

# ENTWICKLUNG VON WIRTSCHAFTLICHKEIT UND RESTWERT DER LEAG-BRAUNKOHLKRAFTWERKE

## Factsheet von Energy Brainpool im Auftrag der Greenpeace Energy eG

Der aktuelle Fahrplan für den Kohleausstieg sieht vor, dass die LEAG-Kraftwerke Schwarze Pumpe, Boxberg (Blöcke R und Q) sowie Lippendorf (Block R) auch nach 2030 noch weiter betrieben werden.<sup>1</sup> Mithilfe einer stundenscharfen Strommarktmodellierung wurde der Nettobarwert der zu erwartenden Gewinne dieser Braunkohlekraftwerksblöcke ermittelt, die ab 2031 durch den Weiterbetrieb bis zum jeweils vorgesehenen Ausstiegsdatum am Day-Ahead-Strommarkt entstünden.<sup>2</sup> Für den Fall eines ordnungsrechtlich vorgezogenen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 stellt der Barwert in 2030 einen Orientierungswert für die Höhe etwaiger Entschädigungszahlungen dar, die dem Kraftwerksbetreiber

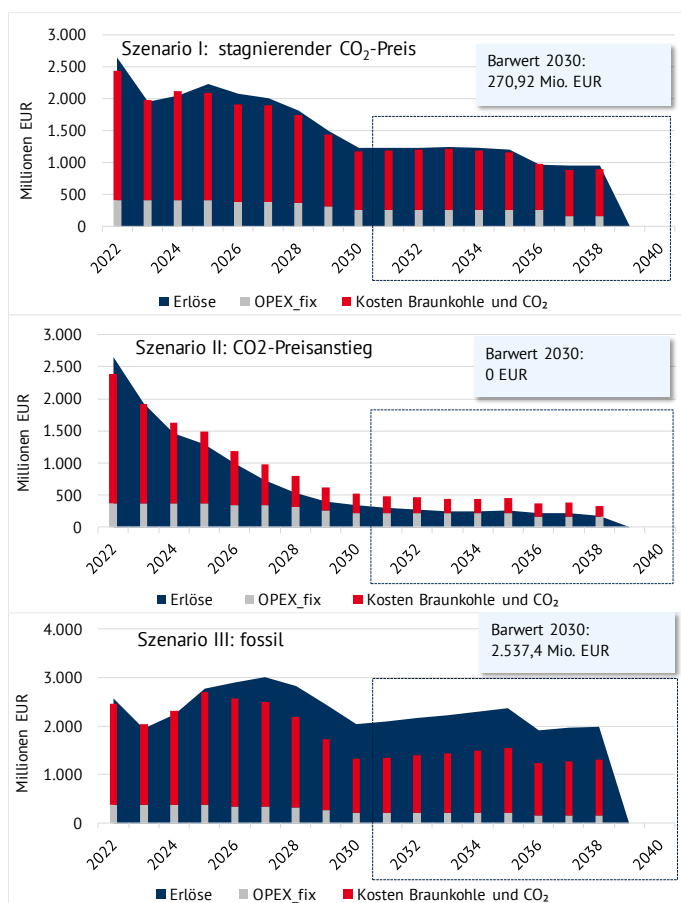


Abbildung 1: Nettobarwert in 2030 sowie Erlöse und Kosten der Braunkohlekraftwerke der LEAG von 2022 bis 2038 gemäß stundenscharfer europäischer Strommarktmodellierung  
[Quelle: eigene Berechnung]

LEAG aufgrund entgangener (Strommarkt-) Erlöse zustünden.<sup>3</sup>

### Ergebnisse:

Insgesamt zeigt sich in der Untersuchung eine starke Schwankung des Barwerts in Abhängigkeit der zukünftigen Strommarktentwicklung, mit Werten zwischen 0 und 2,5 Mrd. EUR. Folgt man den aktuellen Plänen hinsichtlich des Kohleausstiegs und des Ausbaus erneuerbarer Energien gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz, und verstetigt sich der aktuelle Trend der steigenden CO<sub>2</sub>-Preise (Szenario II, CO<sub>2</sub>-Preis bei 105,34 EUR/t CO<sub>2</sub> in 2038), so beträgt der Nettobarwert in 2030 0 EUR.<sup>4</sup> Die Stromvermarktung der LEAG-Kraftwerke am Day-Ahead-Strommarkt wird also bereits vor 2030 unwirtschaftlich, eine vorgezogene Stilllegung stellt keinen wirtschaftlichen Nachteil dar. Stagniert das CO<sub>2</sub>-Preisniveau bei unveränderter Kraftwerksparkentwicklung (Szenario I, 40,31 EUR/t CO<sub>2</sub> in 2038), erhöht sich der Barwert allerdings auf 271 Mio. EUR. Bleiben der

<sup>1</sup> Die blockscharfen Ausstiegsdaten nach aktuellem Kohleausstiegsplan sind im Anhang zu finden.

<sup>2</sup> Die Analyse der Erlöse am Day-Ahead-Strommarkt und die entsprechenden Kosten der Stromproduktion sind blockscharf im Anhang zu finden. Die Jahreswerte für 2022 bis 2038 sind das Ergebnis einer stundenscharfen Modellierung, wann sich der Kraftwerksbetrieb gemäß kurzfristiger Grenzkosten und Strompreise lohnt.

<sup>3</sup> Da die Gewinne am Day-Ahead-Strommarkt für einige Kraftwerke, bspw. aufgrund der Teilnahme an anderen Strommärkten oder der Auskopplung von Wärme oder Prozessdampf, nicht die einzige Erlösquelle darstellen, liegt der Gesamtbarwert der Kraftwerke um diese Werte höher.

<sup>4</sup> Keine Berücksichtigung negativer Cashflows, der Betreiber LEAG kann sie durch Stilllegung vermeiden.

Ausbau erneuerbarer Energien und die Reduzierung der Nutzung fossiler Energiequellen in Europa hinter den energiepolitischen Plänen zurück (verzögerter Kohleausstieg, Szenario III), erhöht sich der Barwert weiter auf 2,5 Mrd. EUR.

### **Zusammenfassung und Bewertung:**

Aus der Untersuchung lässt sich ableiten, dass der Betreibergesellschaft der betrachteten Kraftwerke im Falle einer Verstärkung der aktuellen Trends in Energiepolitik und Energiemarkt (steigende Anteile erneuerbarer Energien, steigender CO<sub>2</sub>-Preis) bei einem ordnungsrechtlich vorgezogenen Kohleausstieg 2030 kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht. Wenngleich diesem Strommarktszenario vermutlich die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit zukommt, so besteht dennoch bei einer Braunkohleverstromung auch nach 2030 die Chance auf Gewinne, nämlich bei einer abweichenden Strommarktentwicklung (hier: Szenario I oder III).

Ein vorgezogener Kohleausstieg ist Bestandteil des aktuellen klimapolitischen Diskurses. Alle drei Szenarien liefern gemeinsam einen ersten Anhaltspunkt für die Frage nach Entschädigungszahlungen. Braunkohlekraftwerke stellen eine sogenannte Realloption dar, denn abhängig von der tatsächlichen künftigen Marktentwicklung geben sie dem Betreiber die Option, potenzielle künftige Strommarktgewinne zu realisieren oder Kraftwerke stillzulegen. Im Zusammenhang mit Entschädigungszahlungen ist insbesondere die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Gewinne abzuschätzen: Nur solange niedrige CO<sub>2</sub>-Preise und weiterhin niedrige Anteile erneuerbarer Energien eintreten können, nur solange hat die „Realloption Braunkohlekraftwerk“ einen Wert.

### **QUELLEN**

ECF, 2010: Roadmap 2050. [online]

[https://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1\\_fullreport\\_PressPack.pdf](https://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf) [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

EIA, 2013: Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. [online]

[https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated\\_capcost.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf) [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

Lazard, 2018: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0. [online]

<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf> [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

EIA, 2021: Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021. [online]

[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table\\_8.2.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf) [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

NREL, 2020: 2019 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity

Generation Technologies. [online] <https://data.nrel.gov/system/files/145/2020-ATB-data.xlsx> [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

MDPI, 2020: Economic Evaluation of Carbon Capture and Utilization Applying the Technology of Mineral Carbonation at Coal-Fired Power Plant. [online]  
[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiGjP7d2q3yAhWB\\_rslHbPRDaEOFnOECAGQAO&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F2071-1050%2F12%2F15%2F6175%2Fpdf&usq=AOvVaw11KdOLrU1bTmWHHEl6fScB](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiGjP7d2q3yAhWB_rslHbPRDaEOFnOECAGQAO&url=https%3A%2F%2Fwww.mdpi.com%2F2071-1050%2F12%2F15%2F6175%2Fpdf&usq=AOvVaw11KdOLrU1bTmWHHEl6fScB) [zuletzt abgerufen am 27.08.2021]

## 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 Steinkohlekraftwerke basiert auf dem Mittelwert der sechs Veröffentlichungen European Climate Foundation (2010), EIA (2013), Lazard (2018), EIA (2021), NREL (2019), MDPI (2020) und sie betragen 43 EUR/kW. Grundlage der Berechnungen der variablen Betriebskosten („Kosten für Steinkohle und CO<sub>2</sub>“) bilden szenariospezifische Annahmen zur zukünftigen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung, die nachfolgend in Abbildung 1 und 2 dargestellt und in den Szenariobeschreibungen erläutert sind.

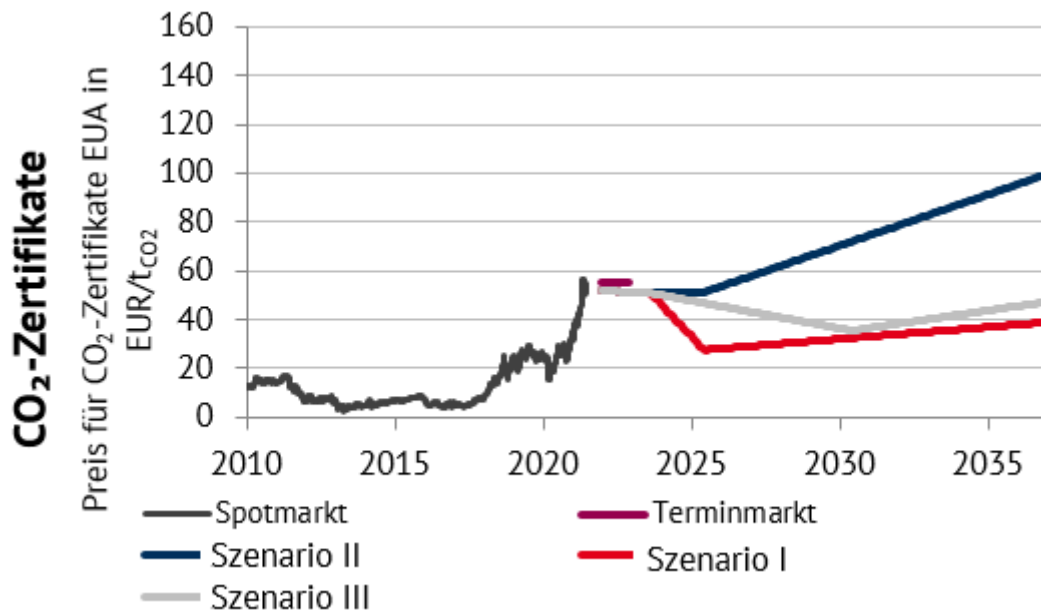


Abbildung 2: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise in Europa je Szenario

## BESCHREIBUNG SZENARIEN I UND II

Die Grundlage für die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Preisspitzen zunächst wieder fallender, dann leicht steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Der vorübergehende Rückgang der CO<sub>2</sub>-Preise auf das Prä-Corona-Niveau bis zum Jahr 2025 folgt der Annahme, die aktuellen, historisch hohen Rohstoff- und CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Preis führt zu einem verhältnismäßig hohen Verbrauch fossiler Brennstoffe. Damit steigen deren Preise leicht an. In Szenario II bringt eine strengere Klimaschutzpolitik höhere CO<sub>2</sub>-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 Erzeugungsleistung 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 CO<sub>2</sub>-Preise.

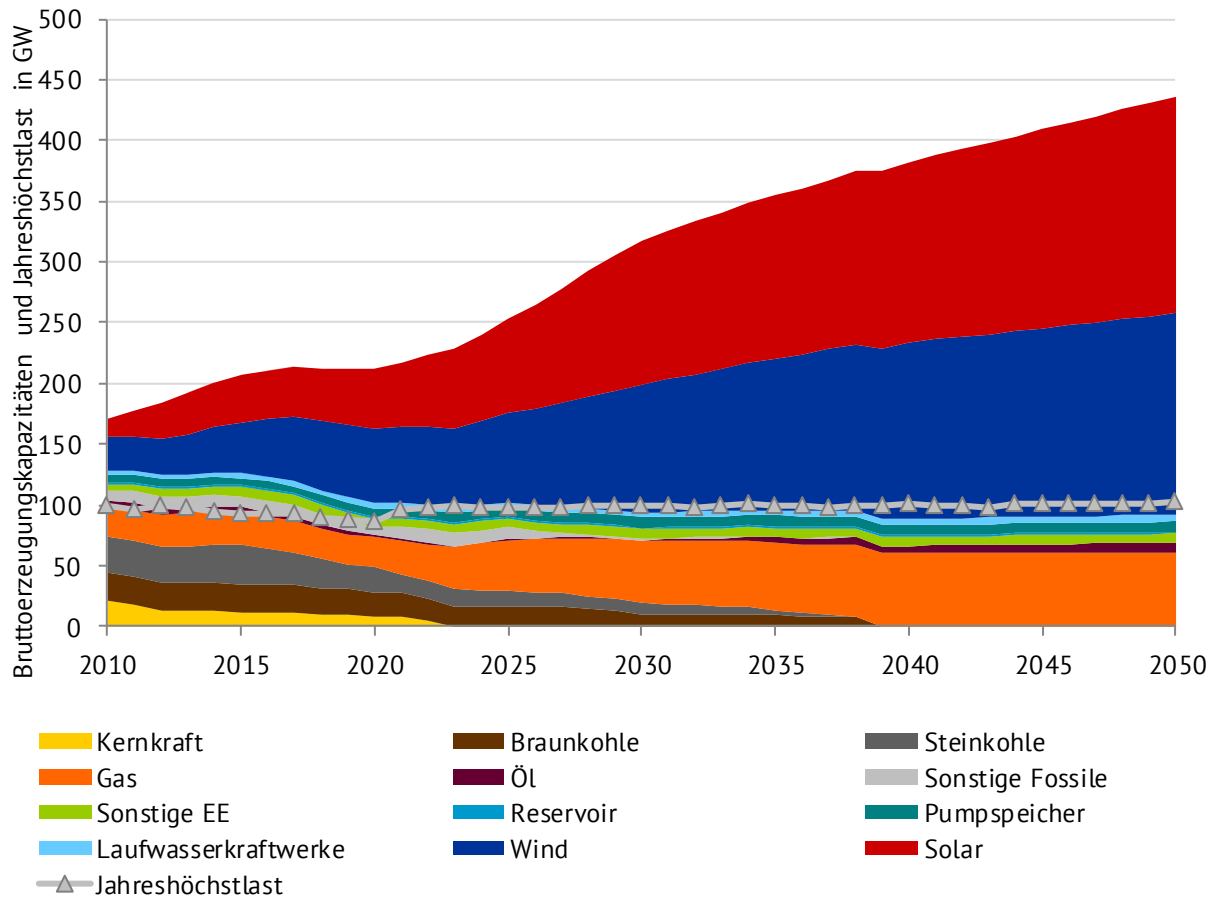


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungsleistung in Deutschland in Szenario I und II

### BESCHREIBUNG SZENARIO III

Szenario III geht von hohen Rohstoffpreisen sowie CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise. Dies führt insgesamt zu einem hohen Strompreisniveau. In diesem Szenario müsste durch Carbon Capture Storage langfristig sehr viel CO<sub>2</sub> gebunden werden, um europäische Klimaziele erreichen zu können. 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 Nettozubaue 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-, CO<sub>2</sub>-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.

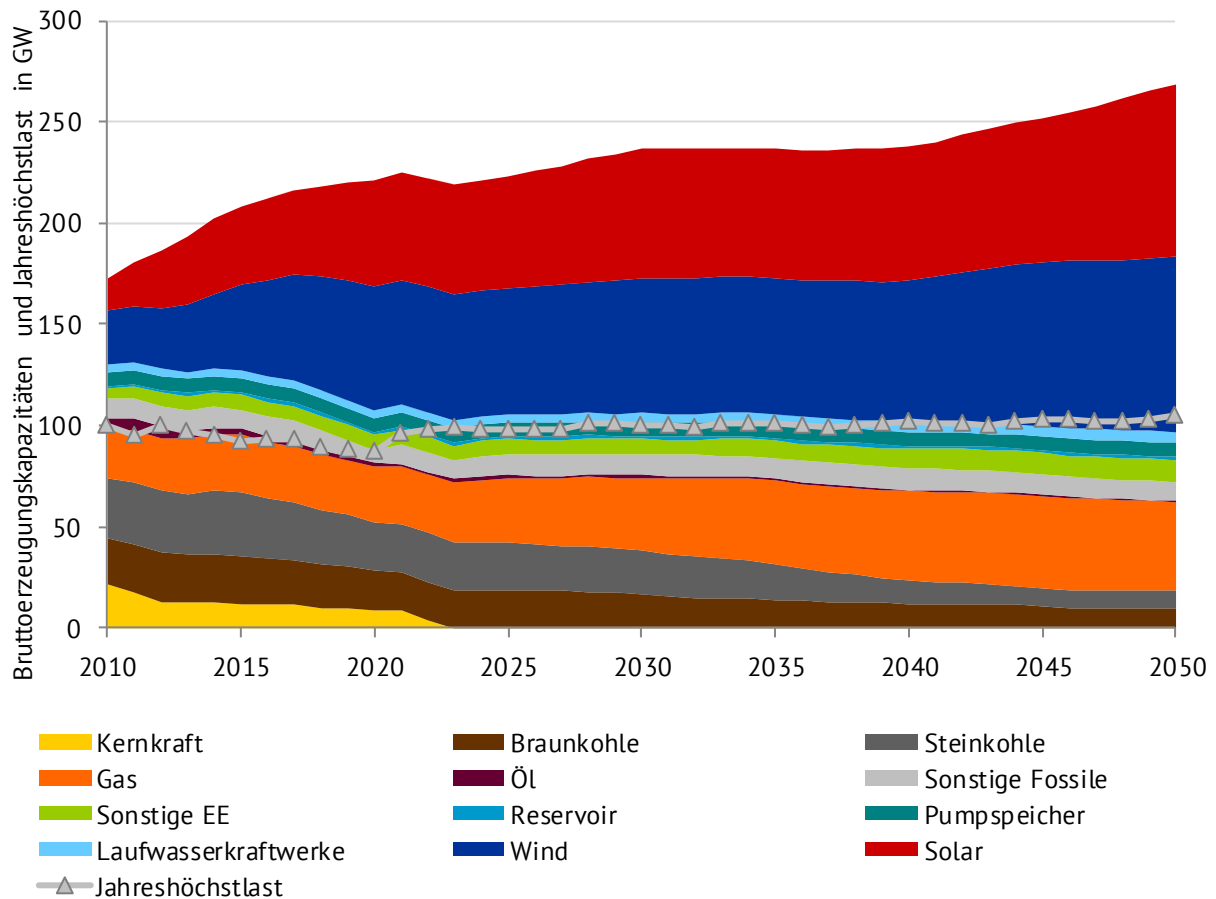
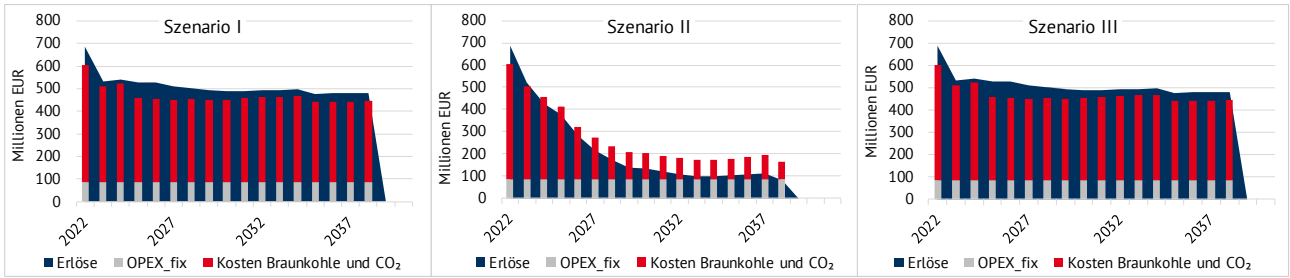


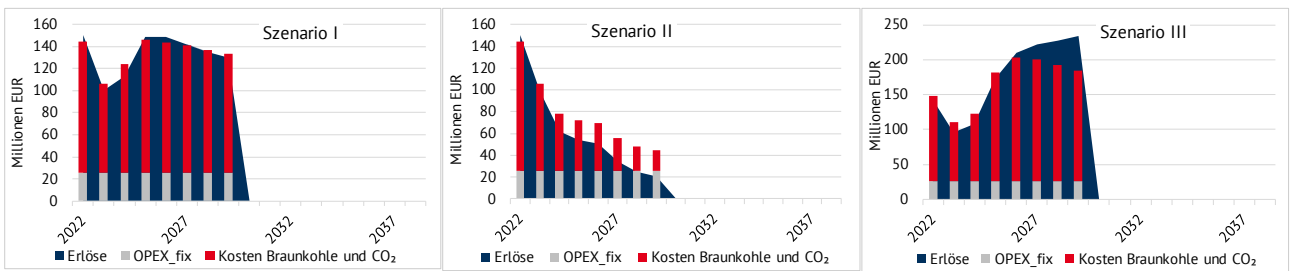
Abbildung 4: Entwicklung der deutschen Erzeugungskapazität in Szenario III

## WIRTSCHAFTLICHKEIT JE KRAFTWERKSBLICK

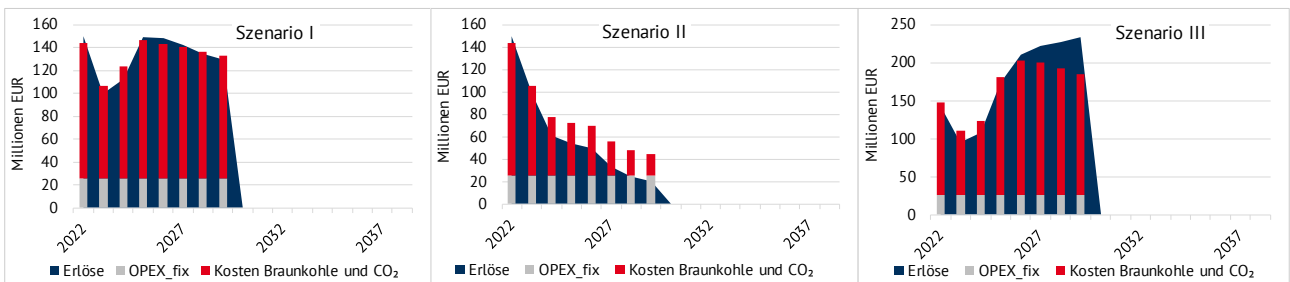
### Kraftwerk Schwarze Pumpe - geplanter Ausstieg: Ende 2038



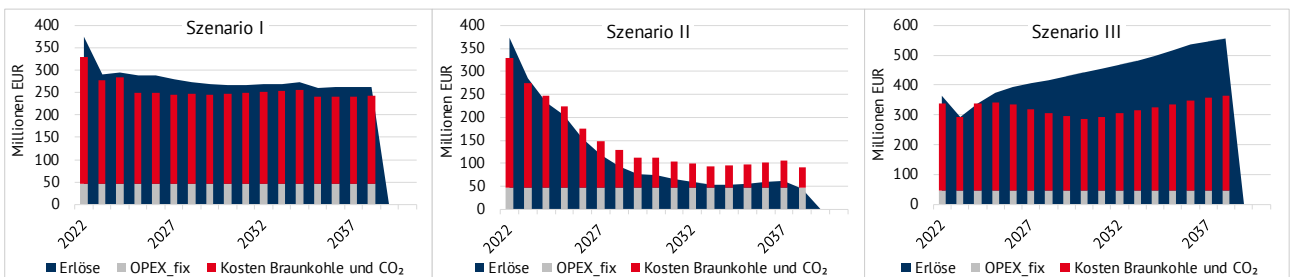
### Kraftwerk Boxberg Block N - geplanter Ausstieg: Ende 2029



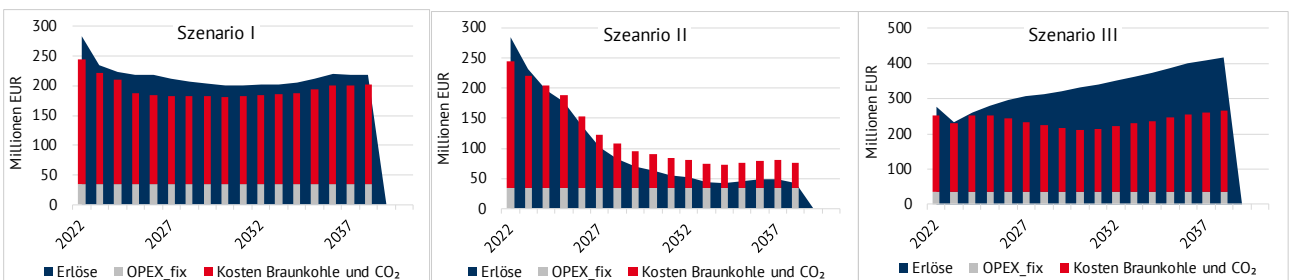
### Kraftwerk Boxberg Block P - geplanter Ausstieg: Ende 2029



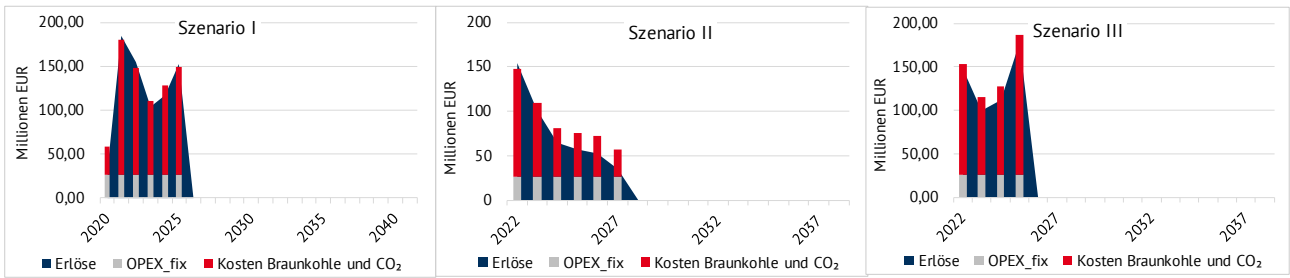
### Kraftwerk Boxberg Block Q - geplanter Ausstieg: Ende 2038



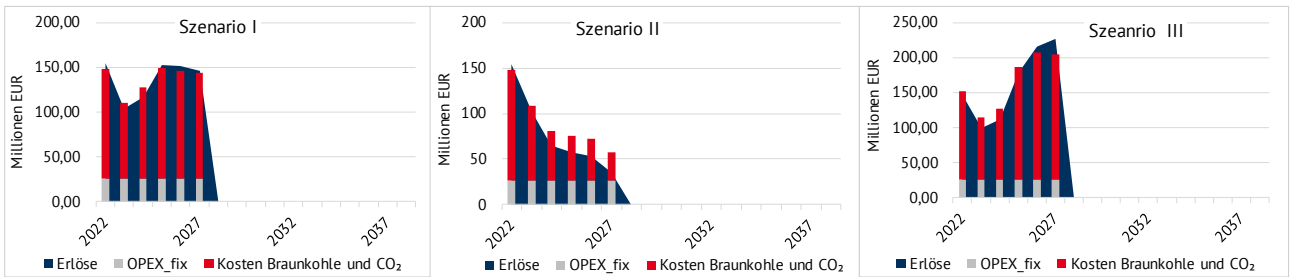
### Kraftwerk Boxberg Block R - geplanter Ausstieg: Ende 2038



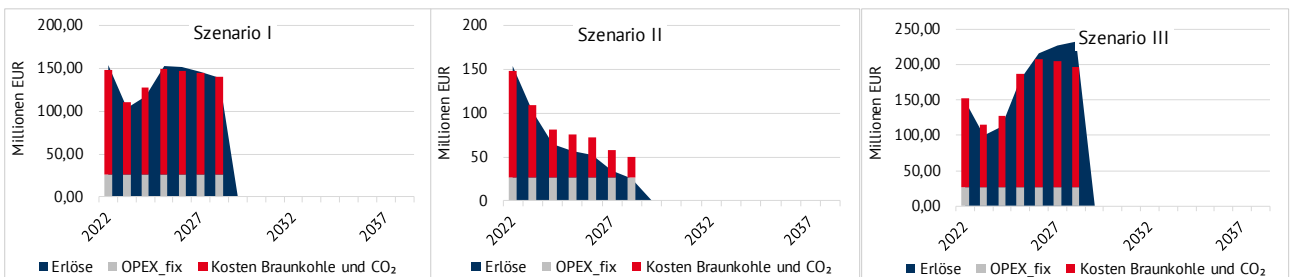
### Kraftwerk Jämschwalde Block A - geplanter Ausstieg: Ende 2025



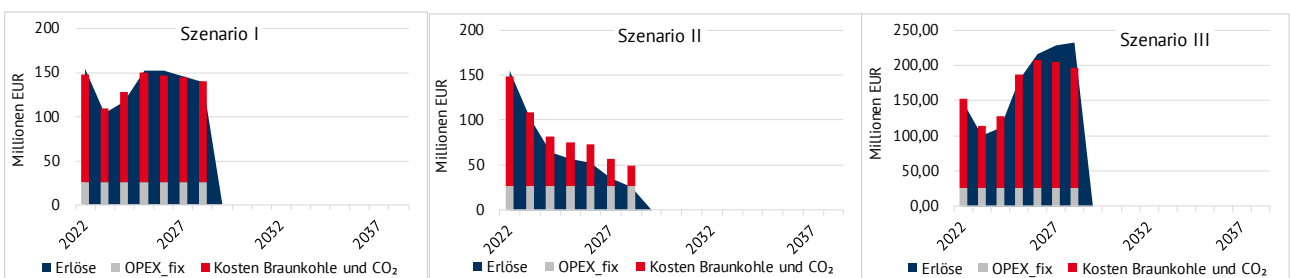
### Kraftwerk Jämschwalde Block B - geplanter Ausstieg: Ende 2027



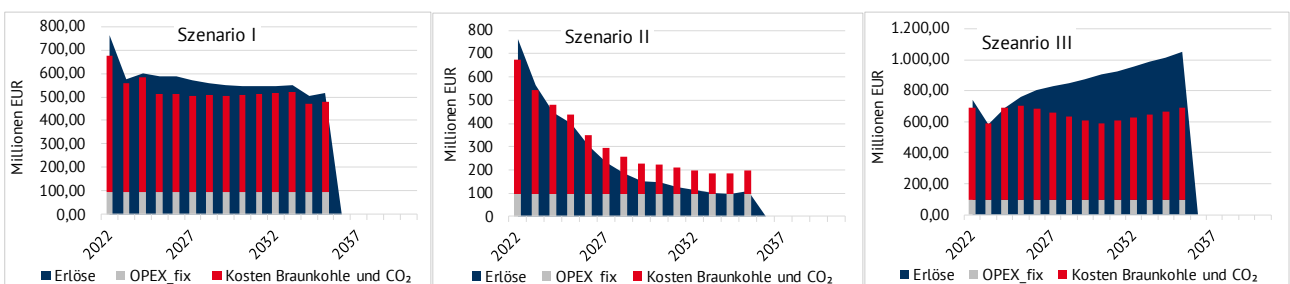
### Kraftwerk Jämschwalde Block C - geplanter Ausstieg: Ende 2028



### Kraftwerk Jämschwalde Block D - geplanter Ausstieg: Ende 2028



### Kraftwerk Lippendorf Block R - geplanter Ausstieg: Ende 2035





## 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.

## IMPRESSUM

Autoren:

Michael Claußner, Julia Zygmunt

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto: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.