

Klimaschutz durch Kohleausstieg

Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden





Autoren:

A. Pietroni, A. Fernahl, C. Perez Linkenheil, M. Niggemaier und F. Huneke

im Auftrag von Greenpeace e.V.

Berlin im Juni 2017

➔ Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie.

Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Rund 580.000 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.** Karsten Smid **Foto** Titel: Bernd Lauter/Greenpeace



Vorwort

Deutschland kommt beim Klimaschutz nicht vom Fleck. Im Jahr 2016 lagen die CO₂-Emissionen mit 906 Millionen Tonnen so hoch wie vor acht Jahren. Der Grund ist eine Energiewende, die auf halben Weg stecken geblieben ist: Dem dynamischen Ausbau der Erneuerbaren Energien steht kein Rückbau klimaschädlicher Kohlekraftwerke gegenüber. Ohne einen beschleunigten Kohleausstieg aber wird Deutschlands Glaubwürdigkeit beim Klimaschutz schweren Schaden nehmen. Klimaschutz braucht Kohleausstieg.

Die deutsche Klimapolitik war zuletzt reich an vollmundigen Ankündigungen, jedoch arm an konkreten Umsetzungen.

- Schloss Elmau, Juni 2015: Als Gastgeberin des G7-Gipfels wird Bundeskanzlerin Angela Merkel für das Bekenntnis der Gruppe der sieben Industriestaaten gefeiert, bis zur Mitte des Jahrhunderts aus Kohle, Öl und Gas auszusteigen. Wie dieser Ausstieg in Deutschland vonstattengehen soll, ist jedoch auch zwei Jahre später völlig offen.
- Paris, Dezember 2015: Angela Merkel feiert das UN-Klimaabkommen als „historischen Wendepunkt“. In der deutschen Energiepolitik zeichnet sich diese notwendige Wende bislang nicht ab. Der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung liegt 2016 bei 40,3 Prozent – gerade einmal 1,8 Prozentpunkte unter dem Vorjahr.
- Um 40 Prozent werde Deutschland bis zum Jahr 2020 seinen CO₂-Ausstoß senken, verglichen mit 1990. So hat es der damalige Umweltminister Sigmar Gabriel 2007 auf der UN-Klimakonferenz in Bali zugesagt, und so hat es die Bundesregierung in den vergangenen Jahren stets bekräftigt. Ein Blick auf die aktuelle Lage zeigt: Ohne zusätzliche Anstrengungen bleibt Deutschland mit 36 Prozent weit hinter diesem Ziel zurück.
- Während Klimawissenschaftler unmissverständlich klarstellen, dass 80 Prozent der bekannten Kohlevorräte im Boden bleiben müssen, um die katastrophalsten Auswirkungen des Klimawandels zu verhindern, genehmigt Deutschland in der Lausitz einen neuen Braunkohletagebau, lässt zusätzliche Kohlekraftwerke wie Neurath (2012), Moorburg (2015) und Datteln (2017) ans Netz.

Die mediale Aufregung über US-Präsident Trumps rückwärtsgewandte Energiepolitik ist eine dankbare Deckung für Deutschlands mutlose Klimapolitik. Die Braunkohleländer Brandenburg und Sachsen

klammern sich blind an den schmutzigen Energieträger, als gäbe es weder Klimawandel noch die Notwendigkeit, Mensch und Region auf die Zeit nach der Kohle vorzubereiten.

Seit 2008 fordert Greenpeace ein Kohleausstiegsgesetz und hat wiederholt Vorschläge entwickelt, wie dieser Ausstieg sozialverträglich gestaltet werden kann. Immer mehr Wissenschaftler, Verbände und Institutionen sprechen sich für ein ordnungspolitisch gestaltetes Ende der Kohle aus.

Greenpeace legt mit dieser Studie von Energy Brainpool einen detaillierten Abschaltplan vor, der Kraftwerk für Kraftwerk vorzeichnet, wie ein Ausstieg aus der Kohle bis zum Jahr 2030 gestaltet werden kann – ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden. Mit diesem Fahrplan kann Deutschland sein Klimaziel von 40 Prozent Treibhausgasreduktion bis zum Jahr 2020 einhalten. Auch die im Klimaschutzplan 2050 eingegangenen Zwischenziele für den Energiesektor bis 2030 lassen sich so erreichen. Mit diesem Plan kann Deutschland seinen Beitrag für die Umsetzung des Pariser Klimaabkommens leisten.

Mit den Erneuerbaren Energien stehen die technischen Möglichkeiten bereit, den CO₂-Ausstoß wirksam und kostengünstig zu begrenzen. Wichtig ist, den notwendigen Strukturwandel in den Braunkohleregionen sozial abzufedern. Lassen wir uns nicht weiter von Politik und Energielobby verkohlen: Der Kohleausstieg ist ökologisch nötig, technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll. Nur mit ihm kann Deutschland seine internationalen Verpflichtungen erreichen. Zukunft lässt sich nicht aufhalten, sie muss politisch gestaltet werden. Diese Studie leistet dazu einen wichtigen Beitrag.

Karsten Smid
Klima- und Energieexperte
Juni 2017

INHALTSVERZEICHNIS

Executive Summary.....	1
1. Einleitung.....	4
2. Modellierung des Kohleausstiegs.....	6
2.1. Pfad des Kohleausstiegs.....	6
2.2. Rahmendaten des Umbaus des Stromsystems.....	8
2.3. Sektorenkopplung Strom/Verkehr.....	12
3. Entwicklung der Kraftwerksemissionen.....	15
4. Analyse der Auswirkungen im Stromsektor.....	19
5. Analyse der Auswirkungen im Wärmesektor.....	25
5.1. Nationale Betrachtungsweise.....	25
5.2. Fallbeispiel Fernwärme Berlin.....	27
5.2.1. Fernwärmenetz.....	28
5.2.2. Brennstoffeinsatz und Kraftwerke.....	28
5.3. Fallbeispiel Fernwärme Hamburg.....	30
5.3.1. Verbrauch.....	30
5.3.2. Fernwärmenetz.....	31
5.3.3. Brennstoffeinsatz und Kraftwerke.....	31
5.4. Lösungsstrategie Kohleausstieg Wärme.....	33
6. Fazit.....	41
Literaturverzeichnis.....	42
Anhang.....	47
Abschaltliste.....	47
Modellbeschreibung.....	51
Annahmen zur Berechnung der EEG-Umlage.....	54
Kurzportrait Energy Brainpool.....	58

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Kumulierte elektrische Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die im untersuchten Szenario vom Netz genommen werden	7
Abbildung 2: Jährliche elektrische Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die im untersuchten Szenario vom Netz genommen werden	8
Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen und Importkapazitäten, aufgeteilt nach steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien	11
Abbildung 4: Wachstum der Stromnachfrage durch den Umstieg von Verbrennungsmotoren auf die Elektromobilität im Privatpersonenverkehr.....	13
Abbildung 5: Kumulierte CO ₂ -Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl als Ergebnis der Strommarktmodellierung bei einem Kohleausstieg bis 2030	15
Abbildung 6: Jährliche CO ₂ -Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl als Ergebnis der Strommarktmodellierung bei einem Kohleausstieg bis 2030	18
Abbildung 7: Stromerzeugung und –nachfrage (Brutto) als Ergebnis der Strompreismodellierung	19
Abbildung 8: Szenarioergebnisse der Strompreismodellierung, dargestellt sind Baseload (24/7), Peakload (Montag bis Freitag 8 bis 20 Uhr) sowie die Vermarktungswerte der erneuerbaren Energien, der Vermarktungswert beschreibt im Gegensatz zum Marktwert den durchschnittlichen Wert des Stroms bei einer marktnahen, ungeforderten Einspeisung	20
Abbildung 9: Vergütungssätze der Neuanlagen, die in die Berechnung der EEG-Umlage eingehen, Quelle: Metaanalyse durch Energy Brainpool bei Annahmen einer starken Degression	23
Abbildung 10: EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis als Indikator für die Entwicklung der Verbraucherpreise durch einen Kohleausstieg	24
Abbildung 11: Fernwärmeerzeugung 2014 gemäß AG Energiebilanzen und Eurostat, je nach Quelle wurden zwei bis vier TWh Fernwärme in Fernheizwerken mit Kohle als Energieträger erzeugt	25
Abbildung 12: Verbraucherstruktur Fernwärme Berlin, (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Mai 2017).....	28

Abbildung 13: Gesamter Brennstoffeinsatz in Heizwerken und Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) in Berlin in 2014, (AGFW, 2016)	29
Abbildung 14: Brennstoffeinsatz differenziert in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (HKW, Kraft-Wärme-Kopplung) in Berlin in 2014, (AGFW, 2016)	29
Abbildung 15: Verbrauchsstruktur Fernwärme Hamburg, (Statistisches Amt für Hamburg & Schleswig-Holstein, 2016).....	31
Abbildung 16: Gesamter Brennstoffeinsatz in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) in Hamburg in 2014, (AGFW, 2016)	32
Abbildung 17: Brennstoffeinsatz in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (HKW) in Hamburg in 2014, (AGFW, 2016)	32
Abbildung 18: Zielsystem 2030 Deutschland.....	33
Abbildung 19: Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes	37
Abbildung 20: Zielsystem 2030 Berlin (* Ableitung der Fernwärmeerzeugung aus Brennstoffeinsatz und Fernwärmebedarf gesamt).....	38
Abbildung 21: Zielsystem 2030 Hamburg (* Ableitung der Fernwärmeerzeugung aus Brennstoffeinsatz und Fernwärmebedarf gesamt).....	39
Abbildung 22: Funktionsschema Power2Sim	52

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Angenommene Veränderung in den installierten Kraftwerkskapazitäten bis 2022 und 2030	10
Tabelle 2: Fernwärme und Prozessdampf in Kohlekraftwerken gemäß Recherche in TWh	27
Tabelle 3: Vergleich der Substitutionsmöglichkeiten.....	35
Tabelle 4: Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes	36

EXECUTIVE SUMMARY

Main outcome of the 21st Conference of the Parties (COP) of the United Nations Framework Convention on Climate Change in Paris was the definition of a common goal: limiting global warming to 1.5 – 2 K. Two important milestones with regards to the German decarbonisation progress related to this goal are the reduction of overall emissions by 40 % till 2020 (compared to 1990) and 61 to 62 % in the energy sector by 2030. Both goals are declared in COP 22 Marrakesh 2016 and in Germany's climate protection plan (Klimaschutzplan). In order to reach these targets Germany severely needs to increase the share of renewables in the electricity sector and also supply the mobility, industry and heating sectors with emission-free energy. The continuous electricity generation from coal and lignite will impede achieving these goals in the agreed timeframe. Both energy policies and the energy sector are under severe time pressure, as the global carbon budget will be used up quickly and coal and lignite fired power plants are responsible for a large share of emissions which could easily be avoided in comparison. In Germany, 750 of 908 Mt of CO₂-emissions in 2015 were energy related¹, whereof 254 Mt or 28 percent were emitted by coal and lignite power plants². This study showcases a road map for decarbonisation assuming a coal and lignite phase-out and a share of 80 % renewables in the electricity sector by 2030, while also taking into account the effects on the heating sector through combined heat and power from coal.

Consequently, a yearly list for the decommissioning of coal and lignite power plants has been originated, allowing for the ecologic merit-order; already planned decommissions; years of commissioning alongside other individual aspects. Within this decade 17.8 GW of overall 46.6 GW can be decommissioned without harming security of energy supply. A slower rate of decommissioning is being proposed during the nuclear phase-out in the early 2020s to avoid a capacity gap. From 2023 to 2029 the list forecasts yearly decommissions of 3.5 to 5.4 GW of net capacity. An additional 116.7 GW of wind, 115.0 GW of Solar and 28.4 GW of gas power plants need to be built by 2030 to ensure supply security during the phase-out (and to supply the surplus electricity consumption of 56 TWh for electric vehicles). This road map leads to 80 percent of renewables in electricity consumption by 2030 assuming a normal hydrologic year.

¹ (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016)

² (Umweltbundesamt, 2017)

The later Germany executes the coal phase-out the more carbon budget will be used up. If continuing with today's coal-based electricity production, Germany's energy sector would use up the respective share of the carbon budget within 12 years. Even the proposed coal phase-out till 2030 results in additional 1.217 Mt CO₂ emissions from lignite and 1.157 Mt CO₂ emissions from hard coal and other solids between 2015 and 2030. In this scenario the targets defined in the climate protection plan are fulfilled by 2025 as the heating (power) plants must reduce emissions by 175 to 183 Mt CO₂ per year in the run up to 2030 in order to reach the target. The scenarios' results show a yearly decrease of emissions by 88 Mt of CO₂ from 2015 to 2020. The monitoring report on energy transition proposes a reduction between 47 to 58 Mt of CO₂ in order to reach the 40 % reduction goal by 2020. The proposed phase-out makes the achievement of both political goals possible. In addition electric vehicles run by 80 percent renewables reduce the emissions of the mobility sector.

Investments in new renewable capacities and rising commodity prices increase the overall cost of electricity for consumers by approx. 20 % compared to the anticipated level in 2020. In 2030 the sum of the gross electricity price and EEG-apportionment sum up to 12.34 ct/kWh according to the simulation. Driven primarily by commodity prices the gross electricity prices would increase to 53.5 EUR/MWh. The calculated EEG-apportionment amounts to 6.99 ct/kWh in 2030 - assuming a decrease in levelized cost of electricity caused by high installation rates - a slightly higher value than today's 6.88 ct/kWh (status 2017). Market values of renewables decrease with the increasing share of the respective technology. The efficiency of energy only markets reach their limits with such a high share of renewables – i.e. EEG-promoted and with low marginal cost.

An ending of coal combustion would not only affect the power market but also the heating sector due to combined heat and power (CHP). The study therefore evaluates the effects of a coal phase-out on the power and heat sector until 2030.

An overview of district heating production and process steam in respect of the fuel consumption shows that in 2014, 34 to 40 TWh were produced by coal - predominantly from CHP plants. This corresponds to 32 to 37 % of the district heating demand. As opposed to the electricity sector the predominant energy source is natural gas and not coal.

Out of 109 hard coal and lignite power plants with an installed electrical capacity over 100 MW as well as heat decoupling, the study investigates the yearly amount of decoupled district heating for 56 power plants. For the remaining power plants no values could be obtained. About half of the overall heat (9.6 TWh) is only used for district heating. Another 5.4 TWh is used both for

process steam and for district heating. For the resulting 5.1 TWh used as process steam only, the largest portion (4.6 TWh) is originated from lignite. Assuming a successful achievement of the efficiency goals for heat demand in households by 2020 and the policy continuation until 2030, the majority of heating demand from coal CHP plants can be substituted by increased efficiency. Taking this into account only 12 TWh of district heating demand needs to be substituted by other heating technologies till 2030. Gas-CHP, heating pumps, solar thermal energy and power-to-heat are suitable substitution technologies.

In contrast to the electricity market heating networks are highly decentral by nature. Therefore the study examines the dependencies of coal and heating networks in Hamburg and Berlin. The study also presents a workflow for the design of regional development of the heating sector and applies it to both cities.

In 2014, 9.5 TWh district heating was supplied to end consumers in Berlin. 95 % was consumed by households, 2 % by the trade and service sectors and the remaining 3 % by the manufacturing sector. Hence a high share of low temperature heat is being provided. 51 % of primary energy used for heating in CHP power-plants or heating plants is coal and lignite. Lignite generation in the power-plant Klingenberg has already been ceased in May 2017 with gas as substitute.

A total of 4 TWh district heating has been supplied to end users in Hamburg in 2014. Over 50 % thereof were provided to private households; the trade and service sectors consumed 42 %. According to Hamburg's climate protection plan the coal heat is said to be replaced by increased heat extraction from industries, renewable energy as well as heat storages. In 2014, 64 % of primary energy used for heating in CHP power plants and heating plants was hard coal and about 22 % of the fuel was natural gas.

1. EINLEITUNG

Das Klimaabkommen von Paris stellt einen Durchbruch in der internationalen Klimapolitik dar. Auch Deutschland hat sich mit der Ratifizierung verpflichtet, deutlich mehr Klimaschutzbemühungen zu verfolgen. Mit dem Klimaschutzplan³ hat sich die Bundesrepublik erstmals konkrete CO₂-Reduktionsziele für verschiedene Sektoren gegeben. Mit diesen verankerten Klimaschutzzielen wird eine zunehmende Dekarbonisierung der Wirtschaft notwendig. In der Energiewirtschaft, die für rund zwei Fünftel der deutschen Emissionen verantwortlich ist, soll ein Rückgang der Emissionen, insbesondere CO₂, erwirkt werden (konkret: minus 62 Prozent bis 2030). Der größte Anteil der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft entfällt mit 87 Prozent auf die Verbrennung von Kohle zur Strom- und Wärmeherzeugung. Die erheblichen Einsparziele machen eine Umstellung von der Kohleverbrennung auf weniger CO₂-emittierende Brennstoffe erforderlich, zunächst auf Erdgas und dann vollständig auf erneuerbare Energien.

Laut einer von Greenpeace in Auftrag gegebenen Studie des NewClimate Institute⁴ muss Deutschland zur Erreichung des im Pariser Abkommen anvisierten 1,5-Grad-Ziels seine Kohleverstromung deutlich schneller beenden, als derzeit diskutiert wird. Die vorliegende Studie soll daher erstmals untersuchen, wie ein Kohleausstieg bereits bis zum Jahr 2030 möglich ist. Zudem soll ein Ausstiegspfad abgebildet werden, der es ermöglicht, das nationale Klimaziel für das Jahr 2020 (minus 40 Prozent CO₂) noch zu erreichen.

Im Stromsektor wurde die Energiewende weit vorangetrieben und die erneuerbaren Energien sind bereits eine wichtige Stromquelle in Deutschland. Ein Kohleausstieg hätte allerdings nicht nur Auswirkungen auf den Strommarkt, sondern auch auf den Wärmesektor, da Fernwärme und Prozessdampf in Deutschland auch aus der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kohle bereitgestellt wird. Der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor liegt im Moment noch bei 13 Prozent⁵ und damit gewinnt eine stärkere Fokussierung auf eben diesen zunehmend an Bedeutung. Die vorliegende Studie soll daher die Auswirkungen der Abschaltung von Kohle-KWK-Anlagen auf den Strom- und den Wärmemarkt bis 2030 untersuchen und Möglichkeiten der Kompensation aufzeigen.

Im Stromsektor werden durch einen Kohleausstieg vor allem Strompreiseffekte und damit auch Auswirkungen auf die EEG-Umlage untersucht. Ein solcher Umbau der Kraftwerkslandschaft hat

³ (Beschluss Bundeskabinett, 2016)

⁴ (NewClimate Institute, 2016)

⁵ (Deutsche Umwelthilfe, 2017)

ebenso Auswirkungen auf die Vermarktungserlöse erneuerbarer Energien, diese wiederum beeinflussen die EEG-Umlage. Neben diesen direkten Auswirkungen sind auch indirekte Rückkopplungseffekte mit anderen Ländern wahrscheinlich, da ein Kohleausstieg in Deutschland nicht gleichbedeutend ist mit einem europaweiten Ausstieg, was eine Kompensation der wegfallenden Kohleverbrennung in Deutschland durch eine stärkere Kohlenutzung in anderen Ländern nach sich ziehen könnte, sofern freiwerdende Emissionszertifikate dem Markt nicht entzogen werden. Diese indirekten Auswirkungen sind jedoch nicht Gegenstand der Studie.

In Deutschland muss bei einem Kohleausstieg der wegfallende Wärmeanteil aus Kohle-KWK durch andere Technologien ersetzt werden. Als wichtige Option wird von der Bundesregierung der Umstieg auf Gas-KWK als Übergangstechnologie forciert. Die Studie betrachtet auch Gas-KWK als Übergangstechnologie, eine Differenzierung zeigt jedoch auch die Möglichkeiten anderer Wärmetechnologien und Energieeffizienz auf. Dabei muss der Prozess der Sektorenkopplung bei der Bewertung der sektorenspezifischen Emissionen berücksichtigt werden, die trennscharfe Zuordnung der Emissionsentwicklungen je Sektor Wärme, Verkehr, Industrie und Elektrizität wird durch die Elektrifizierung erschwert. Eine Methodik, um den Dekarbonisierungsprozess der Sektoren einzeln messbar macht, muss erst noch entwickelt werden.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Dezentralisierung der Energiewende bietet sich die Betrachtung der Wärmeversorgung ebenfalls unter dezentralen Gesichtspunkten an. Aus diesem Grund untersucht die Studie die Wärmeversorgung von Berlin und Hamburg als Fallbeispiele eines Umbaus zu einer dezentralen Wärmeversorgung.

2. MODELLIERUNG DES KOHLEAUSSTIEGS

In dieser Studie werden in einer Szenarioanalyse ein Zielsystem 2030 und der Pfad dorthin untersucht. Die Rahmenparameter für das Zieljahr 2030⁶ sind ein Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei einem Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung. Das Zielsystem benötigt zur Absicherung der Stromversorgung eine kompensierende steuerbare Erzeugung. Daher wurde der Zubau von Gaskraftwerken so angenommen, dass die Stromnachfrage in jeder Stunde gedeckt bleibt und die Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Durch die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist der Stromsektor bereits heute stark mit dem Wärmesektor gekoppelt. Für die Wärmemenge der Stein- und Braunkohle-KWK, die 2030 szenariogemäß fehlen wird, stehen eine Reihe von Technologien zur Verfügung, die in Kapitel 5.4 besprochen werden. Im Rahmen einer konsistenten Strommarktmodellierung bleibt der Anteil von wärmegetriebener Stromerzeugung konstant, was einer Substitution durch Gas-KWK gleichkommt. Die Sektorenkopplung Strom/Verkehr ist über einen steigenden Anteil von Elektromobilität berücksichtigt. Das Ziel von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Strommarkt gilt damit auch für einen Teil des Verkehrssektors. Die Modellierung des Energiemarktes erfolgt über das europäische Fundamentalmmodell Power2Sim, das im Anhang auf Seite 51 ff. beschrieben wird.

2.1. PFAD DES KOHLEAUSSTIEGS

Das Zielsystem 2030 ohne Braun- und Steinkohlekraftwerke lässt sich auf verschiedenen Wegen erreichen. Der Kohleausstiegspfad, der in dieser Studie hinterlegt ist, wurde im Rahmen der Szenarioerstellung über einen Multikriterienansatz ermittelt, berücksichtigt also vielfältige Anforderungen an den Kohleausstieg. Eine zentrale Fragestellung ist die Geschwindigkeit des Kohleausstiegs: Die Notwendigkeit von Investitionen in und Realisierungszeiträumen von Infrastrukturmaßnahmen für ein modernes und emissionsarmes Elektrizitätssystem stehen hierbei im Wettbewerb mit der Maßgabe, die Gesamtemissionen in der Restlaufzeit der Kohlekraftwerke möglichst zu minimieren. Das Ergebnis als Kompromiss verschiedener Kriterien ist im Anhang auf Seite 47 ff. als Abschaltliste kraftwerks- bzw. blockscharf dokumentiert. Einen Überblick über die Abschaltungen geben hier in kumulierter jährlicher Darstellung Abbildung 1 und Abbildung 2 mit der tatsächlichen jährlichen Abschaltung.

⁶ Die Rahmenparameter wurden durch den Auftraggeber vorgegeben.

In der laufenden Dekade werden 17,8 GW Braun- und Steinkohlekraftwerke vom Netz genommen⁷. Hier gelten bereits festgelegte Abschaltungen aus der Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste oder anderen Anzeigen der Stilllegung mit den entsprechenden Stilllegungsdaten. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass diese Anlagen tatsächlich plangemäß abgeschaltet werden. Werden sie hingegen als systemrelevant eingestuft und in die Netzreserve überführt, so laufen sie zwar nicht mehr am Markt, jedoch gegebenenfalls netzbedingt weiter. Dies könnte zu Verzögerungen und damit Mehremissionen führen, die in dieser reinen Marktsimulation nicht berücksichtigt werden. Weitere Kapazitäten ohne Ankündigung einer Stilllegung werden gemäß der niedrigsten elektrischen Effizienz vom Netz genommen, sodass bis 31.12.2020 alle Kraftwerke mit einer elektrischen Effizienz von unter 36,5 Prozent bzw. einem Alter von über 40 Jahren vom Netz gehen. Dies erfolgt über eine ökologische Merit-Order, sodass die jeweils ineffizientesten Kraftwerke vor den nächst effizienteren Kraftwerken abgeschaltet werden. Auf diese Weise lässt sich der kumulierte CO₂-Ausstoß verringern, denn der mittlere Wirkungsgrad der noch produzierenden Kraftwerke steigt von heute bis 2029 von etwa 37,5 Prozent rechnerisch auf 40 Prozent an.

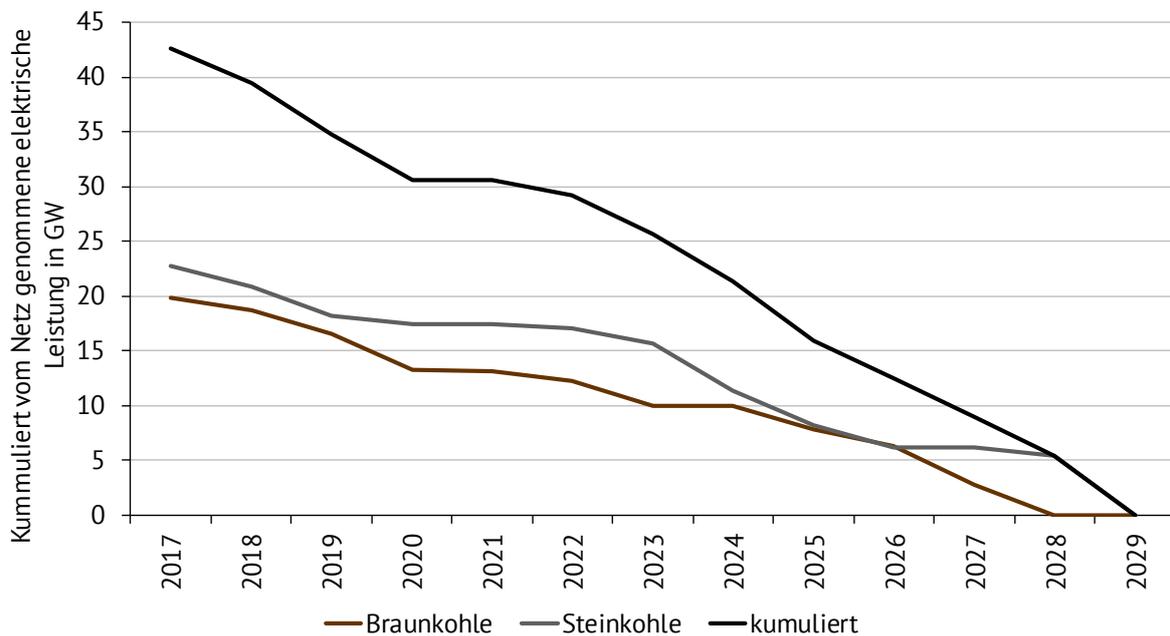


Abbildung 1: Kumulierte elektrische Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die im untersuchten Szenario vom Netz genommen werden

⁷ Vgl. (Energy Brainpool, 2015), es können zunächst Überkapazitäten abgebaut werden.

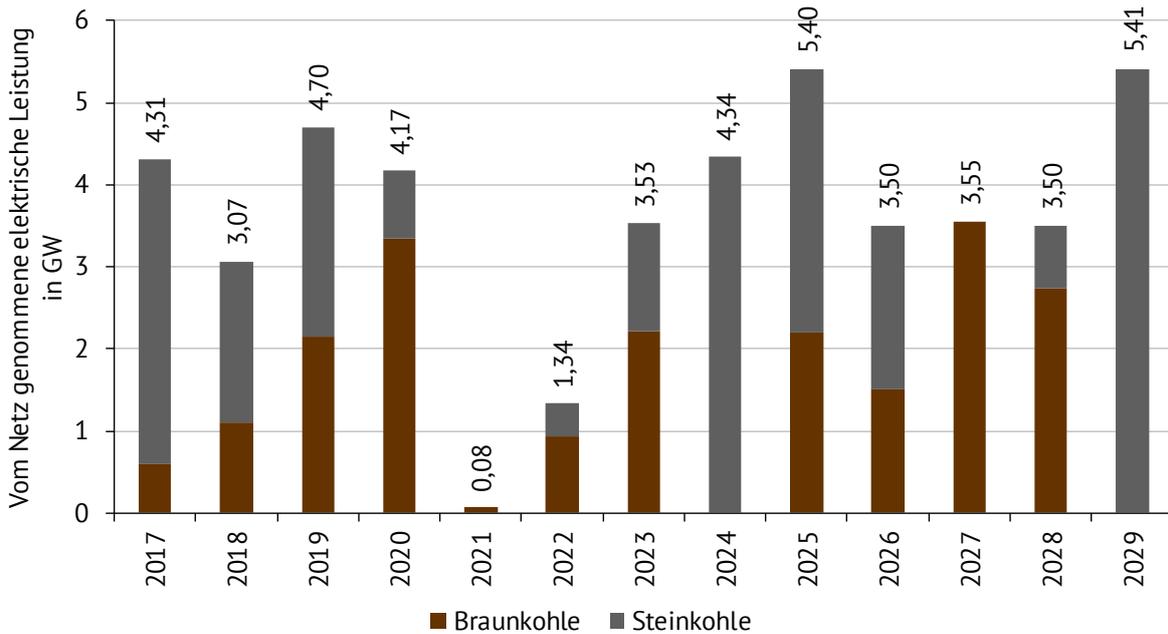


Abbildung 2: Jährliche elektrische Leistungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die im untersuchten Szenario vom Netz genommen werden

Im Folgenden werden während des Abschlusses des Kernkraftausstiegs⁸ zu Beginn der Zwanziger weniger Kohlekapazitäten stillgelegt. Weitere braunkohlespezifische Kriterien wie Erschließungen neuer Braunkohle-Tagebaue und damit verbundene Umsiedlungen sind bei der manuellen Anpassung der Abschaltreihenfolge (zur Vergleichmäßigung des Rückbaus nach 2020) qualitativ berücksichtigt, während Netzrestriktionen bei der Ermittlung der Reihenfolge der Abschaltung keine Rolle spielten.

Hierauf folgt ein Abschalten gemäß der ökologischen Merit-Order. Da die Emissionsfaktoren von Stein- und Braunkohle in der gleichen Größenordnung sind, ist die elektrische Kraftwerkseffizienz ausschlaggebender Faktor. Sind die Effizienzen in der gleichen Höhe, entscheidet das Kraftwerksalter über die Reihenfolge der Abschaltungen. Außerdem wurden Abschaltungen so auf verschieden Jahre verteilt, dass ein möglichst gleichmäßiger Umbau des Energiesystems stattfindet.

2.2. RAHMENDATEN DES UMBAUS DES STROMSYSTEMS

Für den Umbau des Kraftwerksparks unter der Vorgabe eines Kohleausstiegs, eines Anteils von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (inklusive Elektromobilität) und Wahrung der Versorgungssicherheit wurden folgende Annahmen gemacht.

⁸ 10 GW Kernkraftwerksleistung werden bis 2022 stillgelegt.

Insgesamt werden für dieses Szenario 21,4 GW Braunkohlekraftwerke und 25,2 GW Steinkohlekraftwerke vom Netz genommen. Die installierten Leistungen stellen die Bruttoleistungen aus der Kraftwerksdatenbank von Energy Brainpool dar. Hinzu kommen 10 GW an Kernkraftwerken, die bereits bis 2022 vom Netz gehen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird ein Zubau von 28,9 GW an Gaskraftwerken und 2,3 GW Biomasseanlagen angenommen. Die installierten Leistungen von Wind erhöhen sich auf 165 GW, von Solar auf fast 200 GW. Diese beiden Technologien erzeugen damit die größte Strommenge. Die Veränderung der installierten Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken, Pumpspeichern, Kernkraftwerken, Ölkraftwerken und anderen Erzeugungstechnologien sowie der Importkapazität nach Deutschland wurden gemäß der Studie EU Energy Trends⁹ und des europäisch geplanten Ausbaus der Interkonnectoren¹⁰ angenommen. Eine zusammenfassende Darstellung ist in Tabelle 1 zu sehen. Der Bruttostromverbrauch folgt ebenfalls dem Szenario der EU Energy Trends, es wurde jedoch wie im nachfolgenden Kapitel ein Ausbaupfad der Elektromobilität hinzugerechnet. So steigert sich der Bruttostromverbrauch von 598 TWh in 2018 auf 681 TWh 2030, wobei 2030 55 TWh der Elektromobilität zugeordnet wird. Modellinhärent berücksichtigte Flexibilisierungsmaßnahmen sind:

- Ausbau der Interkonnectoren
- Gesteuertes Laden der Elektromobilität
- Erhöhung der Biomassekapazität (ohne Erhöhung der Erzeugungsmenge)
- Erhöhung der Stromspeicher im EU-Ausland

⁹ (Europäische Kommission, 2016)

¹⁰ (ENTSO-E, 2014)

Tabelle 1: Angenommene Veränderung in den installierten Kraftwerkskapazitäten bis 2022 und 2030

INSTALLIERTE LEISTUNG IN GW					
	2017	2022	2030	Veränderung bis 2022	Veränderung bis 2030
Wind	48,3	94,3	165,0	+46,0	+116,7
Solar	43,8	105,4	199,8	+61,6	+156,0
Biomasse	7,5	8,5	10,0	+1,0	+2,5
Laufwasser	4,0	4,0	4,2	0,0	+0,3
Speicherwasser	1,6	1,6	1,6	0,0	0,0
Pumpspeicher	6,7	6,7	6,7	0,0	0,0
Andere	4,9	7,1	6,9	+2,2	+2,0
Gas	24,9	32,3	53,3	+7,4	+28,4
Öl	4,0	1,7	1,4	-2,3	-2,6
Importkapazität	27,0	28,6	32,2	+1,6	5,2
Kernkraft	10,7	2,1	0,0	-8,5	-10,7
Braunkohle	22,3	14,5	0,0	-7,8	-22,3
Steinkohle	29,2	19,2	0,0	-10,0	-29,2

Die installierte Leistung für eine Stromerzeugung aus Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse wurde so erhöht, dass in einem Normalwetterjahr ein Anteil von genau 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch erreicht wird. Den Hauptanteil am Kapazitätszu- bau haben Wind und Solar, die Verteilung von 117 GW Nettozubau Wind und 156 GW Nettozu- bau Solar wurde so gewählt, dass diejenigen Strommengen, die bei Spitzeneinspeisung trotz der angenommenen Flexibilisierungsmaßnahmen nicht in das System integriert werden können, mi- nimal sind. Die mittleren Volllaststunden für Wind sind 2030 1.881, für Solar 917. Diese Werte ergeben sich aus einer detaillierten Betrachtung der Systemzusammenhänge in einem System mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien: Einerseits erhöhen sich die Volllaststunden der Anlagen durch den technologischen Fortschritt, die Narbenhöhe neuer Windkraftanlagen und durch höhere Leistung von Wind auf See und Schwachwindauslegungen. Andererseits treten in einem System mit 80 Prozent erneuerbarer Energien Situationen auf, in denen trotz der ange- nommenen Flexibilisierungsmaßnahmen Solar- und Windstrom teilweise nicht eingespeist wer- den kann¹¹. Insbesondere wird 2030 ein Anteil der erneuerbaren Energien ohne oder mit gerin- ger Förderung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz am Markt existieren. Diese Anlagen regeln bei negativen Strompreisen ab, um Vermarktungskosten zu reduzieren¹². Eine Volleinspeisung

¹¹ Die Berechnungen zeigten für 2030 28,151 TWh Strom aus Wind und Solar, der nicht integriert werden konnte. Durch Variation der Verhältnisse von Wind und Solar wurde dieser Anteil minimiert. Auf Basis anderer Wetter- und Kalenderjahre (Gleichzeitigkeitseffekte Verbrauch) können sich veränderte Optima ein- stellen.

¹² Dieser Effekt wird durch die starke Reduktion der Must-Run-Kapazität während des Kohleausstiegs teil- weise kompensiert.

der theoretisch erzeugbaren Mengen ist netzbedingt bereits heute nicht möglich. Um die Voll-
laststunden zu erhöhen, könnten langfristige Flexibilitätsoptionen wie zum Beispiel Power-to-
Gas-Anlagen implementiert werden. Für Biomasse galt eine Beschränkung der erzeugten Strom-
mengen, jedoch wurde die installierte Leistung um 2,3 GW auf 10 GW erhöht. Auf diese Weise
bleibt die Jahresstromerzeugung konstant, auch wenn Biomasse bei hoher Wind- und Solarein-
speisung die Einspeisung reduziert. Die so nichterzeugten Mengen lassen sich bei einer instal-
lierten Leistung von 10 GW durch eine Erhöhung der Einspeisung zu anderen Zeiten kompensie-
ren. Diese Annahme kommt einer Flexibilisierung der Biomasseanlagen gleich.

Zur Sicherstellung der stündlichen Nachfragedeckung auch in windschwachen Zeiträumen
wurde ein Zubau von Gaskraftwerken angenommen. Unter Berücksichtigung der Nichtverfügbar-
keit von Großkraftwerken wird so in jeder Stunde die komplette Stromnachfrage gedeckt. Der
notwendige Zubaupfad für Gaskraftwerke wurde jährlich ermittelt und kann neben den jährli-
chen Entwicklungen der installierten Leistungen der anderen Technologien Abbildung 3 ent-
nommen werden. Die installierte Erzeugungskapazität der Gaskraftwerke steigt von 24 GW
(2018) auf 53 GW im Jahr 2030.

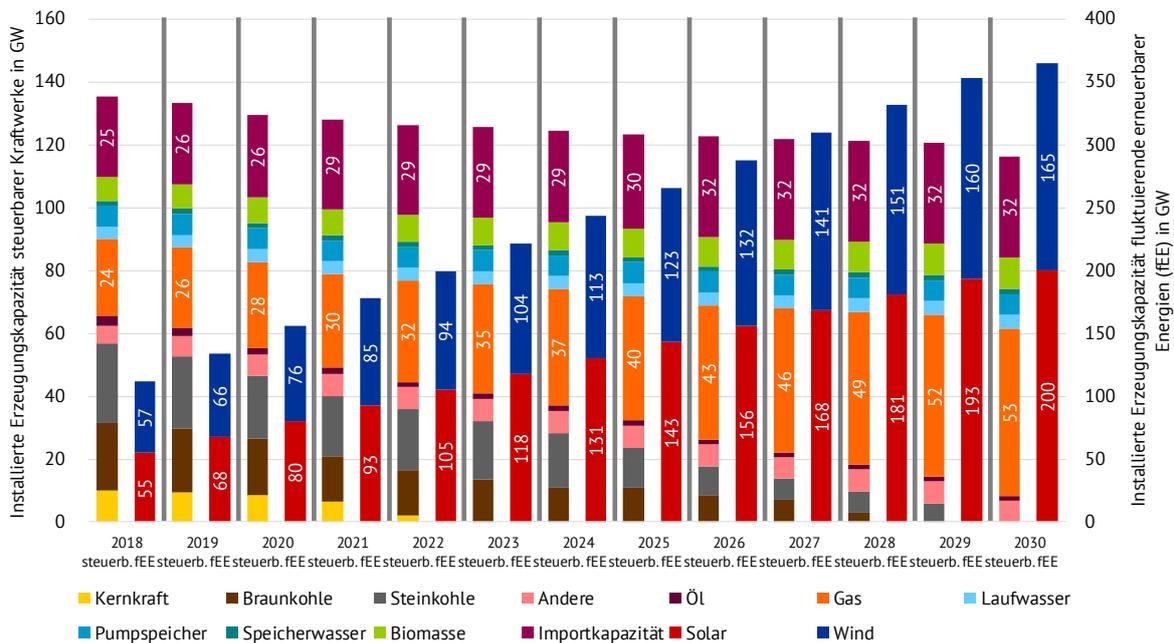


Abbildung 3: Entwicklung der installierten Leistung von Stromerzeugungsanlagen und Importkapazitäten, aufgeteilt nach steuerbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien

Bei der Preisentwicklung wird ein linearer Übergang von Terminmarktpreisen (EEX, Mai 2017) auf das Preisszenario der IEA¹³ angenommen. Der Erdgaspreis in Deutschland entwickelt sich bis

¹³ (International Energy Agency, 2016), “450 Szenario”

2030 auf 24 EUR/MWh, Steinkohle auf 57 \$/t, der EUA-Preis liegt bei 73 EUR/t CO₂. Die künftige Inflation wurde mit 2 Prozent angenommen, alle Preise verstehen sich als reale Preise mit der Basis 2015. Dem IEA-Szenario liegt ein Ölpreisanstieg auf 85 \$/bbl bis 2030 zugrunde¹⁴.

2.3. SEKTORENKOPPLUNG STROM/VERKEHR

Die zukünftige Entwicklung der Elektromobilität ist ein entscheidender Faktor für die europäischen und nationalen Ziele zur Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen. So wird unter anderem im Beschluss des Bundeskabinetts von einer kompletten Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis zum Jahr 2050 gesprochen¹⁵. Der Umstieg von Verbrennungsmotoren hin zu Elektromotoren bringt, durch die damit verbundene Sektorkopplung, eine starke Steigerung der Stromnachfrage mit sich. Abbildung 4 zeigt die durch die E-Mobilität zusätzlich entstehende Stromnachfrage in den EU28 Staaten in Terawattstunden für das Jahr 2030. Sie ergibt sich aus einem kontinuierlichen Ausbaupfad hin zu einem dekarbonisierten Privatverkehrssektor mit angenommenen 100 Prozent Elektromobilität im Jahre 2050.

¹⁴ Das 450 Szenario der IEA geht von einem vergleichsweise stark ansteigenden CO₂-Preis aus. In der Konsequenz bedingt dies eine langfristig geringere Nachfrage nach fossilen Brennstoffen, weshalb die Preise für Steinkohle und Rohöl ab dem Jahr 2030 rückläufig sind. Die Entwicklung nach 2030 geht jedoch nicht in das vorliegende Szenario ein.

¹⁵ (Beschluss Bundeskabinetts, 2016)

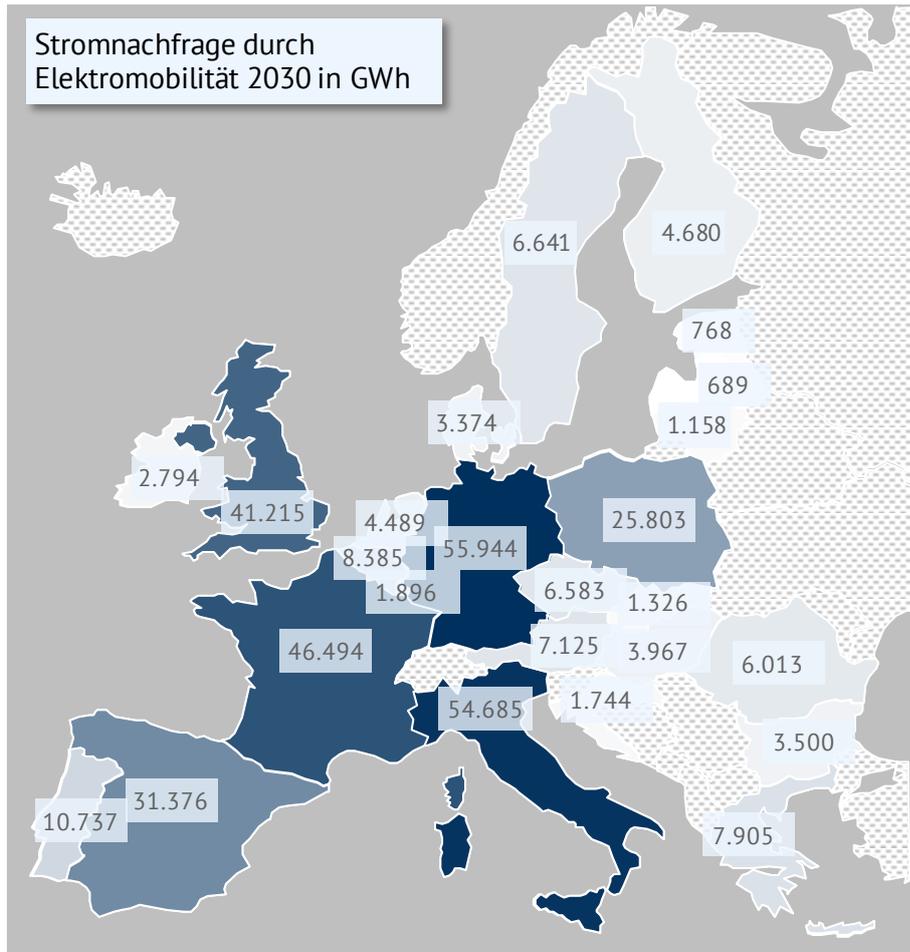


Abbildung 4: Wachstum der Stromnachfrage durch den Umstieg von Verbrennungsmotoren auf die Elektromobilität im Privatpersonenverkehr¹⁶.

Im Vergleich zu einem Szenario ohne Elektromobilität ist das hier modellierte Stromsystem flexibler in der untertägigen Verteilung des Stromverbrauchs. Durch eine Verteilung des Verbrauchs auf ein Wochenprofil wird der Jahresverbrauch auf einzelne Tage heruntergebrochen. Im Durchschnitt werden am Freitag und am Wochenende längere Strecken gefahren, als an den übrigen Werktagen. Täglich werden die Elektroautos gefahren und nach einem typischen Nutzerverhalten zum Laden an das Stromnetz angeschlossen. Eine intelligente Steuerung sorgt dafür, dass der Ladevorgang entsprechend wirtschaftlicher Aspekte erfolgt. Ist beispielsweise das Auto direkt am Stromnetz angeschlossen, kann die Ladestation das Laden bis zu einer wirtschaftlich günstigeren Erzeugungssituation verzögern. Dadurch werden vor allem in den Mittags- sowie Nachtstunden die Fahrzeuge geladen. In den Mittagsstunden ist das Preisniveau bedingt durch eine hohe Produktion aus Solaranlagen auf einem niedrigen Niveau. In den Nachtstunden ist die übrige Stromnachfrage niedrig, was ebenfalls zu niedrigen Strompreisen führen

¹⁶ Energy Brainpool-Szenario beruhend auf (Europäische Kommission, 2016)

kann. Insgesamt fördert die Elektromobilität die Integrierbarkeit höherer Mengen fluktuierender erneuerbarer Energien, insbesondere bei den täglichen Zyklen der Photovoltaik ergeben sich Synergien mit den täglichen Zyklen des Nutzerverhaltens.

3. ENTWICKLUNG DER KRAFTWERKSEMISSIONEN

Die fundamentale Strompreismodellierung erlaubt es, den Brennstoffeinsatz unter sich verändernden Rahmenbedingungen zu analysieren. Insbesondere die sich ändernden Emissionen aus der Kohleverstromung werden in diesem Kapitel untersucht. Einerseits fallen durch die Kraftwerksabschaltungen Emissionen einzelner Kraftwerke weg, andererseits erhöhen sich durch die Reduzierung der Kapazitäten die Vollbenutzungsstunden der residualen Kraftwerke am Strommarkt. Insbesondere der Wegfall von 10 GW Kernkraftwerken führt zu einer Erhöhung der Emissionen der verbleibenden Kraftwerke. Durch die in Kapitel 2.1 erläuterte Reihenfolge der Kraftwerksstilllegung erhöht sich zudem die durchschnittliche Effizienz der residualen Kraftwerke.

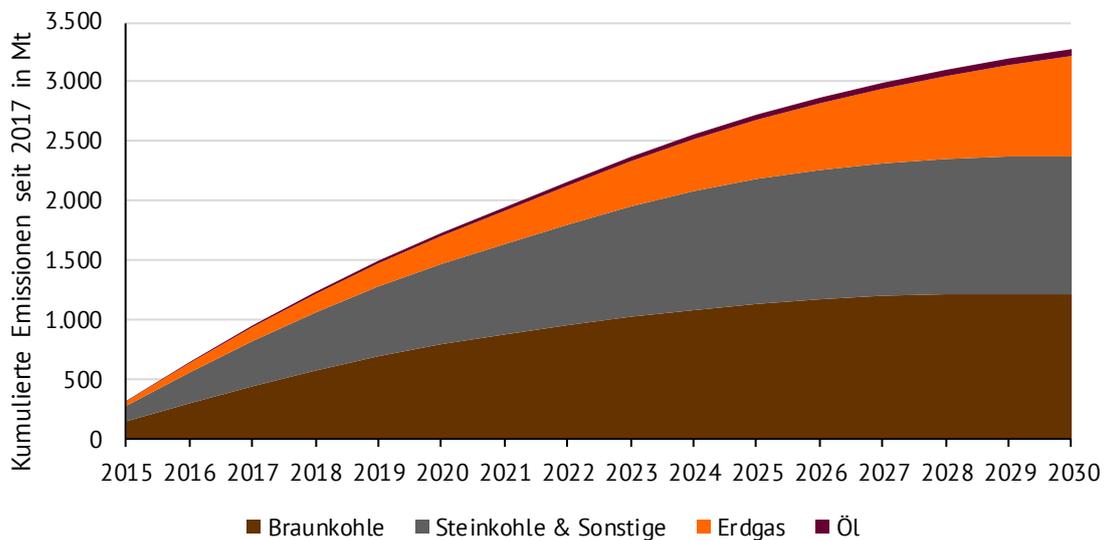


Abbildung 5: Kumulierte CO₂-Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl als Ergebnis der Strommarktmodellierung bei einem Kohleausstieg bis 2030¹⁷

Das Ziel der Beschränkung der Klimaerwärmung über eine Dekarbonisierung der Wirtschaft wird mit dem so genannten Carbon Budget messbar. Über Klimamodelle lässt sich abschätzen, wie viel klimaaktive Gase noch in die Atmosphäre emittiert werden können, um beispielsweise die Klimaerwärmung mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit auf 2° C zu beschränken. Insgesamt wird das globale verbleibende Carbon Budget, das Ende des Jahres 2010 noch zur Verfügung steht, um die Erderwärmung mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % auf unter 2 Grad Celcius zu

¹⁷ Steinkohle und Sonstige werden gemeinsam dargestellt, da zum Teil eine Mischverbrennung im gleichen Kraftwerk vorliegt und der Einsatz der Technologien damit nicht getrennt modelliert wird, 2015 ergaben sich 14 Mt aus der Verbrennung von fossilem Müll und 20 Mt „sonstige“ (Umweltbundesamt, 2017).

begrenzen, auf 1.000 Mrd. t CO₂ abgeschätzt,¹⁸ bis Ende 2014 wurden davon bereits 157 Mrd. t CO₂ verbraucht.

Ausgehend von einem globalen Emissionsbudget von 843 Mrd. t CO₂ ab dem Jahr 2015¹⁹ und einem deutschen Bevölkerungsanteil von 1,1 % an der Weltbevölkerung ergibt sich bei gleichmäßiger Verteilung pro Person ein Emissionsbudget für Deutschland von insgesamt 9,3 Mrd. t CO₂. Im Jahr 2015 betragen die gesamten CO₂-Emissionen²⁰ Deutschlands 792 Mt CO₂, gemäß den Berechnungsergebnissen dieser Studie lagen die Emissionen von Kraftwerken bei 321 Mt. Daraus ergibt sich ein Anteil der Energieerzeugung an den deutschen CO₂-Emissionen von rund 40 %. Bei gleichmäßiger Aufteilung auf die Sektoren errechnet sich ein CO₂-Budget von maximal 3,7 Mrd. t CO₂ für den Energiesektor, das nicht überschritten werden darf. Bei weiter konstanten Emissionen wäre dieses CO₂-Budget bereits nach 12 Jahren aufgebraucht.

Bei einem Kohleausstieg bis 2030 ergeben sich ab 2015 noch Emissionen von 1.217 Mt aus der Braunkohleverstromung und 1.157 Mt aus der Steinkohleverstromung und anderen festen fossilen Brennstoffen. Die kumulierten Emissionen aus der Kohleverstromung belaufen sich auf 2.374 Mt. Für die gesamten CO₂-Emissionen werden 3.275 Mt CO₂ bis 2030 verbraucht, wobei eine Übernahme zur Energiebereitstellung für den Wärme- und Elektromobilitätsbedarf zusätzlich übernommen wird. CO₂-Emissionen von 76 Mt durch den Betrieb von Gaskraftwerken im Jahr 2030 verbleiben, perspektivisch können diese sukzessive in den kommenden Jahren reduziert werden. Somit würde der Energiesektor seinen Anteil zum Erreichen der in Paris vereinbarten Klimaziele beitragen.

Ein deutscher Kohleausstieg hat zudem Auswirkungen auf die europäischen Emissionen. Ein Teil der in Deutschland vermiedenen Emissionen könnte ohne europäische Harmonisierung leicht durch eine Mehrproduktion anderer Kohlekraftwerke im Ausland kompensiert werden, sofern freiwerdende Emissionszertifikate dem Markt nicht entzogen werden.

Die Energiewirtschaft hat im Jahr 2014 laut Klimaschutzplan²¹ 358 Mt CO₂ emittiert. Im Projektionsbericht der Bundesregierung²² wird im Szenario mit weitergehenden Maßnahmen im Jahr

¹⁸ (International Panel for Climate Change, 2015, p. 64)

¹⁹ (NewClimate Institute, 2016)

²⁰ An dieser Stelle bezieht sich der Wert auf die reinen Kohlenstoffdioxidemissionen, CO₂-Äquivalente sind ausgeschlossen.

²¹ (Beschluss Bundeskabinett, 2016)

²² (Projektionsbericht, 2017)

2020 mit Treibhausgasemissionen von insgesamt 805 Mt CO₂ gerechnet. Das läuft auf eine Zielverfehlung um 55 Mt CO₂ im Jahr 2020 hinaus. Mit Emissionen von 277 Mt ist der Energiesektor dafür maßgeblich verantwortlich. Mit dem in diesem Szenario aufgezeigten Kohleausstiegspfad ließen sich bis zum Jahr 2020 die Emissionen des Energiesektors um weitere 42 Mt auf 235 Mt CO₂ senken. Damit lässt sich die Deckungslücke im Jahr 2020 allein durch den Abbau von Überkapazitäten im Kraftwerkssektor um über 80 Prozent senken.

Der Beschluss im Bundeskabinett gibt ein Reduktionsziel für klimaaktive Gase um 61 bis 62 Prozent in der Energiewirtschaft von 1990 bis 2030 an. Dazu müssen (Heiz-)Kraftwerke und Heizwerke die Emissionen auf 175 bis 183 Mt CO₂ pro Jahr reduzieren. Dieses Ziel wird im betrachteten Szenario 2025 erreicht, wie Abbildung 6 zeigt. Je früher diese Reduktion der jährlichen Emissionen stattfindet, desto weniger CO₂ wird kumuliert emittiert – teurere zukünftige Maßnahmen der Emissionsminderung können damit verringert werden. Die Vergleichbarkeit der Szenarioergebnisse mit den Emissionen aus dem Klimaschutzplan ist jedoch eingeschränkt: Der Klimaschutzplan gibt für 2014 im Energiesektor Emissionen von 358 Mt an, in die Berechnung fließen auch Emissionen von Heizwerken ein, zudem liegen den Berechnungen unterschiedliche Annahmen über die Emissionsfaktoren und über die Zuordnung der Emissionen des fossilen Anteils des Abfalls in der thermischen Abfallbehandlung und sonstige feste fossile Brennstoffe vor. Heizwerke ohne Stromerzeugung werden im hier berechneten Szenario nicht betrachtet. Für 2015 und 2016 sind gemäß Umweltbundesamt²³ 309 und 306 Mt der Stromerzeugung zuzuordnen. Die Simulationsergebnisse ergeben für 2015 mit 321 und 324 Mt höhere Ergebnisse als die vorläufigen (2015) und geschätzten (2016) Zahlen des Umweltbundesamtes. Die Differenzen zwischen den historischen und den ex-post modellierten Werten können verschiedene Ursachen haben, unter anderem berücksichtigt das fundamentale Strompreismodell keine Netzrestriktionen bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes. Kommt es durch den netzbedingten Redispatch zu Verschiebungen in den Anteilen der Erzeugung, werden diese nicht berücksichtigt. Für zukünftige Werte ist dieser Ansatz jedoch plausibel – unter der Annahme, dass bestehende Netzengpässe behoben werden.

²³ (Umweltbundesamt, 2017)

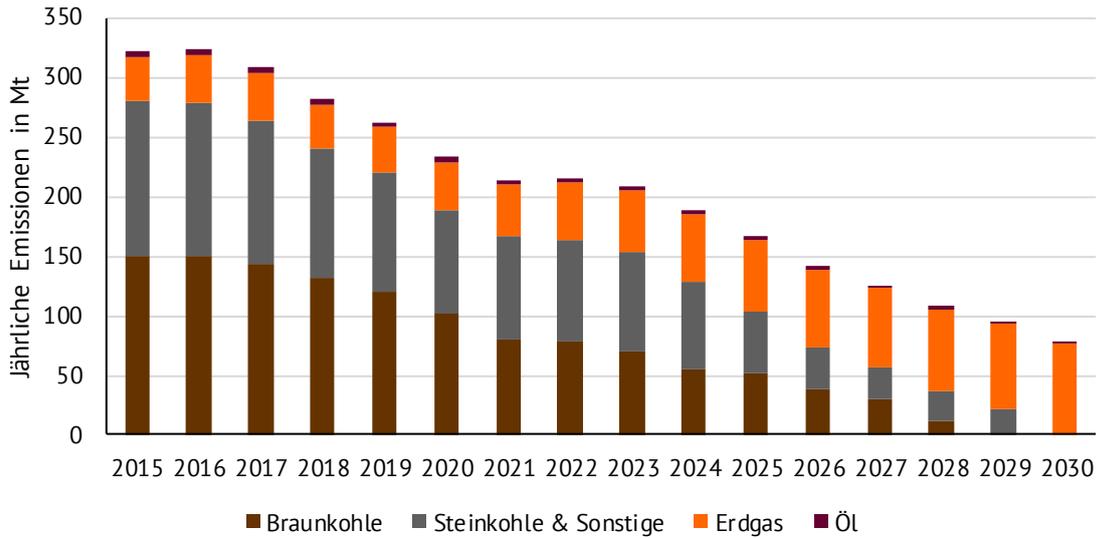


Abbildung 6: Jährliche CO₂-Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Öl als Ergebnis der Strommarktmodellierung bei einem Kohleausstieg bis 2030

In die Kategorie Steinkohle und Sonstige fallen Emissionen aus der Stromerzeugung aus festen fossilen Brennstoffen, der verwendete Emissionsfaktor von 0,34 t CO₂/MWh_{th} ist ein durchschnittlicher gewichteter Emissionsfaktor für Anthrazit, Kokskohle, subbituminöse Kohle, andere bituminöse Kohle, Torf und Torfprodukte, Steinkohlebriketts, Koksofenkohle, Gaskoks, Steinkohlenteer, Ölschiefer und Ölsände sowie fossile Industrie- und Siedlungsabfälle).

Tabelle 5: Verwendete Emissionsfaktoren in t CO₂/MWh_{th}

Braunkohle	Steinkohle & Sonstige	Gas	Öl
0,40	0,34	0,20	0,27

4. ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN IM STROMSEKTOR

Die Stromerzeugung aus Kraftwerken folgt im Wesentlichen der Merit-Order, also den kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion. Beim modellierten Umbau der Kraftwerkslandschaft verlassen mit Kohle- und Kernkraftwerken Erzeugungskapazitäten mit niedrigen Grenzkosten und mittlerer bis geringer Flexibilität den Strommarkt. Diese Kraftwerke sind gegenwärtig häufig preissetzend. Ersetzt werden diese Kapazitäten mit fluktuierend erneuerbaren Energien einerseits und Gaskraftwerken andererseits, welche nun häufiger preissetzend sind. Die Charakteristik der Strompreisbildung und des Einsatzes der Kraftwerke verändert sich dadurch entscheidend. Bei geringer Einspeisung aus Wind und Sonne übernehmen Gaskraftwerke und Stromimporte die Stromerzeugung und wirken preisbestimmend. Bei hoher Einspeisung aus Wind und Solar ergibt sich nur eine geringe Produktion aus Gaskraftwerken und Strom wird exportiert. Dieses Zusammenspiel aus Stromnachfrage, Wetter, Kraftwerkseigenschaften, Brennstoffpreisen und Im- wie Export wurde stundenscharf untersucht. In Abbildung 7 ist die Bruttostromnachfrage (blaue Linie) und die jährliche Stromerzeugung dargestellt.

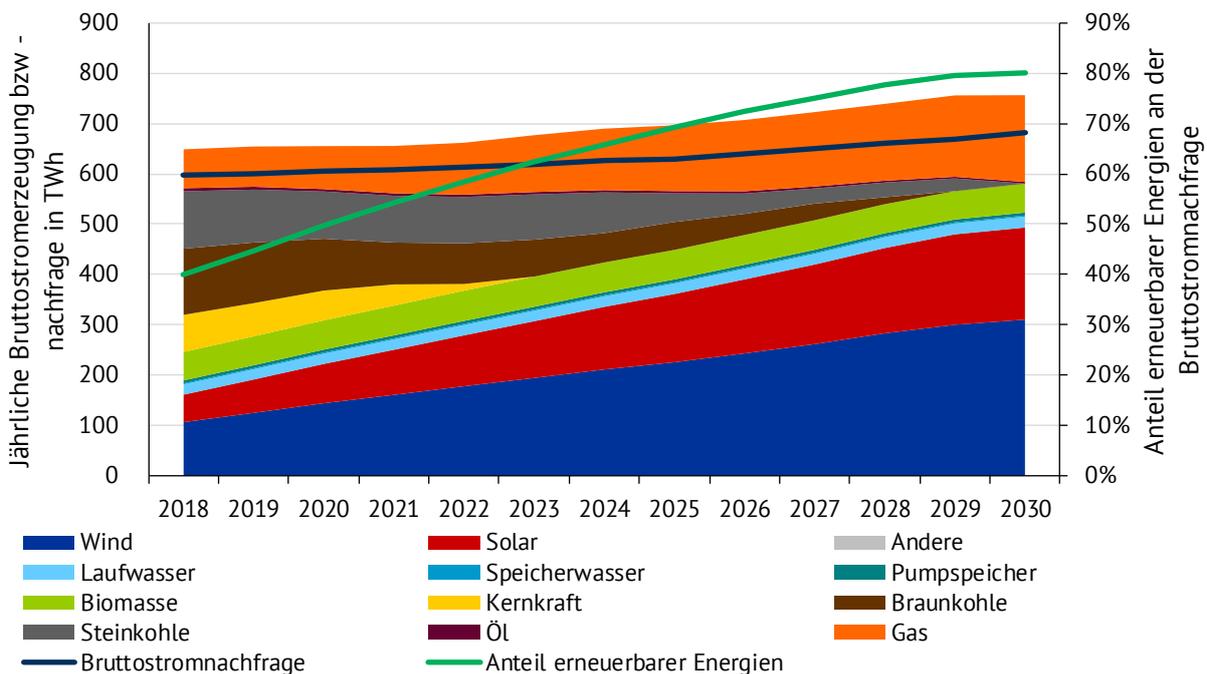


Abbildung 7: Stromezeugung und -nachfrage (Brutto) als Ergebnis der Strompreismodellierung

Die mögliche Stromerzeugung aus Wind und Solar erhöht sich von 161 TWh in 2018 auf 493 TWh in 2030. Jedoch können 2030 nach der Einspeisecharakteristik des untersuchten Wetterjahres 2015 17,9 TWh nicht eingespeist werden, da die Stromproduktion in Zeiten stattfinden würde, in denen aus heutiger Sicht keine genügende Stromnachfrage existieren würde. In sol-

chen Situationen treten aus heutiger Sicht in einem Strommarkt mit geförderten Erzeugungsanlagen negative Strompreise auf, weswegen weitere Anlagen marktgetrieben abschalten. Bei einer weiteren Flexibilisierung des Stromsystems, insbesondere der Stromnachfrage ließe sich ein hoher Anteil erneuerbarer Energien kostengünstiger erreichen. Bei einer Flexibilisierung kann mit geringeren installierten Leistungen prinzipiell die gleiche Strommenge integriert werden. Andererseits begünstigt der geringere Anteil von Strom aus Wind und Solar in den europäischen Nachbarmärkten im untersuchten System bereits eine Integration wetterabhängiger Erzeugung. Würde in anderen europäischen Märkten der gleiche Anteil von Wind und Solar angestrebt, würde der Anteil nicht integrierbaren Stroms durch Gleichzeitigkeitseffekte wetterbedingt zunehmen.

Die Erzeugung aus Gaskraftwerken erhöht sich von 77 TWh 2018 auf 182 TWh 2030, das entspricht unter Berücksichtigung des Zubaus einer Erhöhung der Volllaststunden von 3.170 in 2018 auf 3.234 in 2030. Ein Anteil dieser Erzeugung erfolgt wärmegetrieben in KWK-Anlagen mit saisonal schwankender Nachfrage. Durch den Zubau von Gaskraftwerken wird auch der KWK-Anteil erhöht. Dabei wurde angenommen, dass der wärmegetriebene Anteil der Stromproduktion insgesamt trotz des Kohleausstiegs konstant bliebe.

Deutschland bleibt im Szenario Nettostromexporteur, die Exporte schwanken im Bereich der heutigen Exportmengen. Sie reduzieren sich im Szenario zunächst bis 2022 auf 39,4 TWh, steigen nach dem Kernkraftausstieg wieder an und erreichen 2029 52,5 TWh.

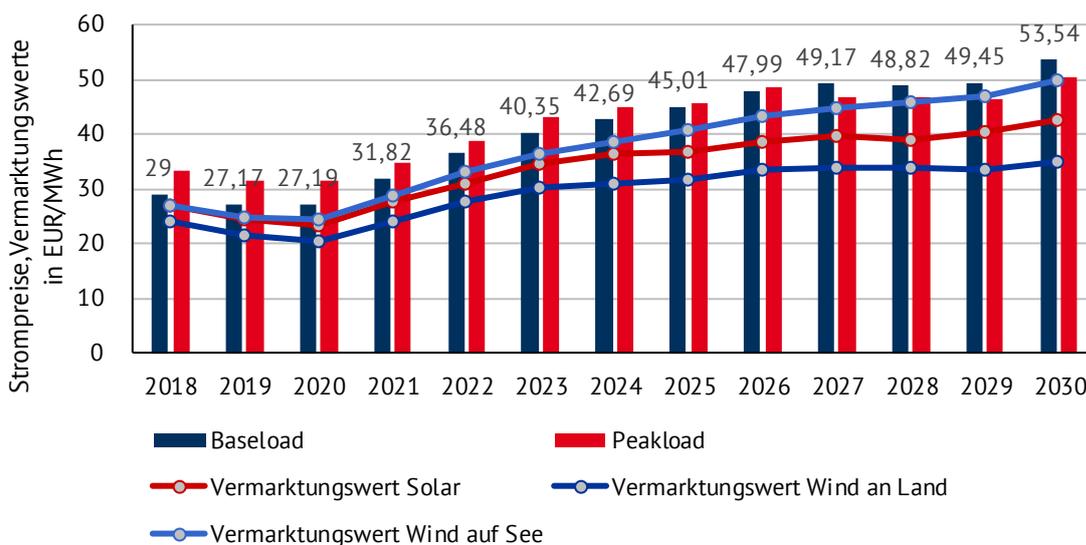


Abbildung 8: Szenarioergebnisse der Strompreismodellierung, dargestellt sind Baseload (24/7), Peakload (Montag bis Freitag 8 bis 20 Uhr) sowie die Vermarktungswerte der erneuerbaren Energien, der Vermarktungswert beschreibt im Gegensatz zum Marktwert den durchschnittlichen Wert des Stroms bei einer marktnahen, ungeforderten Einspeisung

Der beschriebene Umbau der Kraftwerke führt auch zu einer Änderung der Strompreise mit Auswirkung auf Erzeuger und Verbraucher. Abbildung 8 zeigt die Strompreisentwicklung mitsamt wichtigen Parametern.

Bei der Preisentwicklung haben verschiedene Effekte einen zum Teil entgegengesetzten Einfluss. Auf der einen Seite wirkt der Zubau von Solar und Wind strompreissenkend. Grund hierfür sind die niedrigen kurzfristigen Grenzkosten sowie die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Auf der anderen Seite fallen mit Kernkraft- und Kohlekraftwerken Erzeugungstechnologien mit geringen kurzfristigen Kosten weg und werden in Zeiten von Stromknappheit durch teurere Erzeugung aus Gaskraftwerken oder Importe ersetzt. Das führt tendenziell zu einem Anstieg der Strompreise, der auch an die Entwicklung der Erdgas- und EUA-Preise gekoppelt ist. Aus Abbildung 8 sind beide Effekte ersichtlich: Zunächst sinken Strompreise bis 2020 von 29 auf 27 EUR/MWh, dann steigen sie bis 2030 auf 54 EUR/MWh an. Ein Vergleich mit Berechnungsergebnissen für ein Business-as-Usual Szenario²⁴ zeigt in 2020 einen höheren Preis von 28 EUR/MWh und in 2030 von 78 EUR/MWh. Der Preis für Baseload ist Stromnachfragegetrieben bisher typischer Weise unter dem Peakload-Preis. Dies ändert sich im modellierten System bis 2030, was einem Einfluss der hohen Solarkapazität von 200 GW geschuldet ist. An sonnenreichen Tagen reichen diese zu einem großen Teil bereits aus, um in der Tageszeit den Strombedarf komplett zu decken. Diese Zeit wird in den sonnenreichen Monaten damit von einer aus heutiger Sicht teuren zu einer günstigen Zeit für Stromverbraucher.

Zusätzlich dargestellt ist der Vermarktungswert der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Dieser stellt dar, wie viel eine Wind- oder Solaranlage durchschnittlich am Markt Erlösen kann, wenn der erzeugte Strom nur zu Zeiten positiver Strompreise vermarktet wird. In den Zeiten mit negativen Strompreisen hingegen, die bei einem hohen Anteil von Wind- und Solarstrom häufiger auftreten, wird ein rational handelnder Marktteilnehmer auf die Vermarktung am Strommarkt verzichten, falls er keine Förderung für jeglichen eingespeisten Strom erhält. Alle darge-

²⁴ Im Business-as-Usual-Szenario wird ein Ausbaupfad gemäß den Zielen der Bundesregierung, erst 2050 einen Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erreichen, zugrunde gelegt. Die Strompreise sind 2030 noch besonders stark durch Rohstoffpreise und den steigenden CO₂-Preis getrieben. Im Kohleausstiegs-Szenario hingegen ist der Strompreis deutlich unabhängiger von diesen Preisentwicklungen und die günstigen Grenzkosten der erneuerbaren Energien führen schnell zu im Vergleich niedrigeren modellierten Strompreisen an der Strombörse.

stellten Vermarktungswerte erhöhen sich bis 2030 deutlich, dieser Indikator für die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien zeichnet also ein für Investoren positives Bild von steigenden Markteinnahmen. Dies ist auf den steigenden Großhandelspreis für Strom, eine Flexibilisierung der Nachfrage durch zum Beispiel Elektromobilität und die stärkere Integration des europäischen Strommarktes zurückzuführen. So sind immer mehr Stromverbraucher für den Strom erreichbar, der in Zeiten mit viel Wind und Sonneneinstrahlung produziert wird. Wind auf See hat durch die relativ konstante Einspeisung mit 50 EUR/MWh den höchsten Vermarktungswert der drei dargestellten Technologien²⁵. Der Vermarktungswert von Wind an Land ist hingegen etwas geringer, er steigt bis 2030 auf 35 EUR/MWh. Der hohe Gleichzeitigkeitseffekt bei 150 GW Wind an Land führt aus heutiger Sicht zu einem starken Merit-Order-Effekt. Solar hat mit knapp 200 GW installierter Leistung ebenfalls einen hohen Gleichzeitigkeitseffekt bei der Stromeinspeisung, der Merit-Order-Effekt tritt jedoch nicht so stark auf, weil gerade durch das in kurzen Zeiträumen flexible Nachfrageprofil der Elektromobilität viel Solarstrom in den Sonnenstunden aufgenommen werden kann. So erhöht sich der Vermarktungswert für Solaranlagen auf 43 EUR/MWh.

Es ist aus heutiger Sicht unklar, ob die gezeigten möglichen Erlöse für Wind an Land, Wind auf See und Solar am Energy-Only-Markt bereits ausreichen, um zumindest einige Anlagen wirtschaftlich ohne Förderung zu betreiben. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in dieser Studie angenommen, dass der Zubau der erneuerbaren Energien weiterhin über eine Förderung aus der EEG-Umlage umgesetzt wird. Daher ist es notwendig, auch die Marktwerte als Rechengröße der EEG-Umlage zu bestimmen, auch wenn sie nicht den wahren Wert von erneuerbarem Strom widerspiegeln. Nimmt man an, dass die Anlagen auch bei negativen Strompreisen den Strom über die Strombörse vermarkten würden, so vermindert sich der Marktwert auf 29,53 EUR/MWh Solar, 37,12 EUR/MWh Wind auf See und 13,38 EUR/MWh Wind an Land.

Eine Übersicht über die mögliche Entwicklung der EEG-Vergütungssätze bei starker Kostendegression aufgrund hoher Zubauraten und hohen Wettbewerbsdrucks durch Ausschreibungen gibt Abbildung 9 wieder. Die Annahmen stammen aus einer Metaanalyse von insgesamt 14 Studien (12 Solar, 14 Wind an Land/Wind auf See).

²⁵ Es wurde netzanschluss und –ausbaubedingt jedoch am derzeitigen Ausbaupfad von 15 GW installierter Leistung festgehalten.

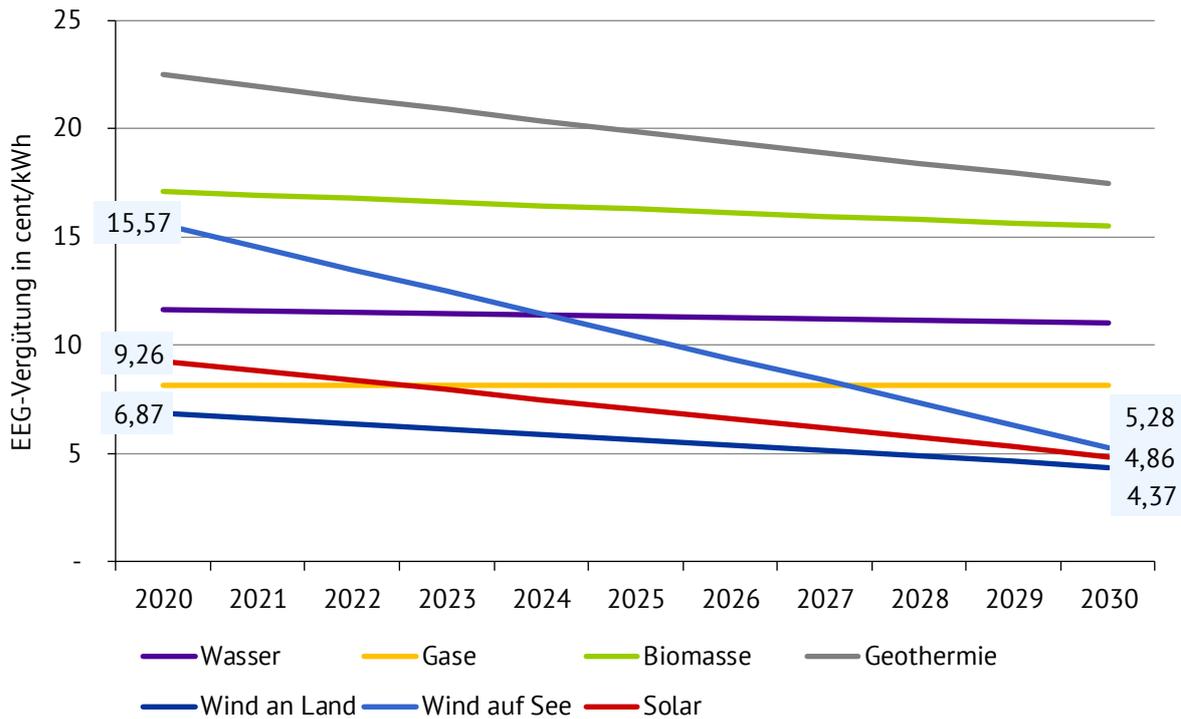


Abbildung 9: Vergütungssätze der Neuanlagen, die in die Berechnung der EEG-Umlage eingehen, Quelle: Metaanalyse durch Energy Brainpool bei Annahmen einer starken Degression²⁶

Unter Annahme dieser Fördersätze kann die EEG-Umlage berechnet werden, die im gegenwärtigen Stromsystem den Ausgleich zwischen Markterlösen und Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien gewährleistet. Eine Übersicht über die Berechnungsmethode und die Annahmen sind auf Seite 54 ff. zu finden. Das Ergebnis der Berechnung ist in Abbildung 10 dargestellt. Die rote Linie kennzeichnet die Entwicklung der Summe aus EEG-Umlage und Strompreis nach den Standardeinstellungen des Agora-EEG-Umlagenrechners zum Zeitpunkt des Downloads. Die Entwicklung zeigt ab 2021 einen fallenden Trend, da viele Anlagen mit hoher Förderung ab diesem Zeitpunkt das EEG nach 20 Förderjahren verlassen. Die Reduzierung dieser Belastung kann für einen schnelleren Zubau erneuerbarer Energien genutzt werden, wie die blauen Balken zeigen. Trotz des Zubaus auf 80 Prozent erneuerbare Energien in 2030 fällt die EEG-Umlage leicht von 7,86 ct/kWh auf 7,78 ct/kWh in 2029. Insgesamt erhöht sich die Summe aus den beiden Strompreiskomponenten leicht auf etwas über 12 ct/kWh.

²⁶ Die ermittelten Werte wurden in einer Metaanalyse gewonnen, um eine starke Degression abzubilden, wurde das 10 Prozent-Quantil der gefundenen Literaturwerte angenommen. Durch den schnellen Zubau der installierten Leistungen und den erhöhten Wettbewerb in den Ausschreibungen begründen die Annahmen höhere Kostendegressionen in kürzerer Zeit. Der Zubau der Solaranlagen erfolgt verstärkt auch über Großanlagen, um die hohen Zubauraten zu realisieren.

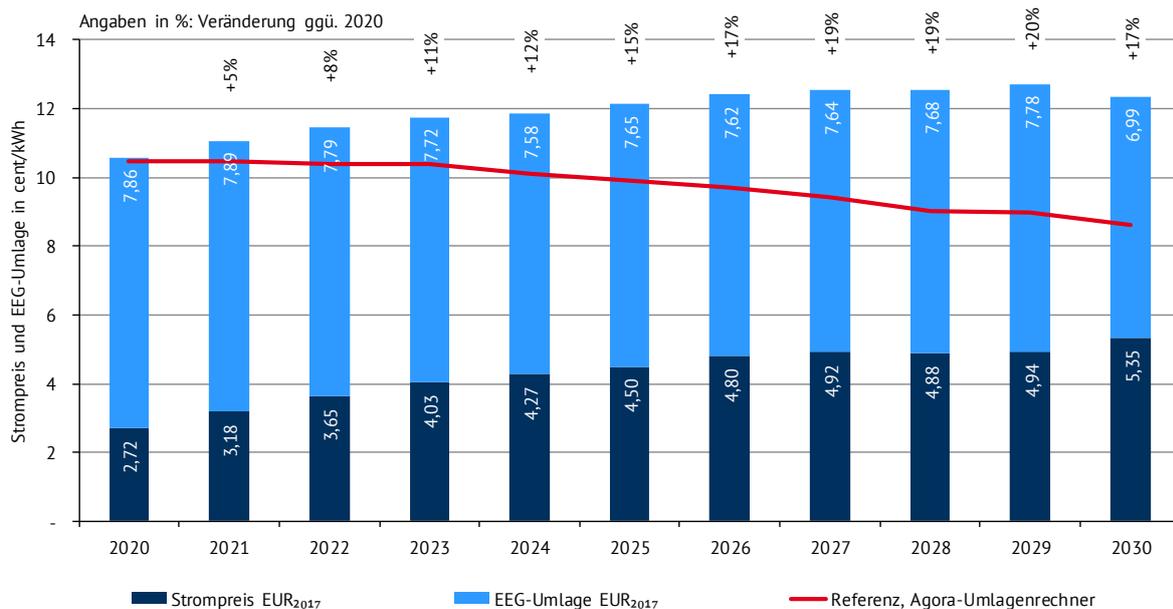


Abbildung 10: EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis als Indikator für die Entwicklung der Verbraucherpreise durch einen Kohleausstieg

5. ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN IM WÄRMESEKTOR

Der Stromsektor und der Wärmesektor sind durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung miteinander verbunden, weitreichende Wechselwirkungen prägen Energiepreise und Anlagenfahrweisen. Ein Ausstieg aus der Kohleverstromung hat damit auch Auswirkungen im Wärmesektor, diese sollen in diesem Kapitel näher untersucht werden.

5.1. NATIONALE BETRACHTUNGSWEISE

Einen Überblick über die Fernwärmeherzeugung nach Brennstoffen zeigt, dass 2014 zwischen 34 und 40 TWh Fernwärme aus Kohle stammt, ein überwiegender Anteil aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Das entspricht 32 bis 37 Prozent der Fernwärmefachfrage, anders als im Stromsektor ist die Kohle nicht der überwiegend eingesetzte Energieträger, sondern Erdgas. Zwischen den Werten AG Energiebilanz und Eurostat gibt es statistische Differenzen, wobei die Werte der Energiebilanzen indirekt über durchschnittliche Wirkungsgrade berechnet wurden. Die Datenlage im Wärmesektor ist insgesamt nicht ausreichend für eine anlagenscharfe Modellierung im Rahmen dieser Studie. Die lokale Wärmefachfrage in Wärmenetzen bzw. Prozessdampf ist weder in der Menge noch in der Struktur bekannt, regionale Besonderheiten prägen den Markt.

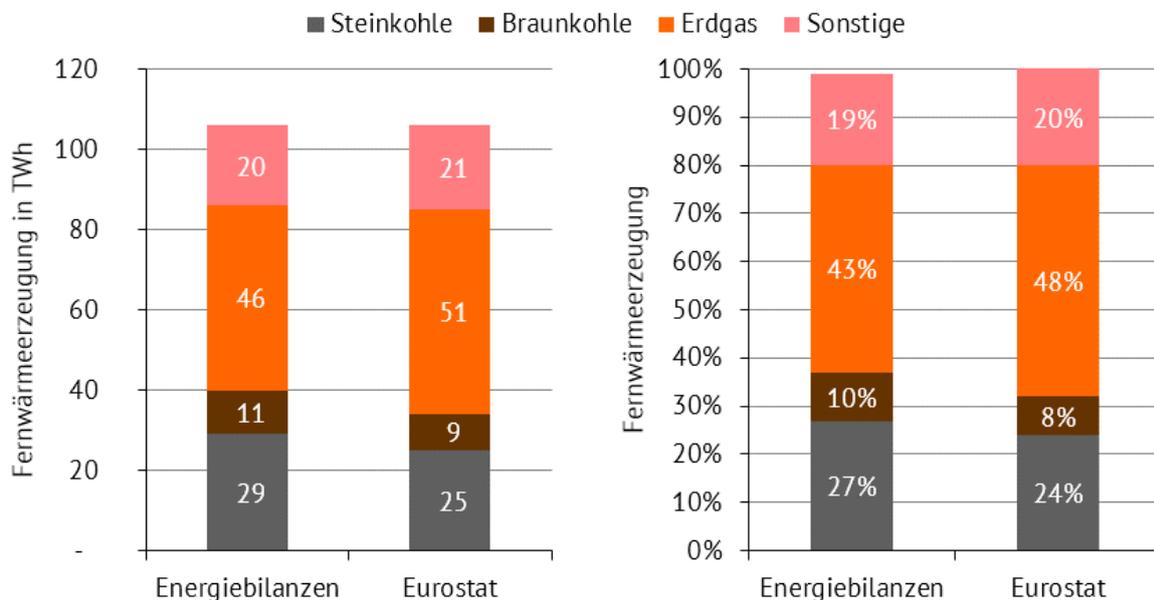


Abbildung 11: Fernwärmeherzeugung 2014 gemäß AG Energiebilanzen und Eurostat, je nach Quelle wurden zwei bis vier TWh Fernwärme in Fernheizwerken mit Kohle als Energieträger erzeugt

Bei insgesamt 109 Stein- und Braunkohlekraftwerken mit einer installierten elektrischen Leistung von über 100 MW und Wärmeauskopplung ließen sich für 65 Kraftwerke in einer individuellen Recherche²⁷ Daten zur Fernwärmenutzung finden²⁸. Das entspricht 60 Prozent dieser Kraftwerke. Bei diesen 65 Kraftwerken ließ sich folgende Struktur ermitteln:

- 44 Kraftwerke (68 Prozent) gaben eine reine Fernwärmeauskopplung (Haushalte und Industrie) an
- 9 Kraftwerke (14 Prozent) gaben eine reine Prozessdampfauskopplung an
- 12 Kraftwerke (18 Prozent) gaben sowohl Fernwärmeauskopplung (Haushalte und Industrie) als auch Prozessdampfauskopplung an

Daraus lässt sich ableiten, dass zumindest diese Kraftwerke vor allem in Fernwärmenetze einspeisen, eine reine Prozessdampfauskopplung aus Kohle ist seltener. Diese Unterscheidung ist wichtig, da Fernwärme einen niedrigeren Exergiegehalt hat als Prozessdampf. Das bedeutet, dass Fernwärme mit geringerem energetischem Aufwand substituiert werden kann als Prozessdampf. So kann beispielsweise eine Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von drei aus 1 kWh Strom 3 kWh Wärme bereitstellen. Für Prozessdampf ist je nach Dampfparametern der energetische Aufwand größer.

Von den 109 untersuchten Kraftwerken konnten in einer individuellen Recherche bei 56 Kraftwerken (53 Prozent) Angaben zur Höhe der Wärmeauskopplung ermittelt werden. In Summe entsprechen die Angaben 20 TWh Wärmeauskopplung und sie repräsentieren 23,5 GW elektrische Leistung. AG Energiebilanzen bzw. Eurostat gehen von einer Fernwärmemenge von 34 bis 40 TWh aus, damit ergibt sich ein rechnerischer Abdeckungsgrad von 50 bis 59 Prozent. Zur Erhöhung des Abdeckungsgrades wurden sowohl Daten aus dem Jahr 2014 als auch aus dem Jahr 2015 verwendet. Die Ergebnisse der Recherche sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Mit 9,6 TWh wird etwa die Hälfte der Wärme nur für Fernwärme genutzt. Weitere 5,4 TWh werden sowohl für Prozessdampf als auch für Fernwärme genutzt. Von den resultierenden 5,1 TWh Nutzung nur als Prozessdampf kommt der größte Anteil (4,6 TWh) aus Braunkohle.

²⁷ Internetauftritte der Betreiber und direkte telefonische Ansprache, Braunkohle insbesondere auch: (Agora Energiewende, 2017)

²⁸ Hier wurde die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur nach installierter Leistung und Wärmeauskopplung gefiltert.

Tabelle 2: Fernwärme und Prozessdampf in Kohlekraftwerken gemäß Recherche in TWh

	BRAUNKOHLE	STEINKOHLE	GESAMT
Nur Fernwärme	5,7	3,9	9,6
Nur Prozessdampf	4,6	0,5	5,1
Prozessdampf und Fernwärme	0	5,4	5,4

5.2. FALLBEISPIEL FERNWÄRME BERLIN

In Berlin wurden in 2014 9,5 TWh Fernwärme an Endverbraucher geliefert.²⁹ Abbildung 12 zeigt die Verbraucherstruktur: 95 Prozent der Fernwärme wurden von Haushalten verbraucht, also als Raumwärme und Warmwasser. 2 Prozent gingen an das Gewerbe und 3 Prozent wurden vom verarbeitenden Gewerbe verbraucht, wo typischerweise auch ein Teil wieder für die Beheizung von Büroräumen verwendet wurde. Das erleichtert eine Substitution der wegfallenden Fernwärmeproduktion aus Kohle durch Erdwärme/Umweltwärme und Solar, da ein allgemein niedrigeres Temperaturniveau für Raumwärme und die Warmwasseraufbereitung erforderlich ist als für Prozesswärme.

Die Vattenfall Wärme AG setzte 2014 8.500 GWh Wärme ab und hatte damit einen Anteil am Berliner Wärmemarkt von 28 Prozent³⁰.

²⁹ (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Mai 2017).

³⁰ (Vattenfall, 2015a):

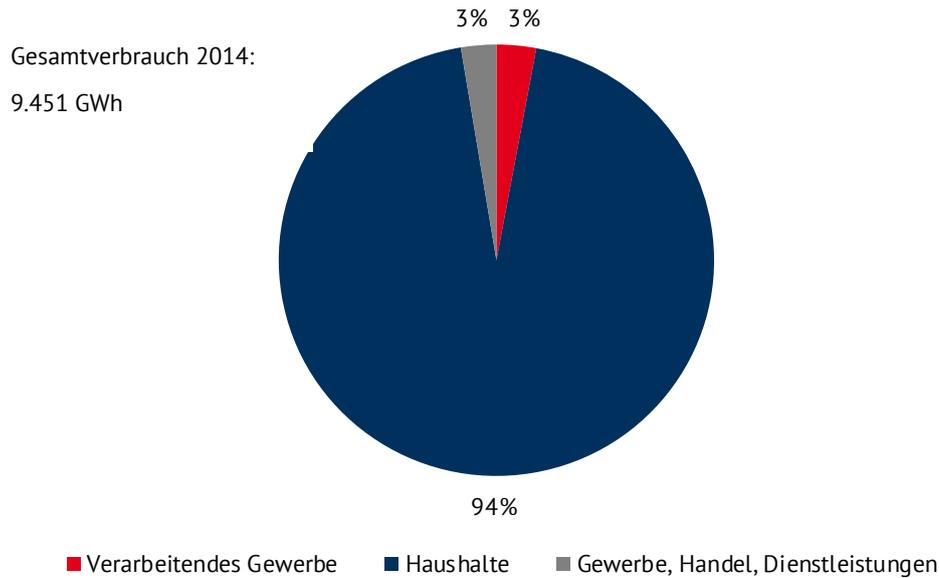


Abbildung 12: Verbraucherstruktur Fernwärme Berlin, (Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Mai 2017)

5.2.1. FERNWÄRMENETZ

Das von der Vattenfall Wärme AG betriebene Fernwärmenetz³¹ hat eine Trassenlänge von 1984 Kilometern mit 20.435 Hausübergabestationen.³² Das Netz wird jährlich um 20 bis 25 Kilometer ausgebaut.³³ Es handelt sich um ein geschlossenes Wassersystem mit einer Vorlauftemperatur von 135° Celsius und einer Rücklauftemperatur von 70° Celsius. In 2014 sind ca. 1,2 Millionen Wohneinheiten der Vattenfall Wärme AG versorgt worden.³⁴

5.2.2. BRENNSTOFFEINSATZ UND KRAFTWERKE

Der Brennstoffeinsatz (Abbildung 13) ist dominiert von Kohle (41 Prozent) und Erdgas (40 Prozent). Biomasse und Müll spielen im gesamten Brennstoffeinsatz eine untergeordnete Rolle.

In der Betrachtung auf der Ebene von HKW und HW (Abbildung 14) differenziert sich das Bild: in Berliner HW wird hauptsächlich Erdgas als Energieträger eingesetzt (74 Prozent). In HKW halten sich Steinkohle (36 Prozent), Braunkohle (20 Prozent) und Erdgas (35 Prozent) die Waage.³⁵ Laut Vattenfall verteilt sich der Brennstoffeinsatz in den unternehmenseigenen Heizkraftwerken auf

³¹ Karte des Fernwärmenetzes abrufbar unter: https://www.vattenfall.de/de/file/waermenetzkarte-berlin-l12-final.pdf_90258993.pdf

³² (AGFW, 2016).

³³ (Vattenfall, 2015b).

³⁴ (Vattenfall, 2015a).

³⁵ (AGFW, 2016).

31 Prozent Erdgas, 50 Prozent Steinkohle, 14 Prozent Braunkohle und 5 Prozent sonstige Brennstoffe (inklusive Biomasse).³⁶

In Berlin verursacht die Steinkohlenutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung 20 Prozent der Emissionen des Primärenergieverbrauchs, Braunkohle 7 Prozent.³⁷

Gesamter Brennstoffeinsatz 2014:
17.712 GWh

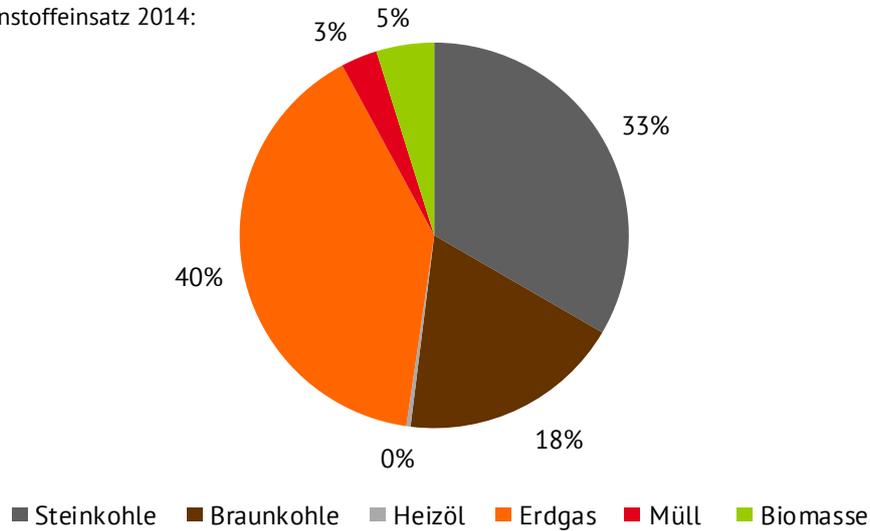


Abbildung 13: Gesamter Brennstoffeinsatz in Heizwerken und Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) in Berlin in 2014, (AGFW, 2016)

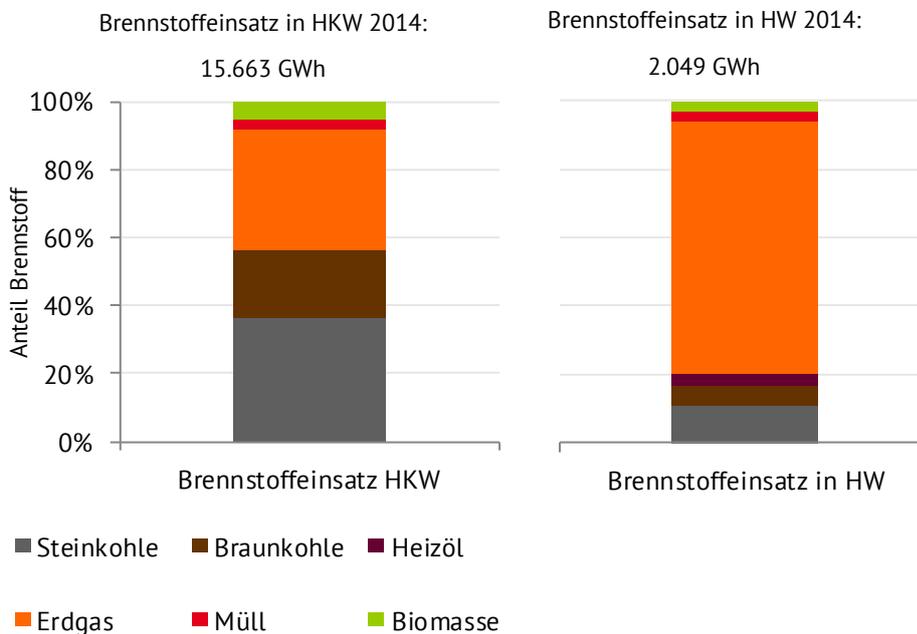


Abbildung 14: Brennstoffeinsatz differenziert in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (HKW, Kraft-Wärme-Kopplung) in Berlin in 2014, (AGFW, 2016)

³⁶ (Vattenfall, 2015a).

³⁷ (Berlin, 2017).

Die Kraftwerke mit über 100 MW installierter Nettoleistung mit KWK in Berlin werden von der Vattenfall Europe Wärme AG betrieben. Dazu kommen noch KWK-Anlagen mit einer installierten Nettoleistung von unter 100 MW, die im Rahmen dieser Studie nicht weiter untersucht wurden. 67 Anlagen sind bekannt, davon 39 mit KWK und 29 ohne KWK. Bei den größeren KWK-Anlagen handelt es sich um diese Kraftwerke:

- Steinkohle
 - Reuter West (Block D und Block E)
 - Reuter (Block C)
- Braunkohle
 - Klingenberg, 2017 bereits auf Energieträger Erdgas umgestellt, Wärmeproduktion 3200 GWh

In Klingenberg wird seit dem 26. Mai 2017 Erdgas eingesetzt. Bis 2019 soll die Hauptlast der Wärmeversorgung des Berliner Ostens von Klingenberg getragen werden. Damit findet der Braunkohleausstieg, den das Land Berlin und Vattenfall in ihrer Klimaschutzvereinbarung getroffen haben, drei Jahre früher als geplant statt. Der Ausstieg aus der Steinkohlenutzung soll bis 2030 stattfinden.³⁸ Dies ist auch Anfang Mai mit der Änderung des Berliner Energiewendegesetzes beschlossen worden.

5.3. FALLBEISPIEL FERNWÄRME HAMBURG

5.3.1. VERBRAUCH

Insgesamt sind in 2014 etwa 4 TWh Fernwärme an Endverbraucher geliefert worden. Über 50 Prozent der Fernwärme in Hamburg wird an Haushalte geliefert (vgl. Abbildung 15). Gewerbe, Handel und Dienstleistungen machten 42 Prozent aus, wobei davon auszugehen ist, dass es sich hier auch zum Großteil um Raumwärme handeln wird.³⁹

Am Fernwärmemarkt Hamburg agieren vier Anbieter: Vattenfall, E.ON Hanse, RWE und Urbana. Vattenfall hält mehr als 80 Prozent Marktanteil.⁴⁰

³⁸ (Land Berlin und Vattenfall, 2009).

³⁹ (Statistisches Amt für Hamburg & Schleswig-Holstein, 2016).

⁴⁰ (Hamburg Institut, 2014).

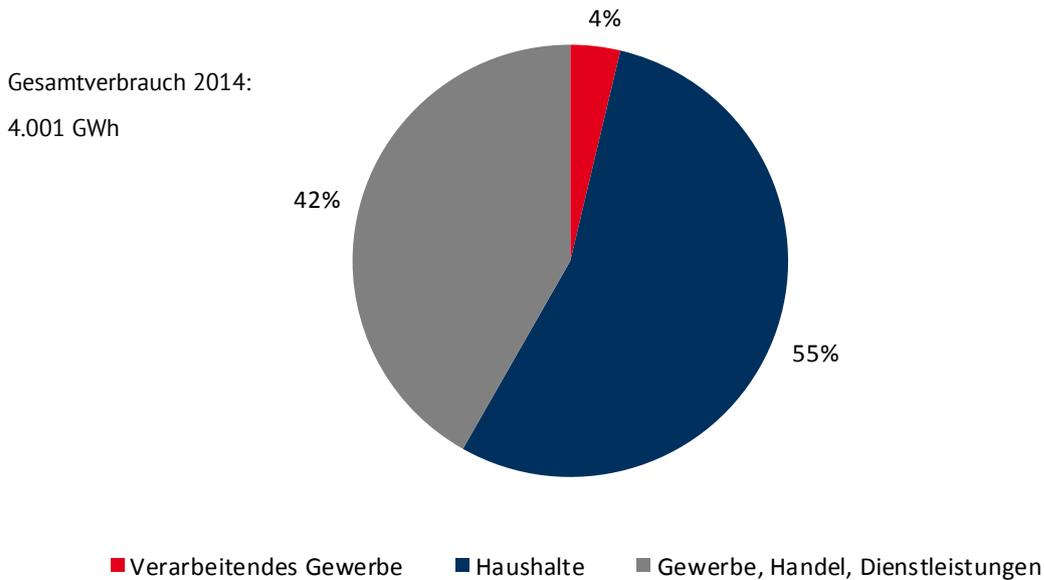


Abbildung 15: Verbrauchsstruktur Fernwärme Hamburg, (Statistisches Amt für Hamburg & Schleswig-Holstein, 2016)

5.3.2. FERNWÄRMENETZ

Das Hamburger Fernwärmenetz⁴¹ wird bisher von der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH betrieben, einem Gemeinschaftsunternehmen der Freien Hansestadt Hamburg und Vattenfall. 2019 soll es nach einem Volksentscheid wieder von der Stadt übernommen werden.⁴²

Der Anteil des Gemeinschaftsunternehmens am Hamburger Wärmemarkt beträgt 17 Prozent. Seit 2017 sind 475.000 Wohneinheiten an das Netz angeschlossen.⁴³

Das Wasser-Fernwärmenetz in Hamburg hat eine Trassenlänge von 888 km (Stand 2014) mit 13.550 Hausübergabestationen (Stand 2014) (AGFW, 2016).⁴⁴

5.3.3. BRENNSTOFFEINSATZ UND KRAFTWERKE

Zum Großteil wird in HKW und HW in Hamburg Steinkohle (64 Prozent) eingesetzt. Braunkohle wird hingegen nicht eingesetzt. Etwa 22 Prozent des Brennstoffeinsatzes sind Erdgas. Erneuerbare Energien machen im Gesamtmix 3 Prozent aus (vgl. Abbildung 16). Insgesamt wurden 2014 7,2 TWh Brennstoff in HW und HWK in Hamburg eingesetzt.⁴⁵

⁴¹ Eine Karte des Fernwärmenetzes ist abrufbar unter: http://www.fernwaerme-gemeinschaft.de/fileadmin/user_upload/pdfs/VWH_Netzkarte_Hamburg_R10X_LowDensity.pdf

⁴² (manager magazin, 2017).

⁴³ (Vattenfall, 2017).

⁴⁴ (AGFW, 2016)

⁴⁵ (AGFW, 2016)

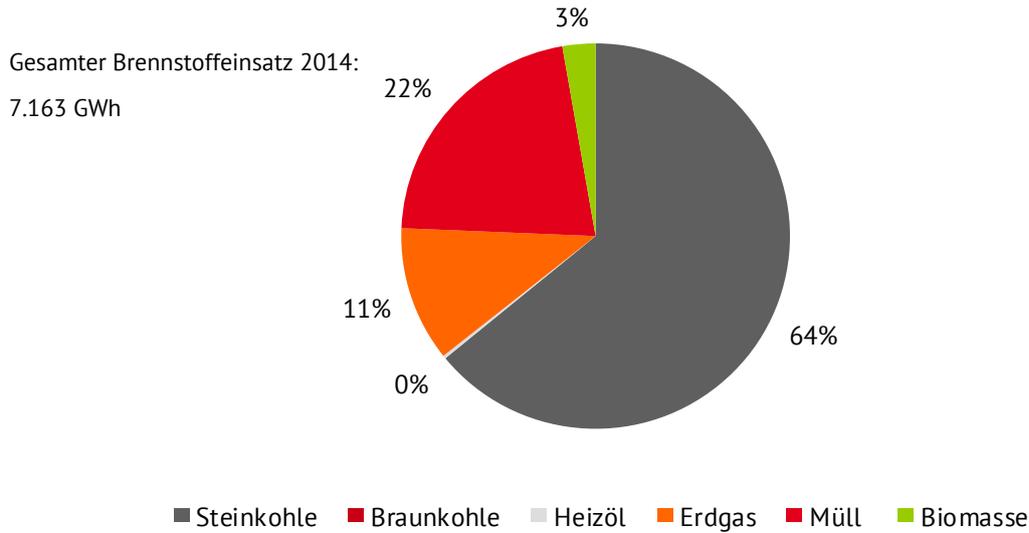


Abbildung 16: Gesamter Brennstoffeinsatz in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung) in Hamburg in 2014, (AGFW, 2016)

Wird der Brennstoffeinsatz nach HKW und HW differenziert, zeigt sich, dass der Steinkohleeinsatz ausschließlich in HKW stattfindet, Erdgas, Müll und Biomasse machen einen geringen Teil von insgesamt 14 Prozent aus. In HW wird zum Großteil Müll als Brennstoff eingesetzt (73 Prozent), zu 24 Prozent wird Erdgas verheizt (vgl. Abbildung 17).

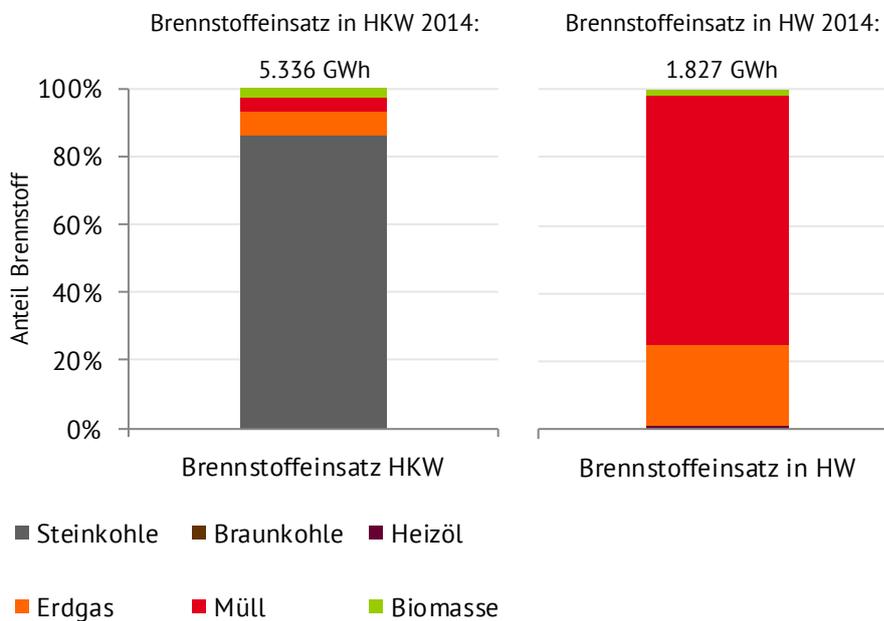


Abbildung 17: Brennstoffeinsatz in Heizwerken (HW) und Heizkraftwerken (HKW) in Hamburg in 2014, (AGFW, 2016)

Der Klimaschutzplan der Stadt sieht vor, die Kohleverbrennung zu beenden und die zentrale Fernwärmeversorgung durch Gasverbrennung auszubauen.⁴⁶ In Hamburg selbst wird ein großes Kohlekraftwerk (installierte Nettokapazität größer 100 MW) mit KWK betrieben, das Steinkohlekraftwerk Tiefstack. Mit einer installierten thermischen Kapazität von 955 MW produziert es fast die Hälfte der Fernwärme in Hamburg.⁴⁷

Darüber hinaus bezieht die Stadt Wärme aus dem Kraftwerk Wedel, das an der Landesgrenze in Schleswig-Holstein steht. Geplant ist, das Kraftwerk bis 2021 weiter in Betrieb zu halten, um dann auf erneuerbare Energien und Abwärmenutzung umzusteigen.⁴⁸ Die wegfallende Wärme soll unter anderem auch durch Wärmepumpen am Klärwerk im Hamburger Hafen, mehr Wärmeauskopplung aus Müllverbrennungsanlagen, die wie oben beschrieben schon heute einen großen Teil der Wärme bereitstellen, Solarthermie, Windstrom, ein Strohkraftwerk für Spitzenlastzeiten und einen unterirdischen Warmwasserspeicher⁴⁹ ersetzt werden.⁵⁰

5.4. LÖSUNGSTRATEGIE KOHLEAUSSTIEG WÄRME

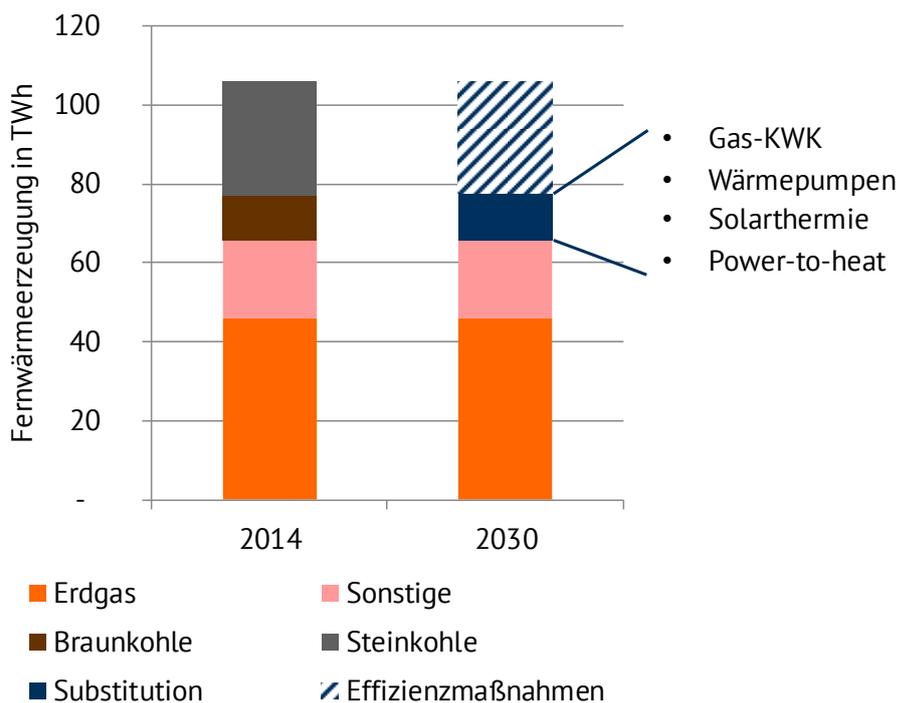


Abbildung 18: Zielsystem 2030 Deutschland

⁴⁶ (Hamburger Senat, 2015).

⁴⁷ Vattenfall.

⁴⁸ (Hamburger Abendblatt, 2017).

⁴⁹ (Zeit online, 2016).

⁵⁰ (manager magazin, 2017).

Die Entwicklung des Wärmebedarfs ist gemäß des nationalen Energieeffizienz-Aktionsplans zunächst von einer Reduktion geprägt. Bei einer Fortschreibung des Ziels, den Wärmebedarf von Gebäuden von 2008 bis 2020 um 20 Prozent zu senken, ergibt sich für den Zeitraum 2014 bis 2030 eine Reduktion um 27 Prozent (1,7 Prozent p.a.⁵¹). Bei einer überschlägigen Ausweitung dieser Effizienzsteigerung auf die gesamte Fernwärmeerzeugung kann die durch den unterstellten Kohleausstieg wegfallende Fernwärmeerzeugung (Anteil 38% in 2014) zu einem signifikanten Anteil über die Fortführung der Pläne zur Steigerung der Energieeffizienz kompensiert werden. Wird die Fernwärmeerzeugung durch Erdgas fortgeschrieben, so verbleiben knapp 12 TWh (11 %), die durch weitere Gas-KWK oder andere Technologien substituiert werden müssten.

Das Ersetzen der Wärme aus Kohle und Braunkohle erfolgt unter Maßgabe einer größtmöglichen Ausweitung der Nutzung erneuerbarer Ressourcen einerseits und einer effizienten Nutzung der gemäß Szenario neu zu installierenden 28,4 GW an Gaskraftwerken andererseits. Selbst bei einem sinkenden Anteil von KWK-Betrieb in Gaskraftwerken können die neu zu installierenden Gaskraftwerke den sinkenden KWK-Anteil der Kohle rechnerisch ausgleichen. Andererseits führt der KWK-Betrieb aus heutiger Sicht zu einer Reduzierung der Flexibilität der Kraftwerke, bei kalter Witterung erzwingt die Wärmenachfrage eine Einspeisung in das Wärmenetz. Daher sollten die dargestellten technischen Alternativen vorwiegend mit Strom- und Wärmespeicher kombiniert werden.

Im Folgenden werden vier technische Alternativen zur Fernwärmeerzeugung qualitativ verglichen. Diese Gegenüberstellung ermöglicht je nach Standort und Anwendungsbereich einen geeigneten Technologiemark zu identifizieren.

Die Vergleichsgrößen sind:

- Energieeffizienz
- CO₂-Bilanz
- Anwendungsbereich (Raum-/Wasserwärme, Prozessdampf / -wärme)
- Kosten (Investition und Einsatz)
- Standortvorteil
- Restriktion
- Sonstiges

Technische Möglichkeiten, wegfallende Fernwärmemengen zu ersetzen, sind⁵²:

⁵¹ Gemäß Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) der Bundesrepublik Deutschland – Reduktion des Wärmebedarfs des Gebäudebestands bis 2020 um 20 % (ggü. 2008)

⁵² (Deutsche Umwelthilfe, 2017).

- Gas-KWK: Der Ersatz der Kohle- durch Gas-KWK kann zur Deckung des Prozesswärmebedarfs bis 500° Celsius beitragen.
- Solarthermie: Objektnahe Nutzung von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärmebedarfs von Haushalten. Allerdings entstehen Restriktionen hinsichtlich der Standorte und der Belastbarkeit der Dachfläche.
- Wärmepumpen, auch in Kombination mit Wärmenetzen: Wärmepumpen können sowohl in Wohngebäuden als auch im Industriebereich (Groß-Wärmepumpen für Temperaturniveaus unter 100° Celsius) eingesetzt werden. Dabei können Jahresarbeitszahlen von 3 bis 5 (aus einer kWh Strom werden 3 bis 5 kWh Wärme) erreicht werden. Die Potenziale von Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmenetzen sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht ausreichend untersucht. Schätzungen gehen davon aus, dass für eine Dekarbonisierung der Netze der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmenetz um das Sieben- bis Zehnfache steigen müsste.
- Power-to-heat: Der Begriff meint im Allgemeinen die direkte Nutzung elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung in Elektrodenkesseln. Die Nutzung ist sowohl zentral über die Einspeisung ins Wärmenetz als auch dezentral möglich.

Tabelle 3: Vergleich der Substitutionsmöglichkeiten

	GAS-KWK	WÄRMEPUMPE	SOLARTHERMIE	POWER-TO-HEAT
Energieeffizienz	+++	+++	+++	0
CO₂-Bilanz	0 (bei synthetischem Gas abh. von CO ₂ -Bilanz der eingesetzten Energie ⁵³)	++ (abh. von CO ₂ -Bilanz der relevanten Stromerzeugung)	+++	+ (abh. von CO ₂ -Bilanz der relevanten Stromerzeugung)
Raum-/Warmwasserwärme	ja	ja	ja	ja
Prozessdampf/wärme	ja	Künftig in Hochtemperaturwärmepumpen	Nein (in Deutschland nicht wirtschaftlich)	ja (bedingt)

⁵³ Bei synthetischem Gas aus einer Power-to-Gas-Anlage: CO₂-Bilanz der relevanten Stromerzeugung, bei Vergasung von biogenen Materialien ist die entsprechende CO₂-Bilanz anzuwenden

Kosten Investition	hoch	Entwicklung bleibt abzuwarten	Entwicklung bleibt abzuwarten	gering
Kosten Einsatz	Gaspreis oder alternative Gaserzeugung ⁵⁴ plus ggf. CO ₂ -Kosten	0 (bei Eigenversorgung) oder Strompreis inkl. Effizienzgrad	0	0 (bei Eigenversorgung) oder Strompreis inkl. Effizienzgrad
Standortvorteil		Hoher Anteil fEE, Abwärmequelle	Sonnenreich, Bebauung	Hoher Anteil fEE
Restriktion			Saisonal (abh. von Wärmespeicher)	
Sonstiges	Wertvolle gesicherte elektrische Leistung, jedoch konventioneller Must-Run wenn wärmegeführt	Einsatz zur Fernwärmeerzeugung und zur direkten Wärmeerzeugung	In Kombination mit Wärmespeichern, Wettbewerb Photovoltaik	Ineffizienter jedoch weniger kostenintensiv als Wärmepumpen, Verwendung für Spitzeneinspeisung

Der Fernwärmemarkt kann beim geplanten Umbau nicht pauschal betrachtet werden, da die räumliche Restriktion durch das jeweils bestehende Fernwärmenetz ein geschlossenes System darstellt und damit individuell betrachtet werden muss. Beispielsweise ist die Vorgehensweise in einem Fernwärmenetz mit vorwiegend oder ausschließlich Gas-KWK eine andere (Optimierungspotenziale der bestehenden Gas-KWK zur Flexibilisierung identifizieren und ggf. umsetzen) als in einem Fernwärmenetz mit einem hohen Anteil an Braun- und/oder Steinkohle-KWK. In einem solchen Falle ist die Planung deutlich umfangreicher.

Tabelle 4 bzw. Abbildung 19 zeigen den Workflow, der bei der Planung der Umgestaltung des Fernwärmemarktes zu beachten ist. Dieser ermöglicht die Dringlichkeit (hoher Anteil vs. geringer bis kein Anteil Stein- und/oder Braunkohle in Fernwärmeerzeugung) und die möglichen Maßnahmen (Infrastruktur und Erzeugungstechnologie) individuell abzuschätzen.

Tabelle 4: Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes

SCHRITT PROZESS

ERGEBNIS

⁵⁴ Synthetisches Gas aus einer Power-to-Gas-Anlage oder Vergasung von biogenen Materialien

1	Identifikation Anteil Wärmeerzeugung aus Stein- und Braunkohle	Dringlichkeit und Ausmaß des Umbaus
2	Identifikation der Mindestlast zum Erhalt des Wärmenetzes	Dringlichkeit und Ausmaß des Umbaus Entscheidung über Erhalt des Wärmenetzes
3	Berechnung der Reduktion des Wärmebedarfs durch Effizienzsteigerung	Dringlichkeit und Ausmaß des Umbaus Entscheidung über Erhalt des Wärmenetzes
4	Identifikation der Anwendungsbereiche von der zu substituierender Fernwärme	Identifikation der verfügbaren technischen Alternativen
5	Identifikation der Standortfaktoren	Identifikation der verfügbaren technischen Alternativen

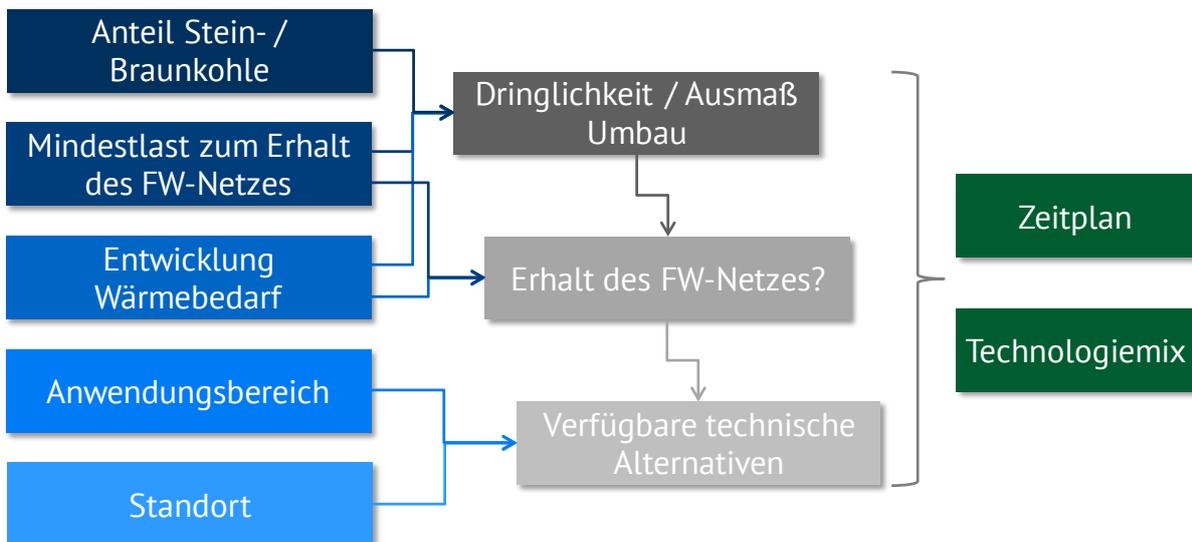


Abbildung 19: Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes

Anwendung Workflow: Umgestaltung des Fernwärmesystems für Berlin

Für den Standort Berlin wird der Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes (siehe Abbildung 19 bzw. Tabelle 4) angewandt um die Dringlichkeit und mögliche Maßnahmen abzuleiten.

Schritt 1: Der Fernwärmemarkt Berlin ist bereits durch einen hohen Anteil an Erdgas zur Wärmeerzeugung geprägt. Durch den Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Erdgas im Kraftwerk

Klingenberg steigt dieser Anteil zusätzlich an. Unter Berücksichtigung der Reduktion des Fernwärmebedarfs (durch Effizienzmaßnahme, siehe ⁵¹) kann bis 2030 bereits ein signifikanter Anteil der durch Steinkohle erzeugten Fernwärme kompensiert werden. Zu substituieren sind damit noch weitere ~6 Prozent des heutigen Fernwärmebedarfs.

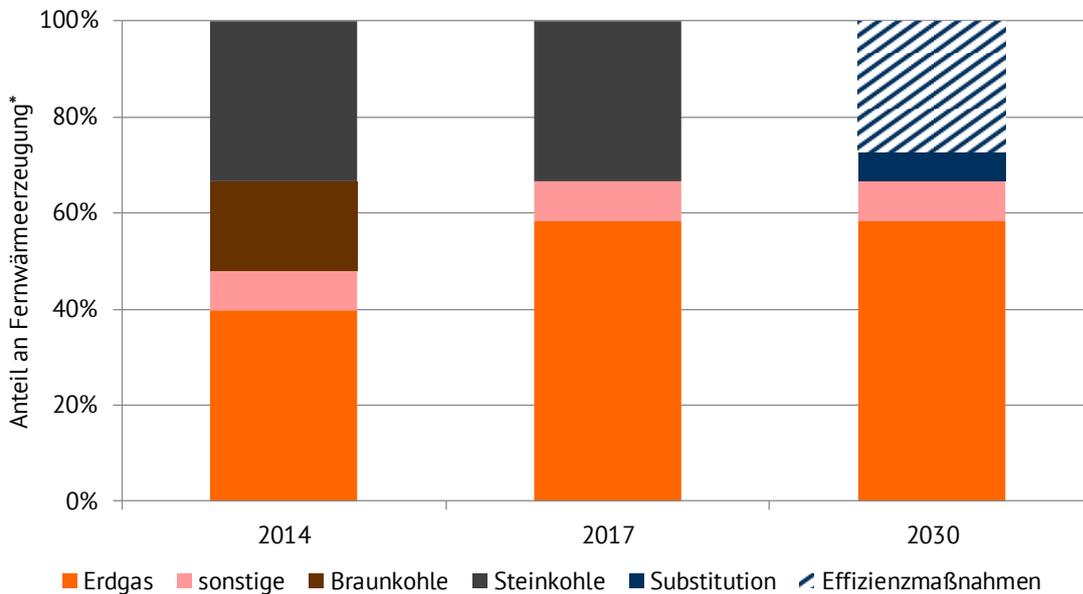


Abbildung 20: Zielsystem 2030 Berlin (* Ableitung der Fernwärmeerzeugung aus Brennstoffeinsatz und Fernwärmebedarf gesamt)

Schritt 2: keine öffentlich verfügbare Information

Schritt 3: unterstellt wird eine Reduktion des (Fern-)Wärmebedarfs von 27%⁵¹

Schritt 4: Der Fernwärmemarkt Berlin ist durch einen sehr hohen Anteil an Raum- und Warmwasserverbrauch von Haushalten geprägt, wodurch alle vorgestellten Technologien einsetzbar wären.

Schritt 5: Am Standort Berlin ist der Ausbau erneuerbarer Energie durch den Gebäudebestand begrenzt. Die Nutzung der Dach- und Fassadenfläche für Photovoltaik (Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen) bzw. Solarthermie ist begrenzt möglich.

Fazit: Eine einfache Betrachtung des Standorts Berlin zeigt, dass unter Voraussetzung der unterstellten Effizienzmaßnahmen und der damit verbundenen Reduktion des Wärmebedarfs keine signifikanten Substitutionsmaßnahmen notwendig sein müssten. Der Einsatz von Wärmepumpen sowohl als Teil der Fernwärmeerzeugung als auch zur direkten Wärmeerzeugung in vom Fernwärmenetz entkoppelten Gebäudeeinheiten in Kombination mit Wärme- und/oder Stromspeichern könnte den Gas-KWK-Bestand ergänzen.

Anwendung Workflow: Umgestaltung des Fernwärmesystems für Hamburg

Für den Standort Hamburg wird der Workflow zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes (siehe Abbildung 19 bzw. Tabelle 4) angewandt um die Dringlichkeit und mögliche Maßnahmen abzuleiten.

Schritt 1: Der Fernwärmemarkt Hamburg ist durch einen hohen Anteil an Steinkohle zur Fernwärmeerzeugung geprägt. Unter Berücksichtigung der Reduktion des Fernwärmebedarfs (durch Effizienzmaßnahme, siehe ⁵¹) kann bis 2030 bereits ein Teil der durch Steinkohle erzeugten Fernwärme kompensiert werden. Zu substituieren sind damit noch weitere ~37 Prozent des heutigen Fernwärmebedarfs. Gemäß der im Rahmen dieser Studie vorgeschlagenen Abschaltliste werden die Kohlekraftwerksblöcke Moorburg (derzeit keine Einspeisung ins Fernwärmenetz) erst 2028/2029 vom Netz genommen. Das KWK-Kraftwerk Tiefstack würde gemäß der Abschaltliste 2022 vom Netz genommen. Die KWK-Kohleverstromung am Kraftwerksstandort Wedel würde gemäß Abschaltliste 2020 beendet.

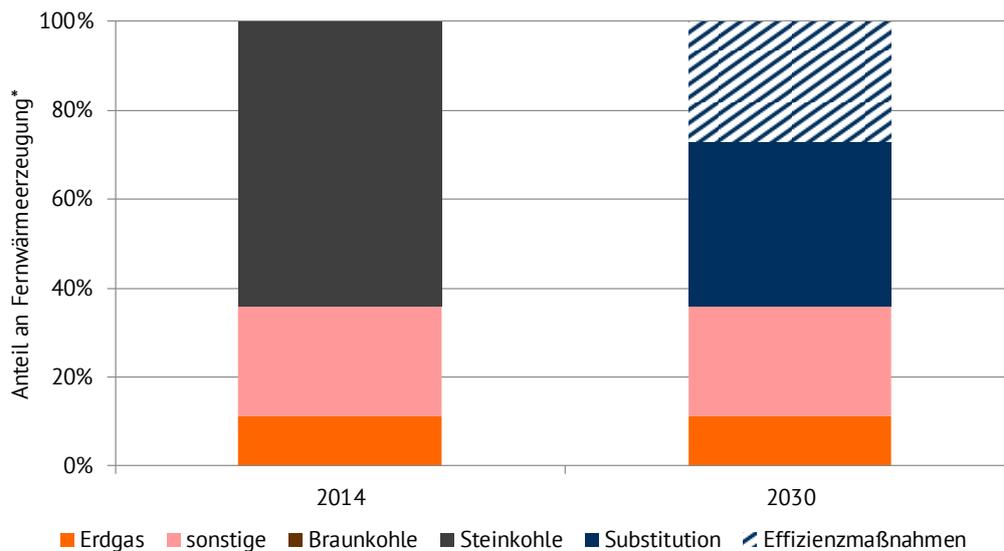


Abbildung 21: Zielsystem 2030 Hamburg (* Ableitung der Fernwärmeerzeugung aus Brennstoffeinsatz und Fernwärmebedarf gesamt)

Schritt 2: keine öffentlich verfügbare Information

Schritt 3: unterstellt wird eine Reduktion des (Fern-)Wärmebedarfs von 27%⁵¹

Schritt 4: Der Fernwärmemarkt Hamburg ist durch einen sehr hohen Anteil an Raum- und Warmwasserverbrauch von Haushalten und GHD geprägt, wodurch alle vorgestellten Technologien einsetzbar wären.

Schritt 5: Am Standort Hamburg ist der Ausbau der erneuerbaren Energien durch den Gebäudebestand begrenzt. Die Nutzung der Dach- und Fassadenfläche für PV (Wärmeerzeugung durch

Wärmepumpen) bzw. Solarthermie wäre möglich. Die Winderzeugung an Land und auf See findet in räumlicher Nähe statt, gegenwärtig werden in Schleswig Holstein und im nördlichen Niedersachsen Windanlagen häufig netzbedingt abgeregelt, so dass eine Nutzung sinnvoll wäre. Am Kraftwerksstandort Wedel ist zudem der Neubau eines Gaskraftwerks mit Wärmeauskopplung im Gespräch.

Fazit: Eine einfache Betrachtung des Standorts Hamburg zeigt, dass unter Voraussetzung der unterstellten Effizienzmaßnahmen und damit verbundenen Reduktion des Wärmebedarfs durchaus Substitutionsmaßnahmen notwendig sein werden. Der Einsatz von Wärmepumpen sowohl als Teil der Fernwärmeerzeugung als auch zur direkten Wärmeerzeugung in vom Fernwärmenetz entkoppelten Gebäudeeinheiten in Kombination mit Wärme- und/oder Stromspeichern könnte den KWK-Bestand (vorwiegend Müll) ergänzen. Power-to-heat-Anlagen könnten als kosteneffiziente Lösung für (Wärme-)Spitzenlasten und Prozessdampf eingesetzt werden, insbesondere auch unter Nutzung von Netzengpassmengen in Kombination von Wärmespeichern.

6. FAZIT

Diese Studie zeigt mit dem unterstellten Kohleausstiegspfad und einem Anteil von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (inklusive Elektromobilität) bis 2030 ein ambitioniertes, jedoch realisierbares Energieszenario. Der Kohleausstieg entfaltet eine sofortige Reduktionswirkung und ist damit eine Einzelmaßnahme, die das Erreichen des 40%-Reduktionsziels für das Jahr 2020 gewährleistet. Die im Klimaschutzplan unterstellten CO₂-Reduktionsziele von 61 %-62 % bis 2030 (ggü. 1990) können in dem unterstellten Szenario sogar vorzeitig (in 2025) erreicht werden. Auch führt der modellierte Abschaltplan für Kohlekraftwerke zu einem klimaverträglichen Reduktionspfad, der im Einklang mit den Zusagen des Klimaübereinkommens von Paris steht.

Dazu werden nach einer vorgeschlagenen Stilllegungsliste bereits innerhalb der aktuellen Dekade 17,8 GW der 46,6 GW Stein- und Braunkohleleistung stillgelegt. Bis 2029 werden die übrigen Stein- und Braunkohlekraftwerke schrittweise vom Netz genommen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erfolgt ein Zubau von 28,9 GW an Gaskraftwerken und 2,3 GW Biomasseanlagen. Zur Erreichung des 80-Prozent-Ziels (Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch) erhöht sich die installierte Leistung von Wind auf 165 GW, von Solar auf fast 200 GW.

Die vom Kohleausstieg betroffene Fernwärmeerzeugung kann durch die im nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan unterstellte Reduktion des Wärmebedarfs von umgerechnet 1,7% p.a. bei einer Ausweitung bis 2030 zu einem signifikanten Anteil kompensiert werden. Zur Deckung des verbleibenden Fernwärmebedarfs stehen je nach Standort und Anwendungsbereich technische Alternativen zur Verfügung (untersucht wurden Gas-KWK, Wärmepumpen, Solarthermie und Power-to-Heat). Eine vollständige Kompensation über die neuen Gas-KWK ist prinzipiell möglich, wenngleich unter Berücksichtigung der konventionellen Mindesterzeugung durch KWK nicht per se sinnvoll.

Die dargestellten Schritte im Planungsprozess zur Umgestaltung des Fernwärmemarktes ermöglichen die Dringlichkeit (hoher Anteil versus geringer bis kein Anteil Stein- und/oder Braunkohle in Fernwärmeerzeugung) und die möglichen Maßnahmen (bezogen auf Infrastruktur und Erzeugungstechnologie) individuell abzuschätzen, in einer Anwendung dieses Verfahren auf Wärmenetze in Berlin und Hamburg zeigen letztere einen etwas größeren Handlungsbedarf bei ausreichenden technologischen Optionen.

LITERATURVERZEICHNIS

AGFW, 2016. *AGFW-Hauptbericht 2015*. [Online]

Verfügbar unter:

https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/zahlen_und_statistiken/Version_1_HB2015_WEB.pdf&t=1496235539&hash=5c063f46b7f243f7676b4ab9ff19442f7160a7ab

[Zugriff am Mai 2017].

Agora Energiewende, 2017. *Die deutsche Braunkohlewirtschaft*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/die-deutsche-braunkohlenwirtschaft/News/detail/>

[Zugriff am 05 06 2017].

Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, Mai 2017. *Statistischer Bericht: Energie- und CO2-Bilanz in Berlin 2014*, Berlin: s.n.

Berlin, A., 2017. *Gesetzt zur Änderung des Berliner Energiewendegesetzes (EWG Bln)*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.parlament-berlin.de/ad0s/18/IIIPlen/vorgang/d18-0329.pdf>

[Zugriff am Mai 2017].

Beschluss Bundeskabinett, 2016. *Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. [Online]

Verfügbar unter: www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/

[Zugriff am 15 12 2016].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016. *Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/monitoring-prozess.html>

[Zugriff am 13 06 2017].

Deutsche Umwelthilfe, 2017. *Sektorenkopplung - Klimaschutz mit Strom für Wärme und Verkehr*. [Online]

Verfügbar unter:

http://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/17011_0_Hintergrundpapier_Sektorenkopplung_web.pdf

[Zugriff am Juni 2017].

- Elia, 2015. *Plan de Développement fédéral du réseau de transport*. [Online]
Verfügbar unter: <http://www.elia.be/fr/grid-data/grid-development/plans-d-investissements/federal-development-plan-2015-2025>
[Zugriff am 13 12 2016].
- Energy Brainpool, 2015. *Auswirkung eines partiellen Kohleausstiegs*. [Online]
Verfügbar unter: http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2015-05-06_Kohleausstieg_Greenpeace_EnergyBrainpool.pdf
[Zugriff am 06 06 2017].
- ENTSO-E, 2014. *10-Year Network Development Plan*. [Online]
Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Pages/default.aspx>
[Zugriff am 13 12 2016].
- Europäische Kommission, 2016. *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2016*. [Online]
Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/reference-scenario-energy>
[Zugriff am 13 12 2016].
- Hamburg Institut, 2014. *Die Hamburger Fernwärme - braucht die Stadt eine neue Heizung?*. [Online]
Verfügbar unter: http://umweltfairaendern.de/wp-content/uploads/2014/06/Sandrock_20140620_Klimaschutz_Metropole.pdf
[Zugriff am Mai 2017].
- Hamburger Abendblatt, 2017. *Ersatz für Wedeler Kraftwerk kommt Hamburg teuer zu stehen*. [Online]
Verfügbar unter: <http://www.abendblatt.de/hamburg/article209351761/Ersatz-fuer-Wedeler-Kraftwerk-kommt-Hamburg-teuer-zu-stehen.html>
[Zugriff am Mai 2017].
- Hamburger Senat, 2015. *Hamburger Klimaplan*. [Online]
Verfügbar unter:
<http://www.hamburg.de/contentblob/4658414/370c9407227173a4c9a27a4b4619f598/data/d-21-2521-hamburger-klimaplan.pdf>
[Zugriff am Mai 2017].
- Henning, H.-M. & Palzer, A., 2013. *Fraunhofer ISE*. [Online].

Hermann, H. et al., 2017. *Klimaschutz im Stromsektor 2030 – Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-im-stromsektor-2030-vergleich-von>

[Zugriff am 20 04 2017].

International Energy Agency, 2016. *World Energy Outlook*, Paris: IEA Publications.

International Panel for Climate Change, 2015. *Climate Change 2014 - Synthesis Report*. [Online]

Verfügbar unter: http://ar5-syr.ipcc.ch/ipcc/ipcc/resources/pdf/IPCC_SynthesisReport.pdf

[Zugriff am 15 06 2017].

Land Berlin und Vattenfall, 2009. *Klimaschutzvereinbarung zwischen dem Land Berlin und Vattenfall*. [Online]

Verfügbar unter:

http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/klimaschutz/aktiv/vereinbarung/download/vattenfall-ks_senguv.pdf

[Zugriff am Mai 2017].

manager magazin, 2017. *Radikale Energiewende - Hamburg zapft Firmen an*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/energie/fernwaerme-hamburg-krempelt-energiesystem-um-a-1133363.html>

[Zugriff am Mai 2017].

National Grid, 2015. *Future Energy Scenarios*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/>

[Zugriff am 13 12 2016].

NewClimate Institute, 2016. *Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?*. [Online]

Verfügbar unter:

http://www.greenpeace.de/files/publications/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu.pdf

[Zugriff am 15 06 2017].

Prognos, 2014. *Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019*. [Online]

Verfügbar unter:

https://www.netztransparenz.de/de/file/Letztverbrauch_2019_fuer_UeNB_Veroeffentlichung_141

105.pdf

[Zugriff am 24 April 2015].

Réseau de transport d'électricité, 2015. *Generation Adequacy Report*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.rte-france.com/en/article/forecast-assessment-electricity-supply-demand-balance>

[Zugriff am 13 12 2016].

Statistisches Amt für Hamburg & Schleswig-Holstein, 2016. *Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Hamburg 2014*, Hamburg: s.n.

Umweltbundesamt, 2017. *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2016*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-3>

[Zugriff am 12 06 2017].

Vattenfall, 2015a. *Fernwärme für Berlin*. [Online]

Verfügbar unter: https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/presse/2015-04-30_faktenblatt_fernwarme_fur_berlin_-2015.pdf

Vattenfall, 2015b. *Klimaschutzvereinbarung zwischen dem Land Berlin und Vattenfall: Zwischenbericht 2014*. [Online]

Verfügbar unter:

http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/klimaschutz/aktiv/vereinbarung/download/klimschv_zwischenbericht_vattenfall2014.pdf

[Zugriff am Mai 2017].

Vattenfall, 2017. *Vattenfall feiert 472.000sten Fernwärmeanschluss*. [Online]

Verfügbar unter: <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2017/vattenfall-feiert-475.000sten-fernwarmeanschluss/>

[Zugriff am Mai 2017].

World Resources Institute, 2016. *Understanding the IPCC Reports*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.wri.org/ipcc-infographics>

[Zugriff am 06 05 2017].

Zeit online, 2016. *Heiße Sache*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.zeit.de/2016/50/waermespeicher-hamburg-waermeenergie->

[sommer-winter/komplettansicht](#)

[Zugriff am Mai 2017].

ANHANG**ABSCHALTLISTE**

NAME DES KRAFTWERKS/BLOCKS	INSTALLIERTE LEIS- TUNG (NETTO, EL.)	HAUPT- BRENNSTOFF	ANGENOM- MENE AB- SCHALTUNG
KRAFTWERK 2 MARL BLOCK 3 CHP	60	Steinkohle	2017
HKW HERNE BLOCK 3 CHP	280	Steinkohle	2017
FRIMMERSDORF P CHP	284	Braunkohle	2017
KW HAFEN 5 CHP	145	Steinkohle	2017
KW WEST VOERDE 1	322	Steinkohle	2017
FRIMMERSDORF Q	278	Braunkohle	2017
KW WEST VOERDE 2	318	Steinkohle	2017
KRAFTWERK WERDOHL-ELVERLINGSEN E4	310	Steinkohle	2017
VOERDE BLOCK A	695	Steinkohle	2017
GERSTEINWERK K1 K2 GT	719	Steinkohle	2017
HKW DUISBURG-HOCHFELD ZAWSF 1	95	Steinkohle	2017
VOERDE BLOCK B	695	Steinkohle	2017
HKW ELBERFELD BLOCK 3	85	Steinkohle	2017
HKW SACHTLEBEN DUISBURG	27	Braunkohle	2017
KRAFTWERK 1 MARL DAMPFWIRTSCHAFT CHP	134	Steinkohle	2018
KREFELD-UERDINGEN L 57	26	Steinkohle	2018
G-KRAFTWERK LEVERKUSEN CHP 1	103	Steinkohle	2018
KRAFTWERK ENSDORF BLOCK 1 CHP	106	Steinkohle	2018
HEIZKRAFTWERK SAPPI STOCKSTADT 1 CHP	25	Steinkohle	2018
NIEDERAUSSEM E	295	Braunkohle	2018
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 4 CHP	55	Steinkohle	2018
NIEDERAUSSEM F	299	Braunkohle	2018
WEIHER 3 CHP	655	Steinkohle	2018
HEIZKRAFTWERK MAGIRUSSTRASSE ULM 1 CHP	20	Steinkohle	2018
BEXBACH BEX 1	721	Steinkohle	2018
HKW FLENSBURG BLOCK 9 CHP	33	Steinkohle	2018
HKW FLENSBURG BLOCK 10 CHP	29	Steinkohle	2018
JÄNSCHWALDE F	465	Braunkohle	2018
HEIZKRAFTWERK PFORZHEIM WIRBEL- SCHICHTBLOCK 2 CHP	26	Steinkohle	2018
HKW FLENSBURG BLOCK 11 CHP	27	Steinkohle	2018
KRAFTWERK DESSAU 1 CHP	49	Braunkohle	2018
NIEDERAUSSEM C	294	Braunkohle	2019
WEISWEILER F	304	Braunkohle	2019
SCHOLVEN B CHP	345	Steinkohle	2019
NIEDERAUSSEM D	297	Braunkohle	2019
SCHOLVEN C CHP	345	Steinkohle	2019
KRAFTWERK FARGE 1	350	Steinkohle	2019
KREFELD-UERDINGEN N 230	110	Steinkohle	2019

KRAFTWERK ENSDORF BLOCK 3	283	Steinkohle	2019
NEURATH C	292	Braunkohle	2019
INDUSTRIEKRAFTWERK SOLVAY RHEINBERG GT 1	79	Steinkohle	2019
GRUBENHEIZKRAFTWERK ROMANTA 1 CHP	49	Braunkohle	2019
RESTMÜLL-HEIZKRAFTWERK STUTTGART- MÜNSTER MÜN DT12 CHP	45	Steinkohle	2019
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 5 CHP	60	Steinkohle	2019
HKW MITTE BRAUNSCHWEIG CHP BLOCK 1	43	Steinkohle	2019
RESTMÜLL-HEIZKRAFTWERK STUTTGART- MÜNSTER MÜN DT15 CHP	45	Steinkohle	2019
FKW BUER 1	70	Steinkohle	2019
HKW WEST WOLFSBURG 2 CHP	138	Steinkohle	2019
JÄNSCHWALDE E	465	Braunkohle	2019
HEIZKRAFTWERK RÖMERBRÜCKE KOHLEAN- LAGE 1 CHP	50	Steinkohle	2019
FERNWÄRMEKRAFTWERK KASSEL 1 CHP	33	Braunkohle	2019
HKW NORD II CHEMNITZ BLOCK B CHP	56	Braunkohle	2019
HKW WEST FRANKFURT AM MAIN BLOCK 2 CHP	61	Steinkohle	2019
HKW WEST FRANKFURT AM MAIN BLOCK 3 CHP	61	Steinkohle	2019
HKW INDUSTRIEPARK HÖCHST BLOCK B CHP	66	Steinkohle	2019
KW HASTEDT BLOCK 15 CHP	119	Steinkohle	2019
HEIZKRAFTWERK OFFENBACH 1 CHP	54	Steinkohle	2019
MOABIT A CHP	89	Steinkohle	2019
HKW NORD II CHEMNITZ BLOCK C CHP	90	Braunkohle	2019
VILLE BERRENRATH CHP 1	52	Braunkohle	2019
KW DEUBEN INDUSTRIEKRAFTWERK CHP	67	Braunkohle	2019
KW WÄHLITZ INDUSTRIEKRAFTWERK 1 CHP	31	Braunkohle	2019
HKW FFO FRANKFURT ODER BLOCK 1 CCGT	45	Braunkohle	2019
HKW NORD WOLFSBURG GENERATOR A CHP	61	Steinkohle	2019
HKW NORD WOLFSBURG GENERATOR B CHP	61	Steinkohle	2019
P&L WERK KÖNNERN KESSEL 1 UND 2 CHP	20	Braunkohle	2019
P&L WERK JÜLICH KESSEL 5 CHP	25	Braunkohle	2019
HEIZKRAFTWERK STUTTGART-GAISBURG GAI DT 14 NEU CHP	23	Steinkohle	2019
KRAFTWERK DESSAU 1 CHP	24	Braunkohle	2019
WEISWEILER E	312	Braunkohle	2020
REUTER C CHP	124	Steinkohle	2020
NEURATH B	288	Braunkohle	2020
NEURATH A	277	Braunkohle	2020
WEISWEILER G CHP	590	Braunkohle	2020
WEISWEILER H CHP	592	Braunkohle	2020
NEURATH D CHP	607	Braunkohle	2020
NEURATH E CHP	604	Braunkohle	2020
MODELLKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE MKV 1 CHP	179	Steinkohle	2020
GKH HANNOVER-STÖCKEN BLOCK 1 CHP	130	Steinkohle	2020

GKH HANNOVER-STÖCKEN BLOCK 2 CHP	130	Steinkohle	2020
WEDEL 2 CHP	123	Steinkohle	2020
WEDEL 1 CHP	137	Steinkohle	2020
HKW COTTBUS 1 CHP	74	Braunkohle	2020
HKW MERKENICH BLOCK 6 CHP	75	Braunkohle	2021
JÄNSCHWALDE C	465	Braunkohle	2022
JÄNSCHWALDE D	465	Braunkohle	2022
HEIZKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE HKV 1 CHP	211	Steinkohle	2022
TIEFSTACK 1 CHP	194	Steinkohle	2022
BOXBERG N	465	Braunkohle	2023
BOXBERG P	465	Braunkohle	2023
JÄNSCHWALDE A	465	Braunkohle	2023
JÄNSCHWALDE B	465	Braunkohle	2023
GKM BLOCK 7 CHP	425	Steinkohle	2023
BUSCHHAUS D	352	Braunkohle	2023
REUTER WEST D CHP	282	Steinkohle	2023
REUTER WEST E CHP	282	Steinkohle	2023
KW LÜNEN BLOCK 7 CHP	324	Steinkohle	2023
WILHELMSHAVEN 1	757	Steinkohle	2024
KWM MEHRUM BLOCK 3	690	Steinkohle	2024
HEIZKRAFTWERK ALTBACH/DEIZISAU 1 CHP	433	Steinkohle	2024
RHEINHAFEN-DAMPFKRAFTWERK RDK 7 CHP	505	Steinkohle	2024
KRAFTWERK ZOLLING BLOCK 5 CHP	468	Steinkohle	2024
HKW WALSUM 9 CHP	370	Steinkohle	2024
HKW HERNE BLOCK 4 CHP	449	Steinkohle	2024
HKW NORD MÜNCHEN 2 CHP	333	Steinkohle	2024
HEIZKRAFTWERK ALTBACH/DEIZISAU 2 CHP	336	Steinkohle	2024
BERGKAMEN CHP BKA A	717	Steinkohle	2025
HEIZKRAFTWERK HEILBRONN HBL 7 CHP	778	Steinkohle	2025
NIEDERAUSSEM H	648	Braunkohle	2025
NIEDERAUSSEM G CHP	653	Braunkohle	2025
STAUDINGER 5 CHP	510	Steinkohle	2025
GKM BLOCK 8 CHP	435	Steinkohle	2025
KNG KRAFTWERK ROSTOCK 1 CHP	508	Steinkohle	2025
SCHKOPAU II A CHP	450	Braunkohle	2025
SCHKOPAU II B CHP	450	Braunkohle	2025
GKM BLOCK 6 CHP	255	Steinkohle	2025
IBBENBÜREN B1 CHP	794	Steinkohle	2026
HEYDEN 4	875	Steinkohle	2026
SCHWARZE PUMPE A	750	Braunkohle	2026
SCHWARZE PUMPE B	750	Braunkohle	2026
KW HAFEN 6 CHP	330	Steinkohle	2026
BRAUNKOHLKRAFTWERK LIPPENDORF LIP S CHP	875	Braunkohle	2027
BOXBERG Q	857	Braunkohle	2027
LIPPENDORF R	875	Braunkohle	2027
NIEDERAUSSEM K	944	Braunkohle	2027

NEURATH F BOA 2	1050	Braunkohle	2028
NEURATH G BOA 3	1050	Braunkohle	2028
BOXBERG R	640	Braunkohle	2028
MOORBURG B CHP	760	Steinkohle	2028
HKW WALSUM 10	725	Steinkohle	2029
TRIANEL KOHLEKRAFTWERK LÜNEN	746	Steinkohle	2029
WILHELMSHAVEN ENGIE 1	731	Steinkohle	2029
WESTFALEN E	765	Steinkohle	2029
RHEINHAFEN-DAMPFKRAFTWERK RDK 8	842	Steinkohle	2029
GKM BLOCK 9	843	Steinkohle	2029
MOORBURG A CHP	760	Steinkohle	2029

MODELLBESCHREIBUNG

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt.

Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung von Strompreisentwicklungen. Die Basis bildet eine simulierte Merit-Order-Kurve, anhand derer die Großhandelsstrompreise für die einzelnen europäischen Länder stundenscharf berechnet werden. Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das am teuersten produzierende Kraftwerk, welches zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromproduktion von Erzeugungsanlagen, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind damit die Haupteinflussfaktoren auf die Strompreise. Im Power2Sim wird dabei nach konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als Merit-Order in die Berechnung eingehen, wird die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom wird von der Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss folglich von konventionellen Kraftwerken produziert werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind dabei stets historische Erzeugungsdaten, um die vorhandene Erzeugungssystematik möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist im Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Effizienz, Verfügbarkeit etc., aus denen ein Merit-Order-Gebotspreis abgeleitet wird, hinterlegt.

Im Lastmodell wird auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend die Stromnachfrage für jedes einzelne Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die grenzüberschreitenden Stromflüsse iterativ berechnen. Durch Einbeziehung grenzüberschreitender Lastflüsse in das System können die Strompreise im zusammenhängenden europäischen Stromübertragungsnetz so wesentlich genauer ermittelt werden. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder

bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind. Die Strompreisbildung auf dem europäischen Energiemarkt wird folglich von zahlreichen Faktoren beeinflusst, welche bei der Entwicklung von Strompreisszenarien zu berücksichtigen sind. Diese Faktoren werden im Power2Sim anhand der bereits erwähnten Untermodelle eingebracht. Abbildung 27 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

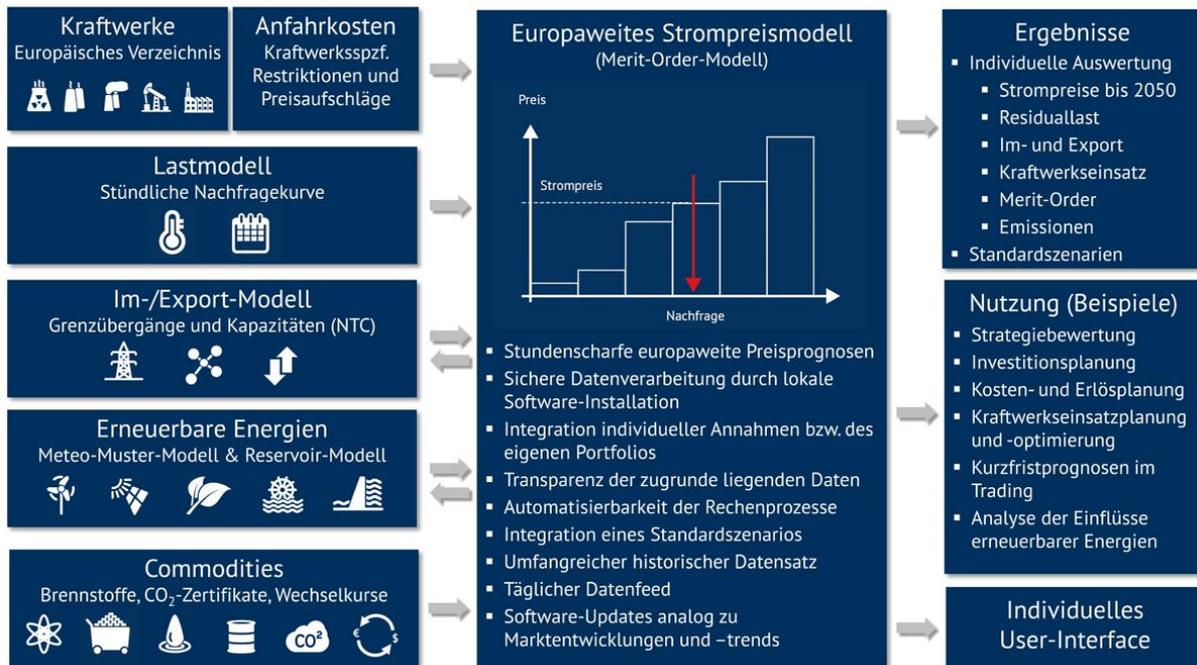


Abbildung 22: Funktionsschema Power2Sim

Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

ALLGEMEINE SZENARIOPRÄMISSEN

Das Energy Brainpool Standard-Szenario, welches den Ausgangspunkt der Untersuchungen bildet, wurde auf Basis zweier Studien erstellt:

- Rohstoffpreisentwicklungen beruhen auf (International Energy Agency, 2016) und
- Annahmen zum europäischen Stromsystem beruhen auf (Europäische Kommission, 2016) (im Folgenden „EU Energy Trends“)

- Spezifische Szenarioannahmen: Europäischer Netzausbau: (ENTSO-E, 2014), Nationale Entwicklungspfade: (Elia, 2015), (National Grid, 2015), (Réseau de transport d'électricité, 2015)

Der World Energy Outlook (WEO) ist eine jährlich erscheinende Trendprognose bis 2040 für den Weltenergiemarkt, publiziert von der Internationalen Energieagentur (IEA). Die verschiedenen Szenarien ermöglichen die Analyse zukünftiger Trends bei unterschiedlichen Preisentwicklungen der untersuchten Energieträger. Für die vorliegende Untersuchung werden die Entwicklungstrends des „450 ppm“-Szenarios verwendet, welches im WEO als Basisszenario eingesetzt wird. Es geht von einer Umsetzung der bisher veröffentlichten nationalen Pläne und Realisierung der (Selbst-) Verpflichtungen der Länder aus. Die Preisentwicklungen für die folgenden Energieträger wurden für die Erstellung des Standard-Szenarios dem WEO entnommen:

- Erdgas
- Steinkohle
- Rohöl
- CO₂-Zertifikate des EU ETS

Die Studie „EU Energy Trends“ wurde im Auftrag der Europäischen Kommission erstellt und präsentiert einen konsistenten Datensatz über die energiespezifische Entwicklung der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Jedes Land der EU 28 hat im „Reference Scenario“ einen auf das Land und auf die Europäische Union abgestimmten Trendpfad bis 2050 unter Berücksichtigung der spezifischen Ausgangsbedingungen und nationalen Pläne. Das Ergebnis ist ein konsistentes Szenario, welches einen Entwicklungspfad für alle diese Länder aufzeigt.

Die Trends beinhalten:

- Installierte Kapazitäten für Kern-, Kohle-, Erdgas-, Öl- sowie Wind- und Solarkraftwerke
- Stromnachfrage, Netzverluste und Eigenverbräuche
- Stromerzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energiequellen
- Emissionen der nicht stromerzeugenden Sektoren

Da für die Modellierung von Strompreisen die Entwicklung der Im- und Exportsituation des betrachteten Landes von entscheidender Bedeutung ist, stellt die Situation an den Strommärkten der Nachbarländer einen großen Einflussfaktor auf die inländischen Strompreise dar und muss entsprechend berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist die beschriebene Konsistenz der europäischen Entwicklungen eine wichtige Voraussetzung. Dies gilt vor allem auch für Deutsch-

land, welches einen regen Stromaustausch mit seinen Nachbarländern pflegt. Bei einer Zunahme der Erzeugung aus erneuerbaren Energien kann zudem davon ausgegangen werden, dass sich der Stromaustausch intensivieren wird.

Für das Energy Brainpool Standardszenario wird das „Reference Scenario“ der „EU Energy Trends“ verwendet. Dieses gibt für Deutschland im betrachteten Zeitraum eine zunächst leicht rückläufige, dann ansteigende Stromnachfrage sowie eine rückläufige Erzeugung aus konventionellen Kraftwerkstechnologien vor.

ANNAHMEN ZUR BERECHNUNG DER EEG-UMLAGE

Die Berechnung der EEG-Umlage wurde zwecks Nachvollziehbarkeit unter Verwendung des EEG-Umlagerechners der Agora Energiewende⁵⁵ durchgeführt. Wo nicht anders beschrieben, wurden die Standardeinstellungen benutzt.

Jährlicher Kapazitätszubau brutto in GW/a

Wind onshore	Szenario gemäß Abbildung 3
Wind offshore	Szenario gemäß Abbildung 3, davon 15 GW
Solar	Szenario gemäß Abbildung 3
Biomasse	Szenario gemäß Abbildung 3 ¹
Geothermie	Kein Zubau
Wasser	Kein Zubau
Gase	Kein Zubau

¹ kein Bruttozubau, weil in Nicht-EEG Mengen

Vergütungssätze real bezogen auf 2017

Wind an Land	Szenario gemäß Abbildung 9
Wind auf See	Szenario gemäß Abbildung 9
Solar	Szenario gemäß Abbildung 9
Biomasse	Referenz (sinkt bis 2035 auf 14,7 ct/kWh)
Geothermie	Referenz (sinkt bis 2035 auf 15,4 ct/kWh)

⁵⁵ <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/130/Online+EEG-Rechner/>, Version 3.3.4

Wasser	Referenz (sinkt bis 2035 auf 10,8 ct/kWh)
--------	-------------------------------------------

Gase	Referenz (sinkt bis 2035 auf 8,1 ct/kWh)
------	------------------------------------------

Standardauslastung

Wind an Land	Einspeisung gemäß Szenario, vgl. Abbildung 3, Abbildung 7
--------------	-----------------------------------------------------------

Wind auf See	Einspeisung gemäß Szenario, vgl. Abbildung 3, Abbildung 7
--------------	-----------------------------------------------------------

Solar	Einspeisung gemäß Szenario, vgl. Abbildung 3, Abbildung 7
-------	-----------------------------------------------------------

Biomasse	Einspeisung gemäß Szenario, vgl. Abbildung 3, Abbildung 7
----------	-----------------------------------------------------------

Geothermie	Referenz (steigt auf 4000h in 2035)
------------	-------------------------------------

Wasser	Einspeisung gemäß Szenario, vgl. Abbildung 3, Abbildung 7
--------	-----------------------------------------------------------

Gase	Referenz (steigt auf 3000h in 2035)
------	-------------------------------------

Profilfaktor

Wind an Land	Szenario, gemäß Marktwerten auf Seite 22
--------------	------------------------------------------

Wind auf See	Szenario, gemäß Marktwerten auf Seite 22
--------------	------------------------------------------

Solar	Szenario, gemäß Marktwerten auf Seite 22
-------	------------------------------------------

Biomasse	100%
----------	------

Geothermie	100%
------------	------

Wasser	100%
--------	------

Gase	100%
------	------

Stromintensive Industrie

Privilegierter Letztverbraucher	Referenz ¹
---------------------------------	-----------------------

Anteil Umlage	Referenz ²
---------------	-----------------------

Faktor zur Erfassung zusätzlicher Privilegierung	Referenz ³
--------------------------------------------------	-----------------------

¹: MFP Prognose (122 TWh/a)

²: 15% gemäß EEG 2014

³: MFP – Befreiung von 50% des prov. Letztverbrauchers (0,5 Mrd. EUR)

Eigenverbrauch

Eigenverbrauch KWK-Neuanlagen	Referenz (gemäß ÜNB Letztverbrauchsprognose 2016, 0,97 TWh/a)
Eigenverbrauchsanteil bei PV-Neuanlagen	80%
Anteil Umlage für neuen Eigenverbrauch (PV+KWK)	EBP (20%)
Anteil Umlagen für Eigenverbrauch (Bestandsanlagen)	Referenz (vollständig befreit gemäß EEG 2014)

Strompreis, Liquiditätsreserve und Kontostand

Großhandelsstrompreis	Szenario, gemäß Abbildung 8
Liquiditätsreserve	Referenz (ab 2017 6%)
Kontostand am 30.09.2017	Endogen
Abweichung von Kontostandsprognose für 30.09.2016	Keine Abweichung

Sonstiges

Nettostromverbrauch	Szenario, gemäß Abbildung 7 ¹
Spot-Skalierungsfaktor (Spotpreis zu Futurepreis)	100%
Vermiedene Netzentgelte	Eigene Annahme ²
Sonstige Kosten	Referenz (0,14 Mrd EUR)
Inflationsrate	2%/a

¹: Berechnet aus Bruttostromverbrauch (EBP) und Netzverlusten und KW-Eigenverbrauch entsprechend Referenz (69,4 TWh/a)

²: Niveau 2015 (Referenz, 4,66 EUR/MWh) festhalten, Reduktion um 10%/a ab 2018

Lebensdauer der Anlagen nach Ende der Förderung

Wind onshore	Energy Brainpool-Annahme 5a
Wind offshore	Energy Brainpool-Annahme 5a
Solar	Energy Brainpool-Annahme 10a
Biomasse	Referenz (0a)

Geothermie	Referenz (0a)
Wasser	Referenz (0a)
Gase	Referenz (0a)

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Angela Pietroni

Alexander Fernahl

Carlos Perez Linkenheil

Marie-Louise Niggemaier

Fabian Huneke

Der Abschnitt zum Global Carbon Budget in Kapitel 3 entstand unter Mithilfe von Herrn Karsten Smid (Greenpeace e. V.)

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Juni 2017

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.