jahr 2025 ist der Stromverbrauch durch die neuen Verbraucher geringer.

Der Stromverbrauch für Elektromobilität basiert auf der Verkehrsstudie des Wuppertal-Institutes und unterstellt ein grundlegend geändertes Mobilitätsverhalten. Ein höherer Wert im Sinne eines Klimaschutzszenarios mit sehr hohen Marktanteilen von Elektromobilität bei höheren Verkehrsaufkommen und schweren Fahrzeugen würde für 2030 einen zusätzlichen Stromverbrauch für die Elektromobilität von 57 TWh (anstatt 35 TWh) bedeuten. Da es sich hierbei aber um flexiblen Strombezug oder Hybridfahrzeuge mit einem zusätzlichen Verbrennungsmotor handelt, sind die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die benötigten Kraftwerksleistungen gering.

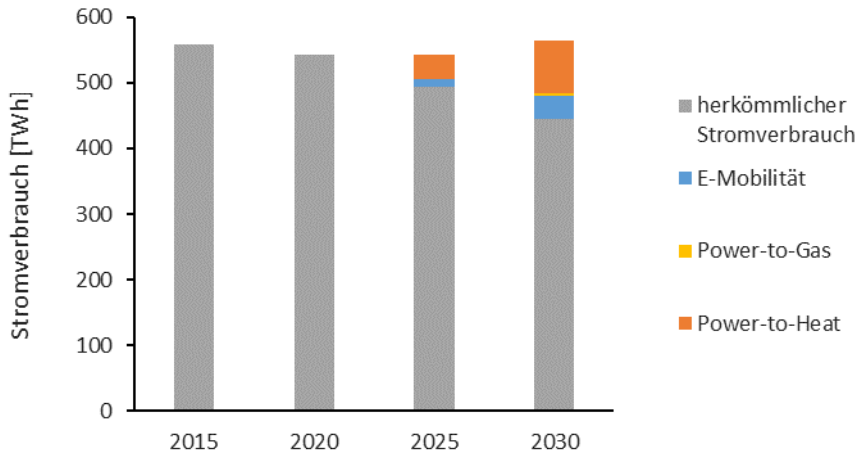


Abbildung 4-1: Stromverbrauch

Quelle: (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018), (UBA 2017), eigene Berechnungen

4.2 Regionalisierung EE-Leistung und thermischer Kraftwerkspark

Die in Deutschland insgesamt im Strommarkt im betrachteten Wetterjahr eingesetzte konventionelle Kraftwerksleistung ist in Abbildung 4-2 dargestellt¹². Die Kohlekraftwerksleistung nimmt über die Zeit deutlich ab. Zum Ersatz alter KWK-Anlagen und aufgrund des Ausbaus der Fernwärme werden bis zum Jahr 2030 knapp 10 GW Gas-KWK-Anlagen zugebaut. Dies ist deutlich weniger Leistung, als in der gleichen Zeit an alter Kraftwerkskapazität stillgelegt oder in eine Reserve überführt wird. Ein darüberhinausgehender Neubau zusätzlicher Gaskraftwerke (GuD-Kondensationskraftwerke, Gasturbinen) hat sich als Ergebnis der europäischen Optimierungsrechnung für Deutschland als nicht notwendig herausgestellt.

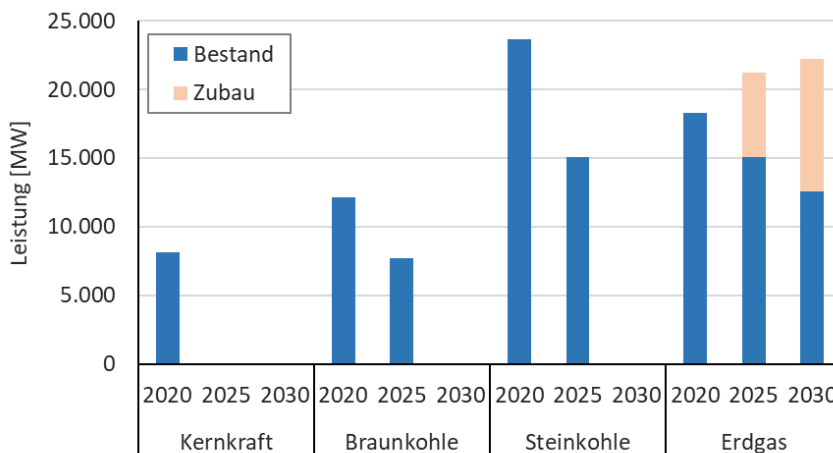


Abbildung 4-2: Im betrachteten Wetterjahre am Strommarkt eingesetzte Kraftwerksleistung

Quelle: (BNetzA 2018b), eigene Annahmen und Berechnungen

¹² Aufgrund des europäischen Austauschs und inländischer Flexibilität wird nur die dargestellte Kraftwerksleistung am Spot- und Regelleistungsmarkt tatsächlich eingesetzt. Bestehende alte Kraftwerke, welche teilweise auch redundante KWK-Anlagen in einem Wärmenetz/Industriebetrieb neben neueren Kraftwerken darstellen oder sich in der Netz- oder Kapazitätsreserve befinden sind hier nicht dargestellt, sondern werden weiter unten im Bereich Versorgungssicherheit zugeordnet. Entsprechend ist damit auch keine Aussage über die Entwicklung des Gesamtbestandes von Kraftwerksleistung verbunden. Da es z.B. 2020 noch mehr Gaskraftwerksleistung gibt, kommt es bis 2030 durch den Zubau neuer Gaskraftwerke also nicht zu einem absoluten Zuwachs von Gaskraftwerken.

Im Jahr 2030 entfällt der weitaus größte Teil der installierten Erzeugungskapazitäten auf die erneuerbaren Energien (Wind, PV). Dabei nimmt der Anteil der im Südwesten installierten Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030 kontinuierlich zu, was sich tendenziell entlastend hinsichtlich innerdeutscher Netzengpässe auswirkt. Die konventionellen Erzeugungskapazitäten befinden sich ebenfalls vorwiegend in Südwestdeutschland, laufen damit im Strommarkt auch netzdienlicher. Ebenso können diese Kraftwerke auch besser die Netzengpassbewirtschaftung im Rahmen des Redispatch eingebunden werden. Ein Redispatch-Einsatz erfordert üblicherweise, dass Kraftwerksleistung im Südwesten Deutschlands hochgefahren wird. Bei gleichzeitigem Absenken der Einspeiseleistung im Nordwesten Deutschlands kann so der notwendige Stromtransport in Richtung Süden reduziert und eine Netzüberlastung verhindert werden. Die neu zugebauten KWK-Anlagen dienen der Wärmeversorgung und müssen verbrauchsnahe installiert werden. Vereinfachend werden die Neubauten entweder am Standort der Kohle-KWK oder im Fall von Wärmenetzausbau vereinfacht gleichmäßig bevölkerungsgewichtet über die Städte verteilt, oder an bestehenden Industriestandorten angenommen.

Grundsätzlich wird bis 2030 ein weiterer Netzausbau entsprechend des Netzentwicklungsplans angenommen. Auch bis 2025 wird unterstellt, dass wichtige HGÜ-Verbindungen wie SuedLink und SuedOstLink fertig gestellt sind. Es wird unterstellt, dass dieser Netzausbau in Verbindung mit weiteren Maßnahmen in der Lage wäre, den dynamischen Ausbau der EE-Erzeugung zu integrieren. Ein Maßnahmenbündel zur Einbindung hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Stromnetz wird in (Agora Energiewende 2018) vorgestellt und beinhaltet u.a. die Regionalisierung der erneuerbaren Energien (d.h. ein beschleunigter Ausbau der Windenergie in Süddeutschland), die Einbindung flexibler Verbraucher wie Power-to-Heat und die Netzoptimierung durch automatisierte Systemführung, Lastflusssteuerung und Freileitungsmonitoring. Bei Zielverfehlung im Netzausbau in 2025 und 2030 könnte sonst der verstärkte Einsatz von Power-to-Heat in Fernwärme und Industrie oder Abregelung eine Konsequenz sein, um die unterstellten EE-Leistungen zu integrieren. Heute beträgt die Abregelung von Onshore-Windkraft ca. 5%. Der Ausbau des innerdeutschen Netzes schlägt sich auch in den zur Verfügung stehenden Kuppelkapazitäten für den europäischen Stromhandel nieder, welche in Abbildung 4-6 auf Basis der NTC-Werte dargestellt sind.

Zur Verdeutlichung der Situation von EE-Leistungen und fossilen Kraftwerken hinsichtlich des Netzes, aber auch hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist das Szenario in Abbildung 4-3 dargestellt. Die Bewertung von Versorgungssicherheit ist grundsätzlich ein relativer Begriff und ist in einem europäischen Strommarkt in einem Verbund zu bewerten. Inländisch führt die Anpassung der Kraftwerke an die durch starke EE-Erzeugung situationsbedingt abgesenkten Marktpreise grundsätzlich - und insbesondere im Fall der Drosselung von Braunkohle-Kraftwerken auf 4000 h/a - zu einer besseren Übereinstimmung von Markt und Netz und reduziert den Redispatchbedarf von Seiten der Netzbetreiber. Grundsätzlich ist das bestehende Übertragungsnetz auf die bestehenden großen Kraftwerksblöcke ausgelegt. Der teilweise Neubau von KWK-Anlagen an diesen Standorten oder die Weiternutzung als Netzreserve wirkt sich damit effizienter auf die Engpassbewirtschaftung aus, als an anderen Standorten. Dennoch müssen nicht zwingend Erzeugungsanlagen gebaut werden, sondern es können auch alternative Maßnahmen zur Blindleistungskompensation ergriffen werden, die u.a. bei Stabilitätsproblemen helfen können (Kondensatorbatterien, Phasenschieber, STATCOM-Anlagen). Zusätzliche Anforderungen an die Netzstabilität im Stromnetz können dennoch punktuell den Bau weiterer Gasturbinenkapazitäten an ausgewählten Netzknotenpunkten erforderlich machen, um im Sinne einer Netzstabilitätsreserve in kritischen Fällen zu einer

Entlastung der Netzsituation beitragen zu können. Die Notwendigkeit dieser Anlagen ergibt sich aus der Netzsituation und -belastung und kann in dieser Studie nicht quantifiziert werden. Diese Anlagen dienen nur der Sicherstellung der Netzstabilität und werden nicht am Strommarkt eingesetzt. Der Bau von offenen Gasturbinen zu diesem Zweck ist dabei zu niedrigen Kosten und Emissionen realisierbar.

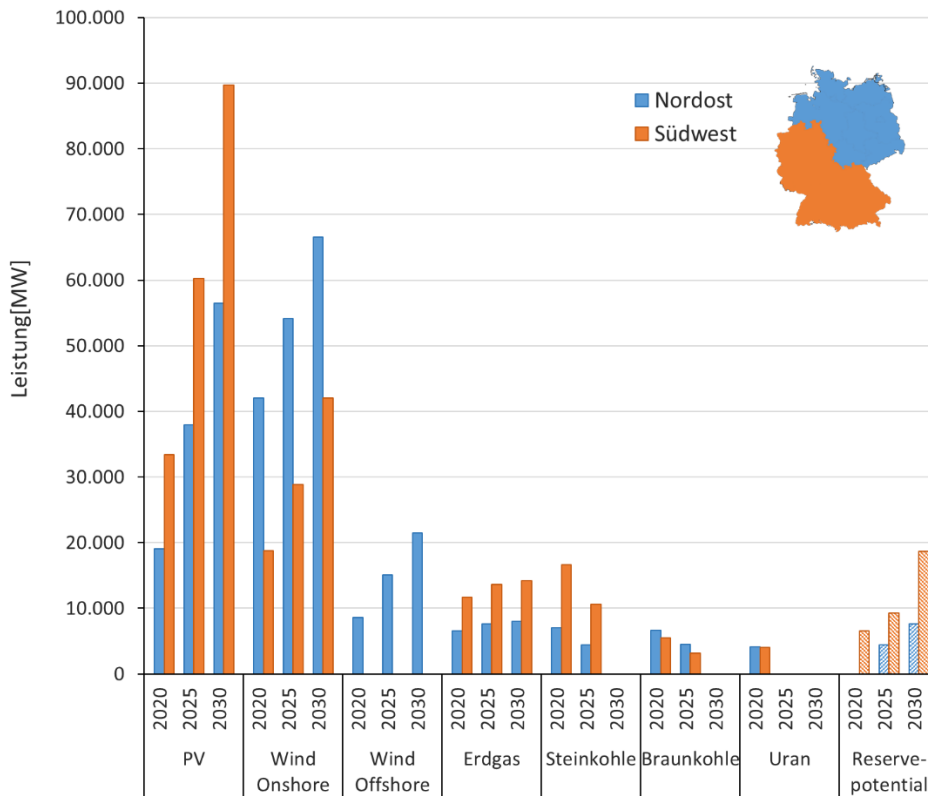


Abbildung 4-3: Eingesetzte Kraftwerksleistung und potentielle Reservekapazitäten

Quelle: (BNetzA 2018b), eigene Annahmen und Berechnungen

Auch im Strommarkt können seltene Extremsituationen auftreten, die mit der Simulation eines Wetterjahres nicht erfasst werden können. Entsprechend sind die Simulationsergebnisse ein Indikator für Größenordnungen. Im Zuge eines Kohleausstiegs wären von den Netzbetreibern weitergehende Untersuchungen, durchzuführen, um den notwendigen Bedarf an thermischen Kraftwerken noch genauer zu ermitteln und bei dem ausreichenden Vorlauf ggf. weitere begleitende Maßnahmen einzuleiten. Der von der Bundesnetzagentur für den Winter 2017/2018 bezifferte Bedarf an Netzreserve (§13d EnWG) liegt bei 10,4 GW mit einem Absinken des Bedarfs zum Jahr 2020 auf 6,6 GW (BNetzA 2018c). Weitere Punkte die ggf. auch Teile der Netzreserve sein können, sind die Kapazitätsreserve (§13e EnWG) (zunächst 2 GW, später Anpassung möglich) und Netzstabilitätsanlagen (§13k EnWG) (mindestens 1,2 GW neue Spitzenleistung, wahrscheinlich als offene Gasturbinen). Eine Aussage über den zukünftigen Bedarf an Reservekraftwerksleistung kann an dieser Stelle nicht getroffen werden. Durch die getroffenen Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks und die Ergebnisse der Simulationsrechnung (am Strommarkt eingesetzte Kraftwerksleistung in Abbildung 4-2) kann jedoch eine Abschätzung zur Höhe der verfügbaren potentiellen Reservekapazitäten getroffen werden. Dabei werden Kraftwerke berücksichtigt, die jünger sind, aber nicht im Strommarkt abgerufen werden, ebenso wie Kraftwerke, die nach 40 Jahren stillgelegt werden, aber auch danach noch weiterhin für maximal 10 Jahre als Reserve vorgehalten werden könnten. Im Ergebnis ergibt sich ein Potenzial für das Jahr 2025 von bis zu 14 GW

Kraftwerksleistung, die zusätzlich zu der am Strommarkt eingesetzten Leistung als Reservekraftwerke zur Verfügung stehen können. Im Jahr 2030 erhöht sich diese Leistung auf bis zu 26 GW. Der Großteil dieser Anlagen steht netzdienlich im Südwesten Deutschlands.

Die Simulationsergebnisse und die aufgezeigte Strategie zu Ausbau erneuerbarer Energien, Erdgas-KWK-Ausbau, Weiternutzung bestehender Kraftwerke in der Reserve und Drosselung von Braunkohle zeigen jedoch, dass die Versorgungssicherheit auch mit einem Kohleausstieg bis 2030 gewährleistet ist. Wenn eine derartige dynamische Entwicklung in ganz Europa eintreten sollte, wird durch die Simulationsergebnisse deutlich, dass die notwendigen Kraftwerksleistungen im Strommarkt gering ausfallen und durch Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eine zusätzliche hohe Reserveleistung vorhanden ist¹³. Die Kosten für weitere aus Netzbetreibersicht ggf. notwendige offene Gasturbinen sind hier als gering einzuordnen.

4.3 Stromerzeugung

Das in dieser Studie untersuchte Szenario setzt zur Reduktion der CO₂-Emissionen wesentlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien zur direkten und effizienten Deckung des Stromverbrauchs. Entsprechend groß ist der Anteil an der Bruttostromerzeugung. Im Jahr 2025 machen erneuerbare Energieträger etwa 72 % der Bruttostromerzeugung aus. Dieser Anteil steigt auf bis zu 92 % im Jahr 2030. Der Einsatz der thermischen Kraftwerke kann also sehr stark reduziert werden und dadurch auch die damit verbundenen Emissionen.

Die Residuallast wird im Jahr 2025 v. a. von Steinkohle- und Gaskraftwerken gedeckt. In der Merit-Order des Jahres 2025 (Abbildung 4-4) lässt sich gut erkennen, dass zunächst Gas-KWK-Kraftwerke und Braunkohle-Kraftwerke eingesetzt werden. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke ist durch die Drosselung auf 4000 Volllaststunden jedoch relativ gering. Der Mittellastbereich wird von den Steinkohlekraftwerken abgedeckt, während Gaskraftwerke zu Spitzenlastzeiten eingesetzt werden. Durch den unterstellten CO₂-Preis von 30 €/t liegen trotz wieder leicht steigenden Gaspreisen neue GuD-Gaskondensationskraftwerke im Einsatz vor den ältesten Kohle-Kraftwerken. In diesem Bereich wäre auch der mögliche Betriebspunkt Kondensationsstromerzeugung von neuen Entnahmekondensations-KWK-Anlagen anzusiedeln, der in der Abbildung aber nicht dargestellt ist. Im Jahr 2030 sind keine Braunkohlekraftwerke mehr am Netz und die verbleibenden Steinkohlekraftwerke dienen nur als Reserve, die im Notfall zu hohen Kosten entsprechend einer Kapazitätsreserve eingesetzt werden können. Im Ergebnis werden ausschließlich Erdgaskraftwerke eingesetzt. Die zur Verfügung stehende Steinkohlekapazität wird im ausgewählten Wetterjahr nicht abgerufen. Selbst zu Spitzenlastzeiten kann die Stromnachfrage durch den Einsatz von Gaskraftwerken, verbunden mit der erneuerbaren Stromerzeugung und dem Import

¹³ Die Ergebnisse zur notwendigen installierten Kraftwerkskapazität sind immer auch abhängig von den getroffenen Annahmen. Mit einem europaweit progressiven Ausbau der erneuerbaren Energien und einem hohen Anteil flexibler Verbraucher sind für das betrachtete Wetterjahr die oben genannten Leistungen zur Stromversorgung ausreichend. Mit abweichenden Annahmen (Einzelrolle Deutschland in Europa, Weiterbestand Direktstromheizungen in Frankreich, geringe Energieeffizienz und geringerer flexibler Sektorkopplungsstromverbrauch) sind durchaus auch unterschiedliche Ergebnisse möglich. So kommen Huneke et al. 2017 in den Analysen zur kalten Dunkelflaute zu einer deutlich höheren installierten Leistung von Gaskraftwerken.

von Strom gedeckt werden. Trotz des Neubaus von Gas-KWK-Kraftwerken nimmt die Stromerzeugung aus diesen Anlagen (v. a. aufgrund der stark steigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien) zukünftig nur geringfügig zu. Zusammen mit dem hohen Wirkungsgrad der neuen Kraftwerke und dem sinkenden Gasbedarf im Gebäudewärmebereich, ist im Ergebnis der Erdgasbedarf in Deutschland in Zukunft rückläufig. Entsprechend sind auch keine gasbedingten Netzrestriktionen zu erwarten.

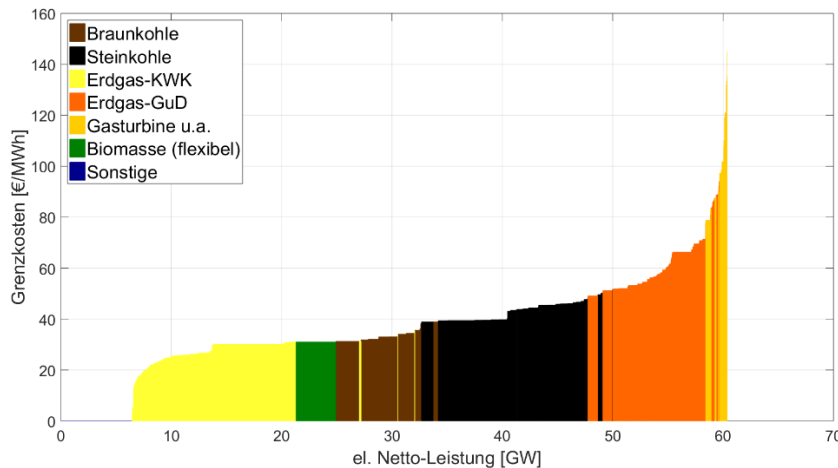


Abbildung 4-4: Merit-Order 2025

Merit-Order des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2025. Sonstige beinhaltet Klärgas, Deponiegas, Gichtgas, sonstige Gase, Müllverbrennungsanlagen und unflexible Biomasse. Quelle: eigene Annahmen und Berechnungen

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa führt trotz steigender CO₂-Preise generell zu einer Begrenzung des Strompreisanstiegs und damit direkt auch der Industriestrompreise. Im Jahr 2025 ergibt sich ein mittlerer Börsenstrompreis in Höhe von 40,2 €/MWh. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien führt bis zum Jahr 2030 wieder zu einer leichten Senkung des Strompreises auf 38,4 €/MWh. Insgesamt zeigt sich ein moderater Anstieg des Strompreises im Vergleich zum Niveau der letzten Jahre, in denen der Preis im Bereich von etwa 30–35 €/MWh lag.

Für Braunkohlekraftwerke führt der aufgrund des dynamischen EE-Ausbaus moderate Anstieg des Börsenstrompreises zusammen mit steigenden CO₂-Preisen zu einer erhöhten Kostenbelastung und zu begrenzten Erlösmöglichkeiten auf dem Strommarkt. Dieser Effekt ist unabhängig von einer Drosselung der Kraftwerke zu beobachten. Die Drosselung kann dabei zum Teil durch höhere spezifische Mehrerlöse kompensiert werden. Diese generelle Entwicklung wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke aus, die Fixkosten für den Betrieb der Tagebaue und Betrieb der Kraftwerke decken müssen. Darüber, wie sich die konkreten Tagebauekosten mit einer geringeren Auslastung der Tagebaue durch Kraftwerkstilllegungen und -drosselung entwickeln, kann an dieser Stelle keine Aussage getroffen werden. Ein sinkender Braunkohlebedarf für Kraftwerke führt zudem zu einem höheren Anteil an Veredelungsprodukten (Industriebrennstoffe, Aktivkoks, feinkörnige Kohlenstoffkonzentrate und Braunkohlebriketts) an der Braunkohlewertschöpfung, so dass die Tagebaufixkosten zunehmend auf die Veredelungsprodukte umgelegt werden müssen. Mit der Stilllegung von Kohlekraftwerken (und der damit einhergehenden Verknappung des Angebots) sind zudem höhere Preise für den in der Rauchgasentschwefelung anfallenden Gips als Baustoff zu erwarten.

Bruttostromerzeugung [TWh]	2015	2016	2017	2020 mit SoA	2025	2030
Erdgas	62	81	86	52	56	32
Steinkohle	118	112	94	52	49	0
Braunkohle	155	150	148	85	33	0
Kernkraft	92	85	76	65	0	0
Mineralöl	6	6	6	2	0	0
Sonstige	27	27	28	20	18	13
Biomasse	45	45	46	43	34	15
Laufwasser	19	21	20	22	23	24
Wind-Onshore	72	68	89	122	191	258
Wind-Offshore	8	12	18	33	60	87
PV	39	38	40	50	92	140
Import	-52	-54	-55	15	0	0
Strompreis [€/MWh]	31,7	29	34,2	25,8	40,2	38,4

Tabelle 4-1: Stromerzeugung und Börsenstrompreis bis 2030

Quelle: (BMWi 2018), eigene Berechnungen

Insgesamt wird Windkraft in Zukunft den größten Anteil an der Stromerzeugung ausmachen. Diese Entwicklung zeigt sich auch in Abbildung 4-5. Es kommt zunächst im Jahr 2020 (verursacht durch die Abschaltung und Drosselung der Braunkohlekraftwerke) zu einer deutlichen Reduktion der Stromerzeugung aus Braunkohle. 2022 und 2023 wird die durch die Abschaltung der Atomkraftwerke wegfallende Stromerzeugung kurzfristig vor allem durch Steinkohle und Erdgas ersetzt. In den folgenden Jahren wird der Ausstieg aus der Atomkraft dabei durch den Zubau der erneuerbaren Energien kompensiert. Nach dem Ende des Atomausstiegs werden die Stromimporte wieder reduziert, so dass im Jahr 2025 und darüber hinaus eine ausgeglichene Handelsbilanz erreicht wird. Mit Ausnahme des kurzfristigen Effekts eines Atomausstiegs sinkt durch die Stilllegung und Drosselung von Kraftwerkskapazitäten die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken kontinuierlich.

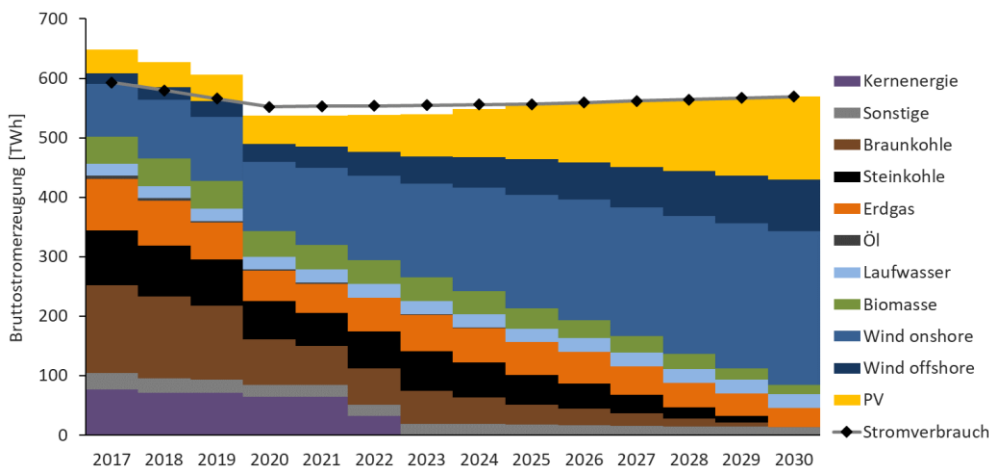


Abbildung 4-5: Bruttostromerzeugung (2017–2030)

Quelle: (AGEB 2018), eigene Annahmen und Berechnungen

In Zukunft werden Deutschlands Kuppelstellenkapazitäten mit den angrenzenden Ländern ausgebaut (siehe Abbildung 4-6). In Verbindung mit einem hohen Anteil fluktuierender Stromerzeugung führt dies zu einem Anstieg des Stromhandels mit den Nachbarstaaten. So wird im Jahr 2030 ein Bruttostromexport bzw. -import von etwa 100 TWh erreicht. Diese im Vergleich zu heutigen Zahlen sehr hohen grenzüberschreitenden Lastflüsse unterstreichen die Notwendigkeit einer engen Zusammenarbeit im europäischen Kontext zur Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung, so wie es von der europäischen Kommission im Rahmen der Energieunion angestrebt wird.

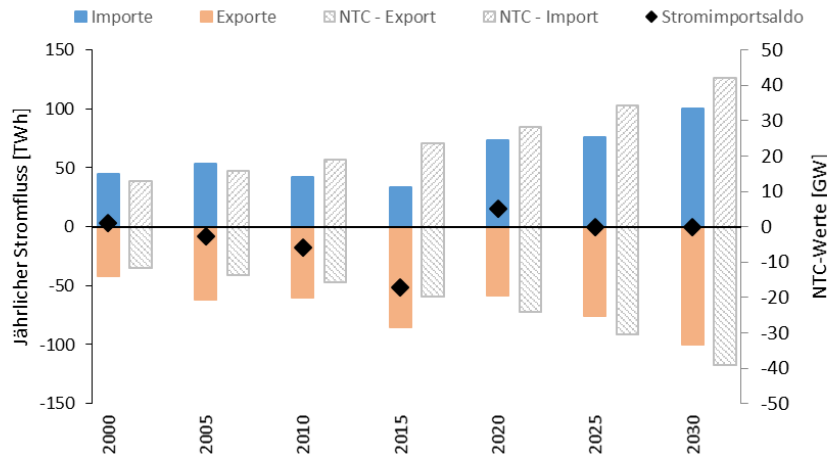


Abbildung 4-6:
Stromhandelsbilanz (2000–2030)

Deutschlands Stromexporte und -importe und die vorhandene Kuppelstellenkapazität (NTC)
Quelle: (AGEB 2018), (ENTSO-E 2018), (50Hertz Transmission GmbH et al. 2018), eigene Berechnungen

4.4 Emissionen

4.4.1 Kraftwerksemissionen

Die CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke entwickeln sich analog zur Stromerzeugung. In den Zwischenjahren 2021 bis 2024 sind durch den Ausstieg aus der Atomkraft leicht steigende Emissionen zu verzeichnen. Insbesondere der Steinkohleeinsatz bleibt aber auch hier noch immer deutlich unter dem heutigen Niveau. Bis zum Jahr 2030 können die Emissionen aus Kohlekraftwerken vollständig vermieden werden, während noch geringe Emissionen aus Gaskraftwerken anfallen.

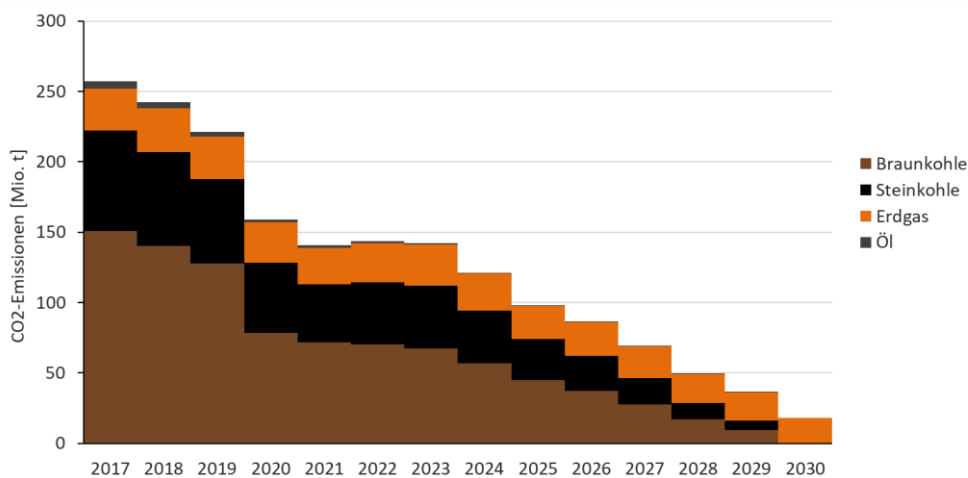


Abbildung 4-7:
Kraftwerksemissionen (2017–2030)

Quelle: (BMWi 2018), ab 2020 eigene Berechnungen inkl. Emissionen aus KWK-Systemen

4.4.2 Vergleich mit klimapolitischen Zielszenarien

Die deutschen CO₂-Emissionen sind in Tabelle 4-2 nach Quellbereichen aufgeschlüsselt. Auf die Senkung der Emissionen im Bereich Energiewirtschaft wird bereits im vorherigen Abschnitt eingegangen. Die anderen Quellbereiche zeigen aber ebenso deutliche Emissionseinsparungspotentiale. Für die nicht modellendogen abgebildeten Sektoren (Industrieprozesse, Landwirtschaft, Sonstige) wird dabei eine Entwicklung nach (UBA 2017) angenommen.

Im Bereich der Industrieprozesswärme sorgen v. a. Effizienzsteigerungen und die damit einhergehende Senkung des Energiebedarfs, sowie zu einem geringen Teil der Einsatz

von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung für eine Senkung der CO₂-Emissionen. Im Gebäudewärmebereich wird der Energiebedarf durch Sanierungsmaßnahmen deutlich gesenkt. Es werden vermehrt Wärmepumpen eingesetzt, um durch die Nutzung erneuerbaren Stroms die Emissionen zu reduzieren. Gleichzeitig werden in hybrid versorgten Wärmenetzen und dezentralen Hybrid-Wärmepumpen die Arbeitsanteile der konventionell gefeuerten Bestandskessel und KWK-Anlagen weiterhin reduziert. Den größten Einfluss auf die Emissionen des Verkehrssektors hat die Entwicklung des Verkehrsaufkommens. Das sehr ambitionierte unterstellte sinkende Verkehrsaufkommen führt dabei zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen. Durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen lassen sich die Emissionen noch weiter vermindern.

In Summe führt diese Entwicklung zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 56 % bis 2025 und 72 % bis 2030 verglichen mit 1990 und damit zu einer deutlichen Mehreinsparung gegenüber dem nationalen Klimaziel für 2030 von -55%. Das aktuelle EU-Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % (und auch eine diskutierte Anhebung des Ziels auf 45 %) bis zum Jahr 2030 kann bei dieser Entwicklung von Deutschland und Europa ebenfalls deutlich übererfüllt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Biomasse nur sehr restriktiv eingesetzt wird und damit in den Sektoren Gebäudewärme, Verkehr und Industrie die Anforderungen noch größer sind. Im Vergleich dazu sieht der Klimaschutzplan 2050 (BMUB 2016) deutlich weniger ambitionierte Zielwerte der einzelnen Sektoren vor, um eine Reduktion der CO₂-Emissionen in Summe um 55 % zu erreichen. Die größten Abweichungen zeigen sich im Bereich der Energiewirtschaft, in dem im hier untersuchten Szenario mit Kohleausstieg und Ausbau der erneuerbaren Energien sehr effektive Maßnahmen zur Emissionsenkung ergriffen werden.

Emissionen [Mio. t CO ₂]	Basisjahr	Greenpeace			Klimaschutz plan 2050
		2020	2025	2030	2030
Energiewirtschaft	466	225	127	49	183
Industrie	284	177	142	102	143
-Energieerzeugung		110	87	71	
-Prozesse		67	55	31	
Gebäude	210	119	96	71	72
Verkehr	163	146	115	77	98
Landwirtschaft	90	77	62	52	61
Sonstige (Abfallwirtschaft)	38	9	7	5	5
Summe	1252	753	551	356	562
Gutschrift Power-to-Gas			-1	-3	
Reduktion		-40%	-56%	-72%	-55%

Tabelle 4-2: Emissionsbilanz 2025 und 2030

Quelle: (BMUB 2016), (UBA 2017), eigene Berechnungen

Die nationale Produktion von Power-to-Gas aus direkten Offshore-Anlagen und netzgebunden Anlagen wird dabei in allen gasverbrauchenden Sektoren anteilig genutzt. Nicht Bestandteil dieser Bilanz sind der international Flug- und Schiffsverkehr. Auch hier wären weitere Maßnahmen zur Reduktion des Verkehrsaufkommens und zum Aufbau einer Power-to-Liquid-Infrastruktur z. B. in Nordafrika entsprechend eines 1,5°C-Szenarios notwendig.

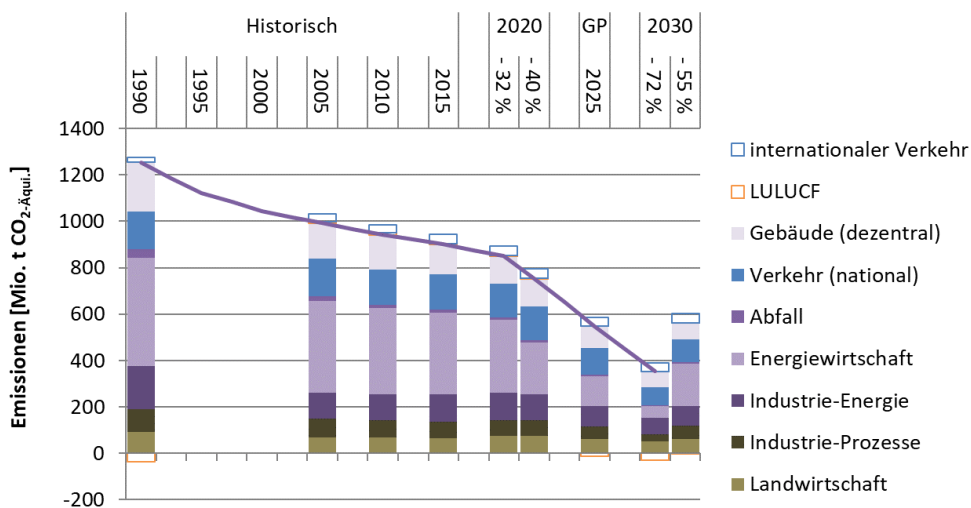


Abbildung 4-8: Emissionsbilanz bis 2030

Quelle: (Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI 2018), (UBA 2017), eigene Berechnungen

5 Schlussfolgerungen

Die Stilllegung und Drosselung von Braunkohlekraftwerken bietet die zentrale kurzfristige Option zur Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Diese Maßnahme ist in ihrer Wirkung dabei so effektiv, dass die Erreichung des Klimaziels 2020 der Bundesregierung damit gewährleistet werden kann. Abhängig von der Realisierung der im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen für Wind- und PV-Anlagen werden dazu 6,1 GW (mit Sonderausschreibungen) bzw. 7,4 GW (ohne Sonderausschreibungen) Braunkohlekraftwerke stillgelegt. Ergänzt wird dies durch eine Drosselung der verbleibenden Anlagen mit einem Alter von mindestens 20 Jahren auf 6000 Volllaststunden. Die Stromerzeugung aus Kohle wird dadurch signifikant reduziert. Im Ergebnis zeigt sich durch diese Maßnahmen eine deutliche Senkung der CO₂-Emissionen um 40 % gegenüber 1990 bzw. das vollständige Schließen der 8%-Lücke gegenüber der Trendentwicklung.

Ein Entwicklungspfad mit dem Ziel einer weitestgehenden Vermeidung von energiebedingten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2035 wird in zwei weiteren Szenarien für die Jahre 2025 und 2030 untersucht. Der Ausbau erneuerbarer Energien, der Ausstieg aus der Kohleverstromung, die Sektorkopplung von Energiewirtschaft und Wärmeversorgung bzw. Verkehr und eine Senkung des Energiebedarfs durch Effizienzsteigerungen und Sanierungsmaßnahmen bildet das Gerüst dieser Entwicklung. Ein ambitionierter Ausbau dieser Bausteine ermöglicht deutliche Emissionseinsparungen über das von der Bundesregierung im Klimaschutzplan angestrebte Ziel hinaus. So können die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2025 um 56% und bis zum Jahr 2030 um 72 % gesenkt werden im Vergleich zu 1990.

Die für eine solche Entwicklung mit dem Ziel eines Kohleausstiegs bis 2030 notwendigen Maßnahmen im Strommarkt können wie folgt zusammengefasst werden:

Bis 2020,

- Stilllegung von mindestens 6,1 GW der Braunkohlekraftwerke (CO₂-intensive Grundlast), die älter als 20 Jahre sind und keine KWK-Nutzung aufweisen (Versorgungssicherheit Wärme).

- Drosselung aller verbleibenden Braunkohlekraftwerke die älter als 20 Jahre sind (inkl. KWK) auf 6.000 Volllaststunden (Versorgungssicherheit Strom)
- Ausbau Erneuerbarer Energien entsprechend des Ausbaukorridors, im idealen Fall inkl. der Sonderausschreibungen aus dem Koalitionsvertrag 2018 (sonst müssen mehr Braunkohle-Kraftwerke stillgelegt werden)

Bis 2025,

- Drosselung aller Braunkohlekraftwerke auf 4.000 Volllaststunden (Versorgungssicherheit Strom)
- Dynamischer Ausbau von Sonnenenergie auf 98,3 GW, Onshore-Wind auf 83 GW und Offshore-Wind auf 15,1 GW
- Vollständiger Ersatz von Kohle-KWK (CO₂-intensive Grundlast) durch neue Gas-KWK (7,4 GW Steinkohle, 3 GW Braunkohle)
- Abschalten alter Kraftwerke älter als 40 Jahre (6,7 GW Steinkohle, 4,4 GW Braunkohle) und ggf. vorhalten als Reserve (Versorgungssicherheit Strom)

Bis 2030,

- Stilllegung aller Braunkohlekraftwerke
- Vollständiges Abschalten aller Steinkohle-Kraftwerke und ggf. vorhalten als Reserve (Versorgungssicherheit Strom)
- Bau von insgesamt 10 GW neuer Gaskraftwerke (KWK)
- Dynamischer Ausbau von Sonnenenergie auf 146,4 GW, Onshore-Wind auf 108,6 GW und Offshore-Wind auf 21,5 GW
- Europaweiter Braunkohleausstieg und dynamischer Ausbau von Erneuerbaren Energien

Weitere Rahmenbedingungen:

- Europäischer Ausstieg aus elektrischen Direktheizungen wie Nachtspeicher bis 2035
- Schrittweiser Atomausstieg in Europa mit einer maximalen Lebensdauer der Kraftwerke von 45 Jahren
- Wenn notwendig Anpassung der Merit-Order zwischen Steinkohle und GuD-Erdgaskondensationskraftwerken durch Einführung eines CO₂-Mindestpreises.

6 Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2018): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

AGEB (2018): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Online verfügbar unter <https://www.ag-energiebilanzen.de/>.

Agora Energiewende (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien.

Agora Energiewende und Öko-Institut (2018): Vom Wasserbett zur Badewanne. Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren.

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).

BMWi (2018): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

BNetzA (2018a): Ausschreibungen 2015/2016. Ergebnisse der sechs Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibung_en2015_2016/Ausschreibungen2015_16_node.html, zuletzt geprüft am 24.07.2018.

BNetzA (2018b): Kraftwerksliste. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

BNetzA (2018c): Tabellarische Übersicht des festgestellten Bedarfs an Reservekraftwerksleistung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html, zuletzt geprüft am 18.09.2018.

EEX (2018): European Emission Allowances Futures. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/derivatives-market/european-emission-allowances-futures>, zuletzt geprüft am 18.07.2018.

ENTSO-E (2017): TYNDP 2018. Online verfügbar unter <http://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>.

ENTSO-E (2018): NTC Archive. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#ntc-archive>, zuletzt geprüft am 10.09.2018.

Fraunhofer IWES (2017): Analyse eines europäischen -95 % -Klimaszenarios über mehrere Wetterjahre. Teilbericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel.

Greenpeace Energy (2018): Power-to-Gas und Sektorenkopplung. Unterlage zu Parlamentarischem Frühstück.

Härtel, P.; Korpås, M. (2017): Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe. In: *Energies* 10 (11), S. 1841. DOI: 10.3390/en10111841.

Huneke, F.; Perez Linkenheil, C.; Niggemeier, M. (2017): Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter. Hg. v. Greenpeace Energy eG, Energy Brainpool.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017. International Energy Agency.

IPCC (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hg. v. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Koalitionsvertrag (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode.

Öko-Institut e. V. (2018): Dem Ziel verpflichtet. CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Hg. v. WWF Deutschland.

Öko-Institut e. V.; Fraunhofer ISI (2018): Politiksznarien für den Klimaschutz VII. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2035. Hg. v. Umweltbundesamt.

r2b energy consulting GmbH (2017): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022.

Rudolph, Frederic; Koska, Thorsten; Schneider, Clemens (2017): Verkehrswende für Deutschland. Der Weg zu CO₂-freier Mobilität bis 2035. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH.

UBA (2017): Den Weg zu einem treibhausgasneutralen Deutschland ressourcenschonend gestalten. Hg. v. Umweltbundesamt.

7 Anhang

Anhang

Kraftwerksbezeichnung	Baujahr	Nettoleistung [MW]
Schwarze Pumpe A	1997	750
Schwarze Pumpe B	1998	750
Niederaußem G	1974	628
Lippendorf R	2000	875
Boxberg Q	2000	857
Weisweiler G	1974	663
Neurath D	1975	607
Jänschwalde A	1981	465
Schkopau A	1996	450
Zwischensumme		6045
Lippendorf S*	1999	875
Schkopau B*	1996	450
Summe		7370

* Zusätzliche Drosselungen im Szenario mit Sonderausschreibungen

Tabelle 7-1: Drosselung der Braunkohlekraftwerke 2020

Auf 6000 Volllaststunden gedrosselte Braunkohlekraftwerksleistung in den Szenariorechnungen 2020

Kraftwerksbezeichnung	Energieträger	Baujahr	Nettoleistung [MW]	Stilllegung bis
Niederaußem D	Braunkohle	1968	297	2020
Niederaußem H	Braunkohle	1974	648	2020
Niederaußem C	Braunkohle	1965	295	2020
Lippendorf S	Braunkohle	1999	875	2020
Boxberg N	Braunkohle	1979	465	2020
Boxberg P	Braunkohle	1980	465	2020
Weisweiler E	Braunkohle	1965	321	2020
Weisweiler F	Braunkohle	1967	321	2020
Weisweiler H	Braunkohle	1975	656	2020
Neurath A	Braunkohle	1972	294	2020
Neurath B	Braunkohle	1972	294	2020
Neurath E	Braunkohle	1976	604	2020
Jänschwalde B	Braunkohle	1982	465	2020
Jänschwalde C	Braunkohle	1984	465	2020
Jänschwalde D	Braunkohle	1985	465	2020
Schkopau B	Braunkohle	1996	450	2020
Niederaußem G	Braunkohle	1974	628	2025
Weisweiler G	Braunkohle	1974	663	2025
Neurath D	Braunkohle	1975	607	2025
Jänschwalde A	Braunkohle	1981	465	2025
Sonstige Anlagen	Braunkohle		352	2025
Niederaußem K	Braunkohle	2002	944	2030
Boxberg R	Braunkohle	2012	640	2030
Neurath F	Braunkohle	2012	1060	2030
Neurath G	Braunkohle	2012	1060	2030
Schwarze Pumpe B	Braunkohle	1998	750	2030
Lippendorf R	Braunkohle	2000	875	2030
Boxberg Q	Braunkohle	2000	857	2030
Schkopau A	Braunkohle	1996	450	2030
Schwarze Pumpe A	Braunkohle	1997	750	2030
Sonstige Anlagen	Braunkohle		705	2030

**Tabelle 7-2:
Braunkohlekraftwerks-
stilllegungen**

Kraftwerksbezeichnung	Energieträger	Baujahr	Nettleistung [MW]	Stilllegung bis
Bremen-Hafen Block 6	Steinkohle	1979	303	2025
Farge	Steinkohle	1969	350	2025
Scholven C	Steinkohle	1969	345	2025
Scholven B	Steinkohle	1968	345	2025
Kraftwerk Mehrum Block 3	Steinkohle	1979	690	2025
GKM Block 7	Steinkohle	1982	425	2025
Wilhelmshaven 1	Steinkohle	1976	757	2025
Bergkamen A	Steinkohle	1981	717	2025
Ibbenbüren B	Steinkohle	1985	794	2025
Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 7	Steinkohle	1985	517	2025
Sonstige Anlagen	Steinkohle		1447	2025
Reuter West D	Steinkohle	1987	282	2027
Reuter West E	Steinkohle	1988	282	2028
Heizkraftwerk Heilbronn HLB 7	Steinkohle	1986	778	2026
Walsum 9	Steinkohle	1988	370	2028
Moorburg A	Steinkohle	2015	800	2030
Moorburg B	Steinkohle	2015	800	2030
Westfalen E	Steinkohle	2014	764	2030
GKM Block 6	Steinkohle	2005	255	2030
GKM Block 8	Steinkohle	1993	435	2030
Heyden 4	Steinkohle	1987	875	2027
Kraftwerk Wilhelmshaven	Steinkohle	2015	731	2030
Walsum 10	Steinkohle	2013	725	2030
Staudinger 5	Steinkohle	1992	510	2030
Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 8	Steinkohle	2014	834	2030
Trianel Kohlekraftwerk Lünen	Steinkohle	2013	735	2030
GKM Block 9	Steinkohle	2015	843	2030
Kraftwerk Rostock	Steinkohle	1994	514	2030
Zolling Block 5	Steinkohle	1986	472	2026
Datteln 4	Steinkohle	2018	1055	2030
Heizkraftwerk Altbach/Deizisau 2	Steinkohle	1997	336	2030
Herne 4	Steinkohle	1989	449	2029
HKW Nord (München) 2	Steinkohle	1991	333	2030
Heizkraftwerk Völklingen HKV	Steinkohle	1989	211	2029
Sonstige Anlagen	Steinkohle		1743	2030

**Tabelle 7-3:
Steinkohlekraftwerks-
stilllegungen**