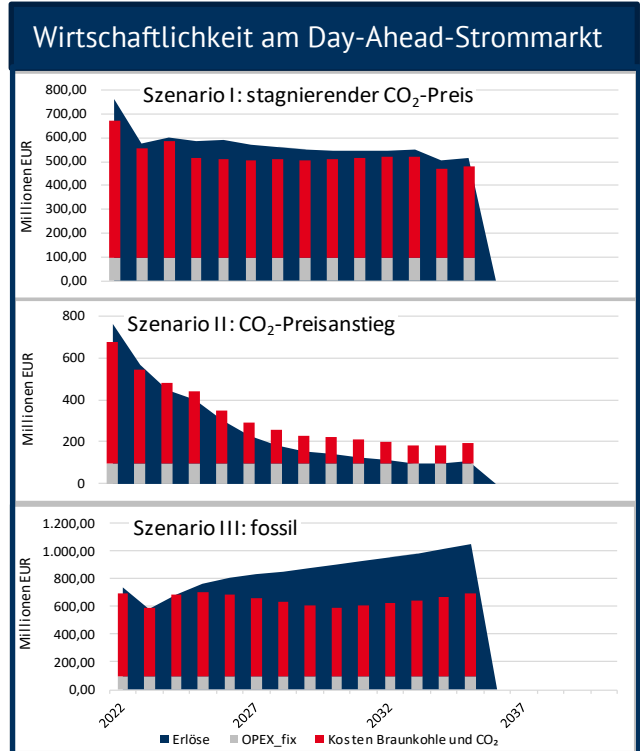


KRAFTWERK LIPPENDORF: KÜNFTIGE EMISSIONEN & UMWELTKOSTEN

Factsheet von Energy Brainpool und dem Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft
im Auftrag von Greenpeace Energy eG



Brennstoff	Braunkohle
Betreibergesellschaft	LEAG
Standort	Sachsen
Elektrische Leistung	1840 MW
Baujahr	1999/2000
Geplanter Ausstieg	2035
Elektr. Wirkungsgrad	42%
CO₂-Emissionsfaktor	0,41 kg _{CO2} /kWh _{th}



CO₂-Emissionen

in Mt CO ₂	2022-2030	2022-2038
Szenario I	88,8	133,9
Szenario II*	41,2	46,5
Szenario III	92,9	147,5

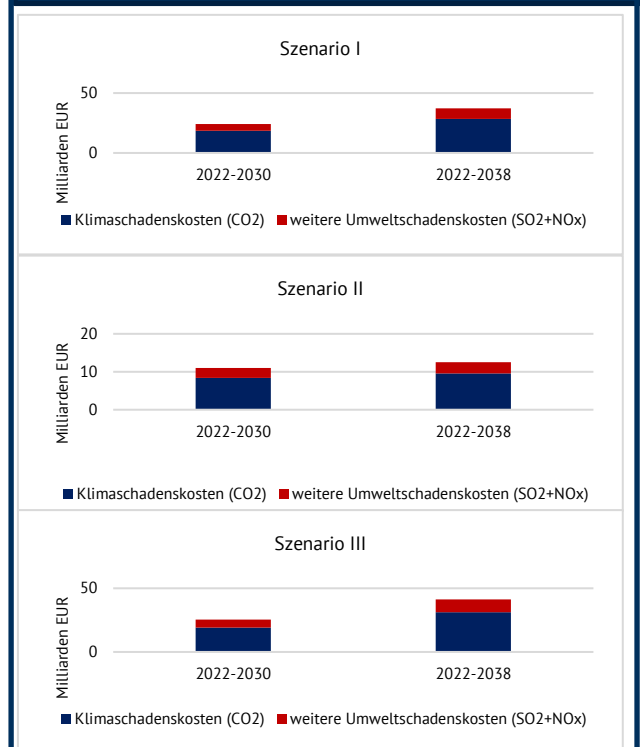
Schwefeldioxid (SO₂)-Emissionen

in Mt SO _x	2022-2030	2022-2038
Szenario I	0,21	0,31
Szenario II*	0,10	0,11
Szenario III	0,22	0,35

Stickoxid (NO_x)-Emissionen

in Mt NO _x	2022-2030	2022-2038
Szenario I	0,15	0,22
Szenario II*	0,07	0,08
Szenario III	0,16	0,25

Klima- und weitere Umweltschadenskosten



*Annahme: Kraftwerk läuft trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit am Day-Ahead-Strommarkt (ab 2024) bis 2038 weiter.

Zusammenfassung

CO₂-EMISSIONEN UND DEREN KLIMASCHADENSKOSTEN

Das Braunkohlekraftwerk Lippendorf ist eines der größten deutschen Braunkohlekraftwerke und soll laut aktuellem Fahrplan zum Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 am Netz bleiben. Gemäß stundenscharfer Strommarktmodellierung wird es bis dahin noch rund 134 Megatonnen (Mt) CO₂ ausstoßen, das entspricht rund 3 % des deutschen CO₂-Budgets.¹ Dies gilt, insofern die aktuellen Pläne hinsichtlich des Kohleausstiegs sowie des Ausbaus Erneuerbarer Energien gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz umgesetzt werden und das CO₂-Preisniveau stagniert (40,31 EUR/t CO₂ in 2038; Szenario I). Steigt der CO₂-Preis, bspw. aufgrund weiterer Reformen im Rahmen des Green Deal der EU, bei gleichzeitig unverändertem Kraftwerkspark bis 2038 stetig auf 105,34 EUR/t CO₂ (Szenario II), so wird das Kraftwerk bereits ab 2024 am Day-Ahead-Strommarkt unwirtschaftlich. Wird die Teilnahme am Strommarkt auf Grundlage anderer Erlöse, bspw. durch die Auskopplung von Fernwärme, über 2024 hinaus fortgesetzt, stößt das Kraftwerk 47 Mt CO₂ aus. Gehen der Ausbau Erneuerbarer Energien und Kohleausstiege in Europa langsamer vonstatten (Szenario III), erhöhen sich die CO₂-Emissionen auf 148 Mt CO₂. In diesem Fall sind die Strommarkterlöse besonders hoch und steigen langfristig an. Weitere Erläuterungen zu den Szenarien sind im Anhang enthalten. Laut der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes (UBA) entstehen in Szenario I durch die zu erwartenden CO₂-Emissionen bis 2030 Klimaschadenskosten in Höhe von 18,4 Mrd. EUR. Bis 2035 steigen die Klimaschadenskosten auf 28,3 Mrd. EUR an.

WEITERE SCHADSTOFFE UND DEREN UMWELTSCHADENSKOSTEN

Zusätzlich entstehen bei der Verbrennung der Braunkohle weitere Schadstoffemissionen, welche mit negativen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden sind. Die noch zu erwartete Menge an Schwefeldioxid (SO₂)-Emissionen liegt für das Braunkohlekraftwerk Lippendorf bei einem Weiterbetrieb bis zum Jahr 2035 in Szenario I bei 0,31 Mt SO_x. Würde das Braunkohlekraftwerk doch bereits 2030 vom Netz gehen, würden dadurch in Szenario I 0,10 Mt SO_x eingespart. Die Menge an entstehenden Stickoxid (NO_x)-Emissionen wird in Szenario I bis zum Jahr 2035 auf 0,22 Mt NO_x geschätzt – bis zum Jahr 2030 dagegen auf 0,15 Mt NO_x.

In Summe entstehen durch diese beiden Schadstoffe bei einem Weiterbetrieb bis 2035 in Szenario I weitere Umweltschadenskosten in Höhe von schätzungsweise 8,8 Mrd. Euro. Bei einem früheren Kohleausstieg im Jahr 2030 würden die Umweltschadenskosten der beiden Schadstoffe in Szenario I schätzungsweise 5,7 Mrd. Euro betragen.

Die Schätzungen fallen für die Szenarien II und III entsprechend deutlich höher bzw. geringer aus – die Spannweite reicht bei einem Weiterbetrieb bis 2035 von 3,0 Mrd. Euro (Szenario II) bis 9,9 Mrd. Euro (Szenario III). Kosten für Gesundheitsschäden machen den Großteil der weiteren Umweltschadenskosten aus. Zudem entstehen Kosten aus Materialschäden, Ernteaufällen und Biodiversitätsschäden.

Insgesamt ist das Kraftwerk Lippendorf aufgrund seiner Größe und seines vergleichsweise späten Ausstiegsdatums das deutsche Kohlekraftwerk mit den höchsten zu erwartenden Klima- und Umweltschadenskosten, welche aus den CO₂-, SO₂- und NO_x-Emissionen durch den Weiterbetrieb bis 2035 entstehen.

¹ Dieses wird mit 4.400 Mt CO₂e angenommen. Weitere Erläuterungen hierzu im Anhang unter „Herleitung deutsches CO₂-Budget“.

QUELLEN

BMU, 2021: Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. [online]

<https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/> [zuletzt abgerufen am 09.08.2021].

IPCC, 2021: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu and B. Zhou (eds.)]. Cambridge University Press. In Press.

UBA, 2012: Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012_gesamt.pdf [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

UBA, 2016: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021].

UBA, 2020: Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten: Kostensätze [online]

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

UBA, 2021a: Thru.de [online]

<https://www.thru.de/thrude/> [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

UBA, 2021b: Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen. Stand und Perspektiven 2021 [online]

https://www.thru.de/fileadmin/SITE_MASTER/content/Dokumente/Downloads/Sonstige_Downloads/2021-02-22_texte_28-2021_daten_fakten_braun-_und_steinkohle.pdf [zuletzt abgerufen am 03.09.2021].

The World Bank, 2021: World Development Indicators, total population 2019. [online]

<https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators> [zuletzt abgerufen am 10.08.2021].

ECF, 2010: Roadmap 2050. [online]

https://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

Fraunhofer ISE, 2021: Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien. [online]

https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf [zuletzt abgerufen am 14.09.2021]

IEA, 2010: Projected Costs of Generating Electricity. [online]

https://iea.blob.core.windows.net/assets/6a568ef2-46b7-44f4-b917-89316cb961b8/projected_costs.pdf [zuletzt abgerufen am 14.09.2021]

ANHANG

Die drei Strommarktszenarien wurden mit dem Fundamentalmodell **Power2Sim** modelliert. Die Berechnung erfolgt auf stündlicher Basis und berücksichtigt alle Länder Europas.

Grundlage für die Szenarien bilden öffentliche Studien und Datenbanken, wie beispielsweise „EU Energy, Transport and Emission GHG Trends to 2050“ sowie Eurostat und ENTSO-E. Aktuelle politische Entwicklungen und Rahmenbedingungen fließen ebenso in die Modellierung ein.

Die Simulation des länderübergreifenden Energieaustausches berücksichtigt die Transformation des europäischen Energiemarktes und den Einfluss des Im- und Exports von Strom in jedem modellierten Land.

Die Betrachtung des stündlichen Erzeugungsverhaltens fluktuierender, erneuerbarer Energien ermöglicht die realitätsnahe Modellierung der Erzeugung und des Einflusses auf die Strompreise. Zusätzlich wird das Temperaturprofil desselben Jahres für die konsistente Simulation des Wetters verwendet.

Allen Szenarien liegt dafür das Jahr 2009 zugrunde, welches für Zentraleuropa eine dem langjährigen Mittel vergleichbare Auslastung der Windkraftanlagen ergibt.

Die Betriebskosten des Kraftwerksbetriebs setzen sich aus fixen und variablen Bestandteilen zusammen. Die Annahme zu fixen Betriebskosten (operational expenditure, „OPEX_fix“) für Braunkohlekraftwerke basiert auf dem Mittelwert der drei Veröffentlichungen European Climate Foundation (2010), Fraunhofer ISE (2021) und IEA (2010), sie betragen 51,51 EUR/kW jährlich. Grundlage der Berechnungen der variablen Betriebskosten bilden einerseits szenariospezifische Annahmen zur zukünftigen CO₂-Preisentwicklung, die nachfolgend in Abbildung 1 dargestellt und in den Szenariobeschreibungen erläutert ist. Andererseits sind für Braunkohle szenarioübergreifend Brennstoffkosten von 2,5 EUR/MWh_{th} angenommen.

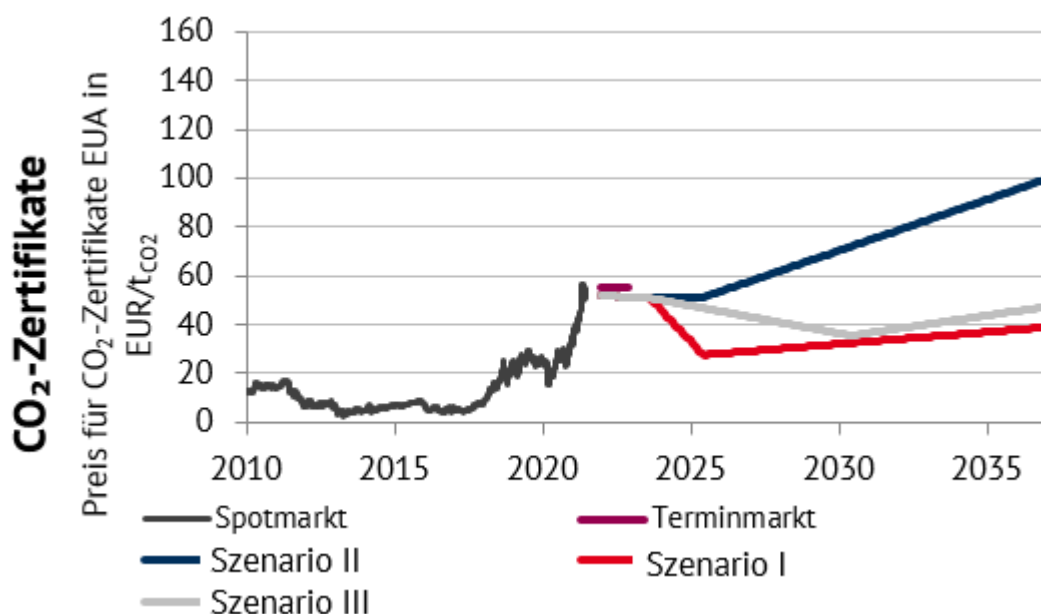


Abbildung 1: Entwicklung der CO₂-Preise in Europa je Szenario

HERLEITUNG DEUTSCHES CO₂-BUDGET

Der jüngste Bericht des Weltklimarats IPCC benennt ein weltweites CO₂-Budget von 400 Gigatonnen ab 2020, um mit einer Wahrscheinlichkeit von 67 Prozent eine globale Erwärmung von 1,5 Grad Celsius zu verhindern². Deutschland hat einen Anteil von 1,1 Prozent an der Weltbevölkerung³. Der deutsche Anteil des CO₂-Budgets beträgt gemessen an der Bevölkerung 4.400 Megatonnen CO₂.

BESCHREIBUNG SZENARIEN I UND II

Die Grundlage für die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise in Szenario I ist das „Stated Policies Scenario“ und in Szenario II das „Sustainable Development“ Szenario des „World Energy Outlook 2020“.

In Szenario I ergibt sich aufgrund gleichbleibend ambitionierter Klimapolitik ein nach den jüngsten CO₂-Preisspitzen zunächst wieder fallender, dann leicht steigender CO₂-Preis. Der vorübergehende Rückgang der CO₂-Preise auf das Prä-Corona-Niveau bis zum Jahr 2025 folgt der Annahme, die aktuellen, historisch hohen Rohstoff- und CO₂-Preise dieses Jahres seien ein vorübergehender Effekt, der auf die situativ starke Nachfrage nach fossilen Energieträgern zurückzuführen ist. Der im Anschluss nach 2025 nur leicht steigende CO₂-Preis führt zu einem verhältnismäßig hohen Verbrauch fossiler Brennstoffe. Damit steigen deren Preise leicht an. In Szenario II bringt eine strengere Klimaschutzpolitik höhere CO₂-Preise mit sich. Infolgedessen ergeben sich leicht fallende Preise für Kohle und stagnierende Preise für Erdgas.

Die langfristige Entwicklung der Stromnachfrage bis 2050 beruht auf den Annahmen der „EU Energy [...] Trends to 2050“ der Europäischen Kommission. Der zusätzliche und zeitlich flexible Verbrauch durch die Sektorenkopplung folgt den Zielen des nationalen Klimaschutzprogramms. Bis 2030 stützt sich diese Nachfrage auf die konkreten sektorenspezifischen Ziele. Bis 2038 ergibt sich diese aus dem sektorenübergreifenden Defossilisierungspfad für 2050. Die beiden Szenarien berücksichtigen den Kohleausstieg bis 2038 bei lastspitzengerechter Substitution der steuerbaren Erzeugungslleistung durch Gaskraftwerke.

Der Ausbau erneuerbarer Energien folgt den nationalen Plänen und Klimaschutzziele gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021. Die beschlossenen Kohleausstiege in aktuell 10 EU-Staaten sind im vorliegenden Szenario berücksichtigt. Ersetzt werden diese Kraftwerke durch einen verstärkten Ausbau von Gaskraftwerken sowie erneuerbaren Energien.

Bedingt durch das derzeit hohe Niveau der Rohstoffpreise an den Terminmärkten fallen die Strompreise zunächst bis 2030. Anschließend steigen die Strompreise an. Grund hierfür sind insbesondere die steigenden CO₂-Preise.

² Vgl SPM.2 in IPCC 2021

³ Vgl. The World Bank 2021: 83,1 Mio. Einwohner Deutschlands bei einer Weltbevölkerung von 7,67 Mrd bezogen auf das Jahr 2019.

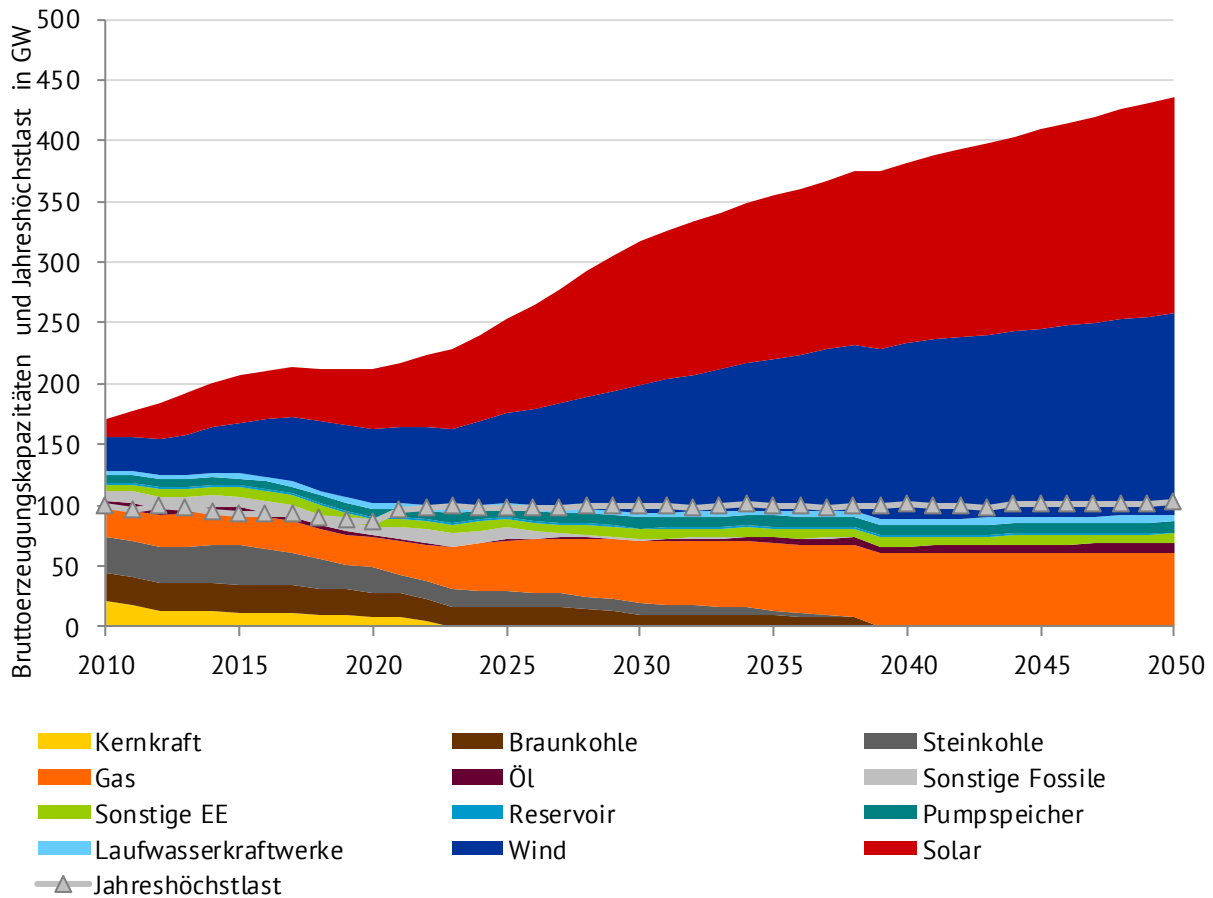


Abbildung 2: Entwicklung der Erzeugungskapazität in Deutschland in Szenario I und II

BESCHREIBUNG SZENARIO III

Szenario III geht von hohen Rohstoffpreisen sowie CO₂-Zertifikatspreisen aus, die auf den „EU Energy Trends to 2050“ basieren. Das hohe Niveau der Ölpreise führt zu hohen Preisen für fossile Brennstoffe. Aufgrund der Klimaziele im Jahr 2050 steigen auch die CO₂-Zertifikatspreise. Dies führt insgesamt zu einem hohen Strompreinsniveau. In diesem Szenario müsste durch Carbon Capture Storage langfristig sehr viel CO₂ gebunden werden, um europäische Klimaziele erreichen zu können. Aus heutiger Sicht steht die Machbarkeit dessen insbesondere aus ökonomischer Sicht jedoch infrage. Dieses Szenario folgt auch in den Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks den „EU Energy Trends to 2050“. Diese gehen von einem eher mäßigen Ausbau an erneuerbaren Energien aus und von einem hohen Anteil fossiler Erzeugung: Mit einem Nettozubaup von 5,2 Gigawatt Windenergieanlagen bis 2030 und von 10,5 Gigawatt Photovoltaikanlagen bleibt das Szenario in Deutschland hinter den Zubauplänen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zurück und repräsentiert damit ein mögliches Ergebnis gescheiterter Energiepolitik. Die Zubauzahlen für Windenergieanlagen an Land der Jahre 2019 und 2020 zeigen, dass solch ein Szenario zustande kommen kann. Durch die Kombination aus hohen Brennstoff-, CO₂-Preisen und einem hohen Anteil fossiler Erzeugung steigen die Strompreise zukünftig stark an.

Obwohl in Szenario III die Kohlekraftwerke erst nach technischer Lebensdauer vom Netz gehen und somit 2038 nicht wie geplant abgeschaltet werden, beziehen sich die berechneten Emissionsmengen Zwecks Vergleichbarkeit der Zahlen auf den Zeitraum 2022 bis 2038.

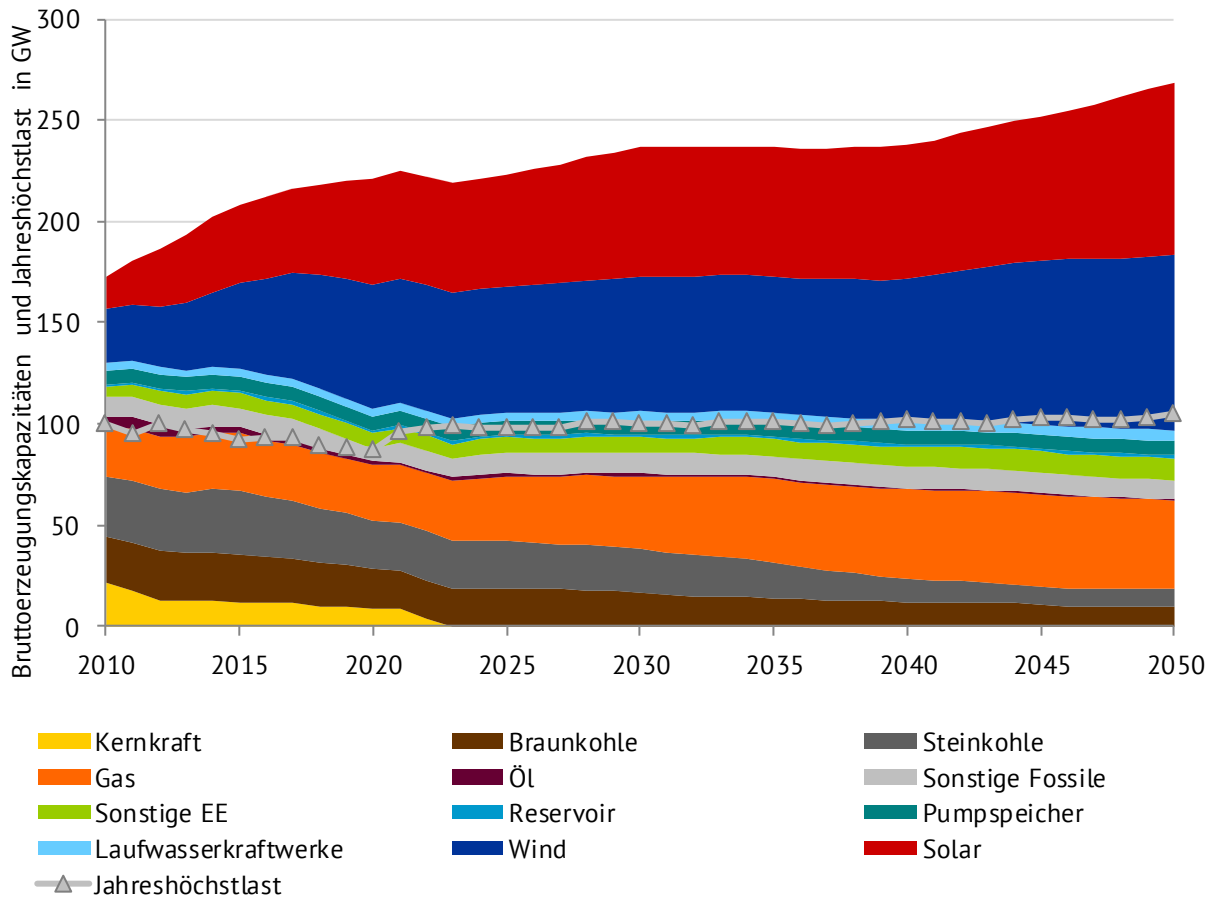


Abbildung 3: Entwicklung der deutschen Erzeugungleistung in Szenario III

BESCHREIBUNG KLIMASCHADENSKOSTEN

Das Umweltbundesamt (UBA) ermittelt in seiner Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten regelmäßig den aktuellen Forschungsstand zum Umfang der externen Kosten. Im Jahr 2012 empfahl das UBA einen Kostensatz für die externen Klimaschadenskosten in Höhe von 80 Euro₂₀₁₀/tCO_{2äq} aus (UBA 2012). Aufgrund neuerer Forschungsergebnisse zum fortschreitenden Klimawandel wurde dieser Wert in der Zwischenzeit deutlich nach oben korrigiert. In der Methodenkonvention 3.1 aus dem Jahr 2020 empfiehlt das UBA einen mittleren Wert der Klimaschadenskosten von 195 Euro₂₀₂₀/tCO_{2äq}, der im Zeitverlauf ansteigt – bis auf 250 Euro₂₀₅₀/tCO_{2äq} im Jahr 2050 (UBA 2020).

Auf Grundlage der ermittelten CO₂-Emissionen, die in den untersuchten Szenarien noch verursacht werden, lassen sich die Klimaschadenskosten ableiten. Es ergibt sich eine große Spannweite von

Klimaschadenskosten in Höhe von 8,4 (bei einem Kohleausstieg im Jahr 2030 im Szenario II) bis zu 31,3 Mrd. EUR (bei einem Kohleausstieg im Jahr 2035 im Szenario III). Ein Teil der Klimaschadenskosten ist über das europäische Emissionshandelssystem (CO₂-Preis) bereits internalisiert, d.h. im Strompreis enthalten.

BESCHREIBUNG SCHWEFELDIOXID (SO₂)- UND STICKOXID (NO_x)-EMISSIONEN

Zur Berechnung der SO₂- und NO_x-Emissionen wird auf die aktuellen Daten des deutschen Schadstoffregisters zurückgegriffen. Dieses ist auf der vom UBA betriebenen Website Thru.de frei zugänglich (UBA 2021a). Die aktuellen Daten des Registers beziehen sich auf das Jahr 2018. Vereinfachend wurde in der Berechnung angenommen, dass die Daten aus dem Jahr 2018 auf das Jahr 2020 übertragbar sind.

Die Höhe der entstehenden Schadstoffe ist zum einen von der Qualität und Beschaffenheit der verwendeten Kohle abhängig. Zum anderen spielt auch die Abgasreinigungs- und Anlagentechnik eine entscheidende Rolle. In der 13. Bundesimmissionsschutz-Verordnung (13. BImSchV „Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen) sind Emissionsgrenzwerte u.a. für SO_x- und NO_x-Emissionen, Staub und Quecksilber vorgeschrieben (UBA 2021b). Künftige Novellierungen und mögliche strengere Emissionsgrenzwerte werden in dieser Berechnung nicht berücksichtigt. Vereinfachend wird angenommen, dass sich der Schadstoffausstoß pro TWh je betrachteten Kraftwerk bis zum Jahr 2038 nicht ändert. Da die Schadstoffemissionen nicht trennscharf pro Kraftwerksblock dokumentiert sind, wird zudem vereinfachend angenommen, dass die Schadstoffemissionen linear mit der installierten Leistung steigen.

Auf Grundlage der in den Szenarien I bis III ermittelten Strommengen, welche im Kraftwerk Lippendorf noch erzeugt werden, werden die künftigen Schadstoffemissionen geschätzt.

BESCHREIBUNG WEITERER UMWELTSCHADENSKOSTEN

In der Methodenkonvention 3.1 des UBA sind zudem auch Kostensätze zur Schätzung weiterer Umweltschäden enthalten. Diese umfassen Kosten für Gesundheitsschäden, Materialschäden, Ernteauffälle und Biodiversitätsschäden. Zur Abschätzung der künftigen Gesundheitsschadenskosten durch entstehende SO₂- und NO_x-Emissionen wurde auf die Kostensätze der Kraftwerke zurückgegriffen. Diese machen den Großteil der weiteren Umweltschadenskosten aus. Wie bei der Abschätzung der Klimaschadenskosten durch das UBA wurde dabei eine Kostensteigerung/Inflation von jährlich 1% angenommen.

KURZPORTRÄT 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.

KURZPORTRÄT FORUM ÖKOLOGISCH-SOZIALE MARKTWIRTSCHAFT

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Julia Zygmunt, Isabel Schrems

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

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

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

September 2021

© 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 aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.