

SUBSTITUTION DER BRAUNKOHLEKRAFTWERKE IM RHEINISCHEN REVIER DURCH ERNEUERBARE ENERGIEN WIRTSCHAFTLICHKEIT UND SYSTEMAUSWIRKUNGEN

Berlin, November 2018

Im Auftrag der Greenpeace Energy eG

Autoren F. Huneke, M. Claussner



INHALTSVERZEICHNIS

1. Einführung.....	1
2. Wirtschaftliche Bewertung der Braunkohlekraftwerke	4
2.1. Annahmen für die Bewertung	4
2.2 Kraftwerksbewertung: Cashflowanalyse mittels Fundamentalmodell.....	8
2.2.1. Bewertung für Kaufzeitpunkt 2020.....	8
2.2.2. Bewertung für Kaufzeitpunkt 2022.....	9
2.2.3. Bewertung für Kaufzeitpunkt 2025.....	10
3. Erneuerbare Energien – Zubau und wirtschaftliche Bewertung.....	11
3.1. Investitionsbedarf.....	11
3.2. Wirtschaftlichkeitsbewertung.....	13
4. Systemauswirkungen.....	16
5. Executive Summary.....	20
6. Literaturverzeichnis	21
7. Anhang	22

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Vergleich installierter Braunkohlekapazität in Deutschland in Abhängigkeit des dreistufigen Kaufplans.....	1
Abbildung 2: Zubau an Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten im Rheinischen Revier	3
Abbildung 3: Preispfade der Commodities gemäß World Energy Outlook 2018.....	4
Abbildung 4: Erzeugungskapazität nach Energieträger und Jahr in Deutschland im modellierten Szenario	5
Abbildung 5: Erlöse und Kosten der für den Kaufzeitpunkt 2020 relevanten Kraftwerksblöcke....	8
Abbildung 6: Gesamtansicht der Erlös- und Kostenstrukturentwicklung der für den Kaufzeitpunkt 2022 relevanten Kraftwerksblöcke	9
Abbildung 7: Gesamtansicht der Erlös- und Kostenstrukturentwicklung der für den Kaufzeitpunkt 2025 relevanten Kraftwerksblöcke	10
Abbildung 8: Jährliche Stromerträge aus neu zugebauten Wind- und PV-Anlagen.....	12
Abbildung 9: Jährliche Zahlungsflüsse und Nettobarwert der Gesamtinvestition	14
Abbildung 10: Vergleich der jährlichen Stromproduktion je Szenario.....	17
Abbildung 11: Strompreisentwicklung je Szenario	18
Abbildung 12: Auswirkungen auf die Strompreise und Importe/Exporte durch Kauf und Stilllegung.....	19
Abbildung 13: Funktionsschema Power2Sim	23
Abbildung 14: Cashflow-Analyse je Kraftwerksblock	26
Abbildung 15: Jährliche Zahlungsflüsse und Nettobarwert Windenergie.....	27
Abbildung 16: Jährliche Zahlungsflüsse und Nettobarwert Photovoltaik.....	27

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über den Kaufplan für die Kraftwerksblöcke der RWE.....	2
Tabelle 2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	11
Tabelle 3: Investitionsbedarf nach Technologie und Jahr.....	12
Tabelle 4: Parameter der Kapitalkosten nach Fremd- und Eigenkapital.....	13
Tabelle 5: Modellierte Vermarktungserlöse für Wind und PV.....	15
Tabelle 6: Übersicht über alle aktiven bzw. sich in Sicherheitsbereitschaft befindenden Braunkohlekraftwerksblöcke der RWE.....	24

1. EINFÜHRUNG

Am Ende des Jahres 2018 beträgt die Braunkohlekraftwerksleistung der RWE AG im Rheinischen Revier gut 10 GW¹. Energy Brainpool wurde beauftragt, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für diese Kraftwerksblöcke vorzunehmen, um deren Wert für ein dreigestuftes Kaufangebot zu bestimmen. Ausgeschlossen sind dabei die Kraftwerksblöcke in der Sicherheitsbereitschaft. Aktuell machen die RWE-Braunkohlekraftwerke rund die Hälfte der am Strommarkt teilnehmenden installierten Braunkohleleistung aus (vgl. Abbildung 1).

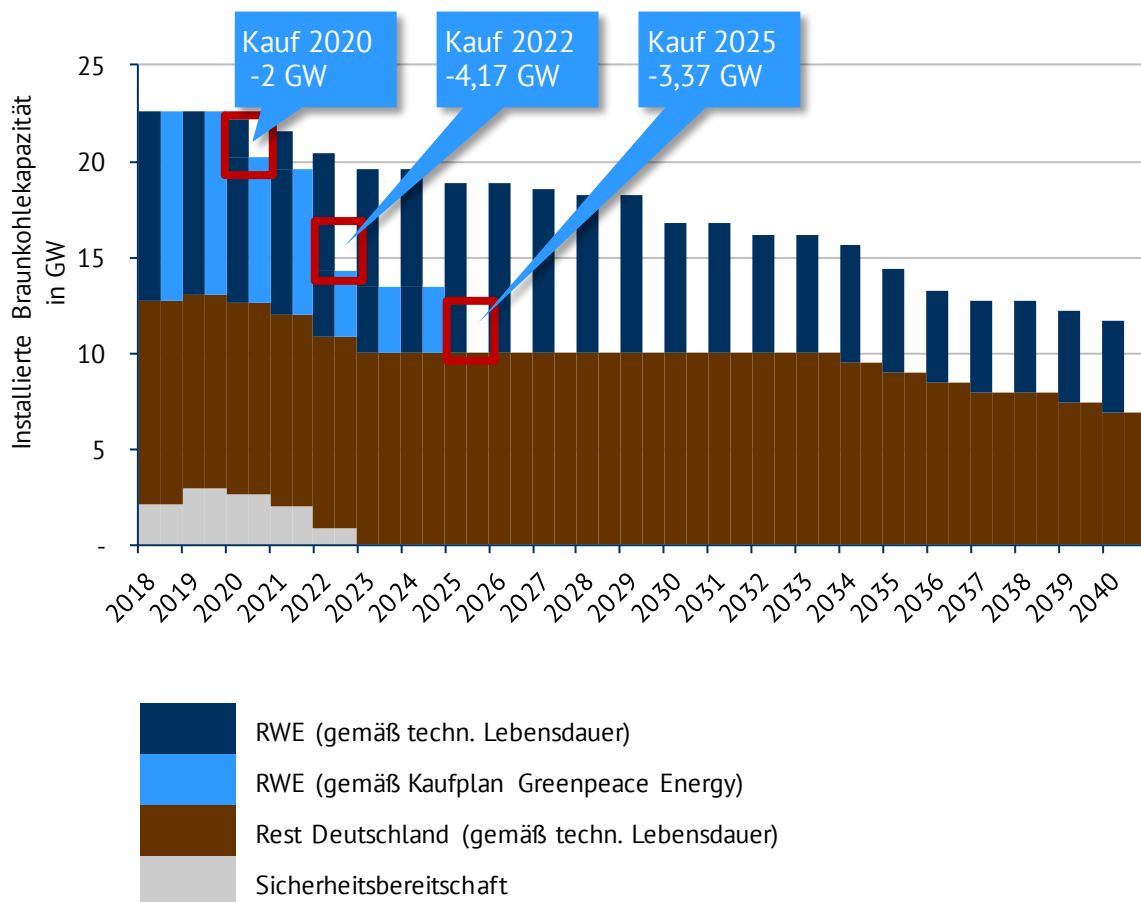


Abbildung 1: Vergleich installierter Braunkohlekapazität in Deutschland
in Abhängigkeit des dreistufigen Kaufplans

¹ Zusätzlich zu der Bruttoleistung am Strommarkt befinden sich noch mehr als 1 GW in der Sicherheitsbereitschaft und nehmen so nicht am Strommarkt teil

Der Kaufplan sieht zunächst eine Übernahme von 2 GW im Jahre 2020 vor, gefolgt von rund 4,2 GW in 2022 sowie weiteren 3,4 GW in 2025. Grundsätzlich ermöglicht dieser Plan den Stopp des Braunkohleabbaus im Tagebau Hambach im Jahr 2020, in Inden zum Jahr 2022 und in Garzweiler im Jahr 2025. Der Tagebau Garzweiler kann die zunächst bis 2022 bzw. 2025 verbleibenden Blöcke der Kraftwerke Neurath und Niederaußem mit Braunkohle versorgen².

Tabelle 1: Übersicht über den Kaufplan für die Kraftwerksblöcke der RWE

KAUF 2020		KAUF 2022		KAUF 2025	
Blockname	Bruttoleistung in MW	Blockname	Bruttoleistung in MW	Blockname	Bruttoleistung in MW
NEURATH A	323	NEURATH D	668	NEURATH F BOA 2	1.166
NEURATH B	323	NEURATH E	664	NEURATH G BOA 3	1.166
NIEDERAUS- SEM C	323	NIEDERAUS- SEM G	718	NIEDERAUS- SEM K	1.038
NIEDERAUS- SEM D	327	NIEDERAUS- SEM H	713		
WEISWEILER E	353	WEISWEILER G CHP	700		
WEISWEILER F	353	WEISWEILER H CHP	700		
Gesamt	2.002		4.163		3.370

² Garzweiler hat eine Förderkapazität von etwa 35 Megatonnen Braunkohle jährlich. Dies entspricht in etwa der benötigten Braunkohlemenge der verbleibenden Kraftwerksblöcke am Standort Neurath und Niederaußem. Auch nach einem Abbaustopp in Hambach sind dort noch umfangreiche Erdarbeiten notwendig, sodass vorhandener Abraum bei Bedarf bis 2022 genutzt werden kann. Relevant ist dies im Falle des Einsatzes der Sicherheitsbereitschaft oder zur beschränkten Beimischung von Braunkohle. Solche Beimischungen erfolgen insbesondere zur Einstellung eines Auslegungsheizwertes des Kessels.

Nach dem Kauf erfolgt eine Substitution der Kraftwerke durch 3,8 GW Wind- und 4,4 GW Photovoltaikanlagen, die bis 2029 zugebaut werden. Hierfür liegt ein Zubauplan von Greenpeace Energy für das Rheinische Revier vor (vgl. Abbildung 2). Für diese Erneuerbare-Energien-Anlagen erstellt Energy Brainpool ebenfalls eine Wirtschaftlichkeitsanalyse. Dabei erfolgt keine finanzielle Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz.

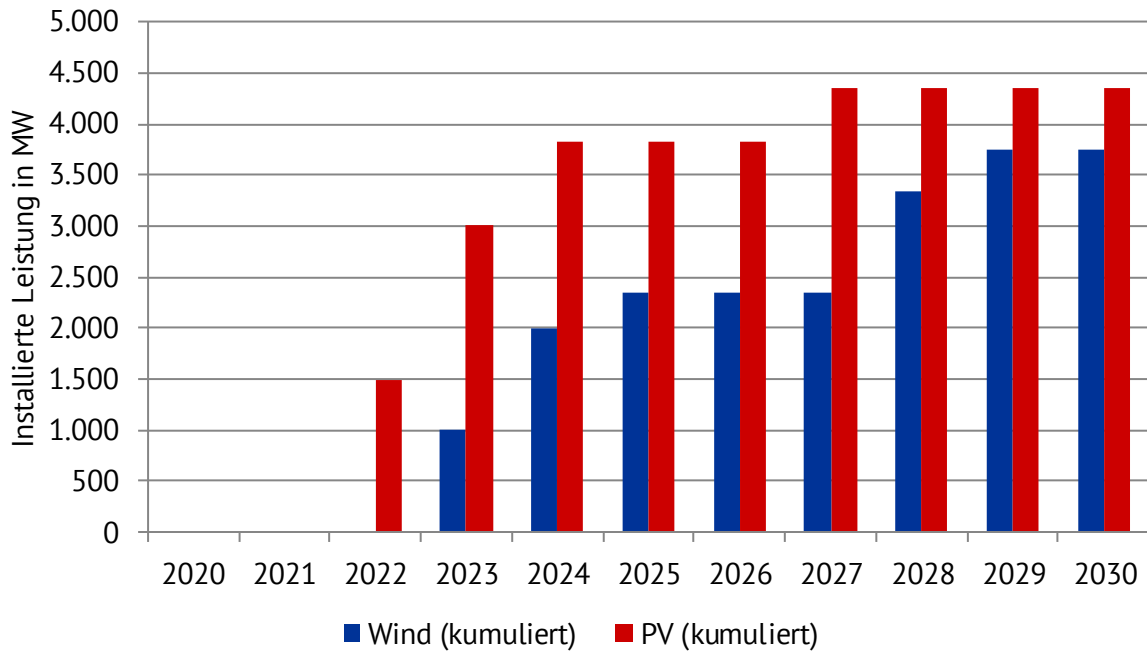


Abbildung 2: Zubau an Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten im Rheinischen Revier

2. WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER BRAUNKOHLEKRAFTWERKE

Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung der 15 Kraftwerksblöcke ist eine fundamentale Modellierung der europäischen Strommärkte bis zum Jahr 2040. Ein Ergebnis dieser Modellierung ist eine stündliche Strompreiszeitreihe für das deutsche Marktgebiet. Der Einsatz der einzelnen Kraftwerksblöcke wird gemäß ihrer technischen Leistungsfähigkeit für diejenigen Zeiträume angenommen, in denen ihre kurzfristigen Grenzkosten niedriger sind als diese Strompreise. Von dem so erzielbaren Deckungsbeitrag werden die Fixkosten und der Gewinn erwirtschaftet. Über den aus heutiger Sicht zukünftig erwirtschafteten Gewinn lässt sich der Wert der Kraftwerksblöcke berechnen.

2.1. ANNAHMEN FÜR DIE BEWERTUNG

Entwicklung der Commoditypreise

Das Szenario „Sustainable Development“ des World Energy Outlooks 2018 dient als Preisgrundlage für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Braunkohlekraftwerke einerseits und der Investition in erneuerbare Energien (vgl. Kapitel 3) andererseits.

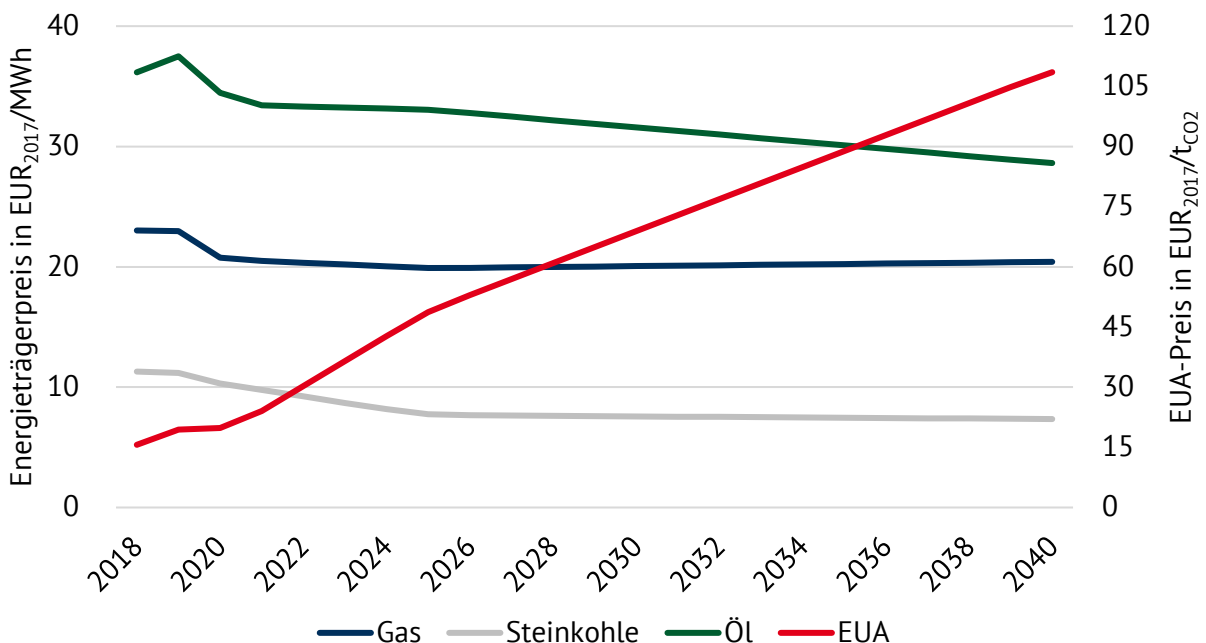


Abbildung 3: Preispfade der Commodities gemäß World Energy Outlook 2018 [Quelle: bis 2020 inflationsbereinigte EEX-Handelspreise vom 10.11.2018, danach (International Energy Agency, 2018)]

Diesen Preispfad entwickelt die International Energy Agency um das Szenario, in dem die weltweit gesetzten Klimaziele verfolgt werden. Charakteristisch für dieses Szenario ist der Anstieg

der EUA-Preise bei geringerer Nachfrage nach und daher geringen Preisen von fossilen Brennstoffen. Andere mögliche Preisfade zeigen dann niedrigere EUA-Preise in der Zukunft auf, wenn die Szenarien davon ausgehen, dass die gesetzten Klimaziele nicht erreicht werden. Das ist deshalb relevant, weil die Ergebnisse der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsanalyse stark von diesem Parameter abhängen.

Kraftwerksleistungen im modellierten Kraftwerksplan

Grundlage für die Szenarien bilden öffentliche Studien und Datenbanken, wie beispielsweise „EU Energy, Transport and Emission GHG Trends to 2050“³ sowie Eurostat⁴ und ENTSO-E⁵. Politische Entwicklungen fließen ebenso in die Modellierung mit ein⁶.

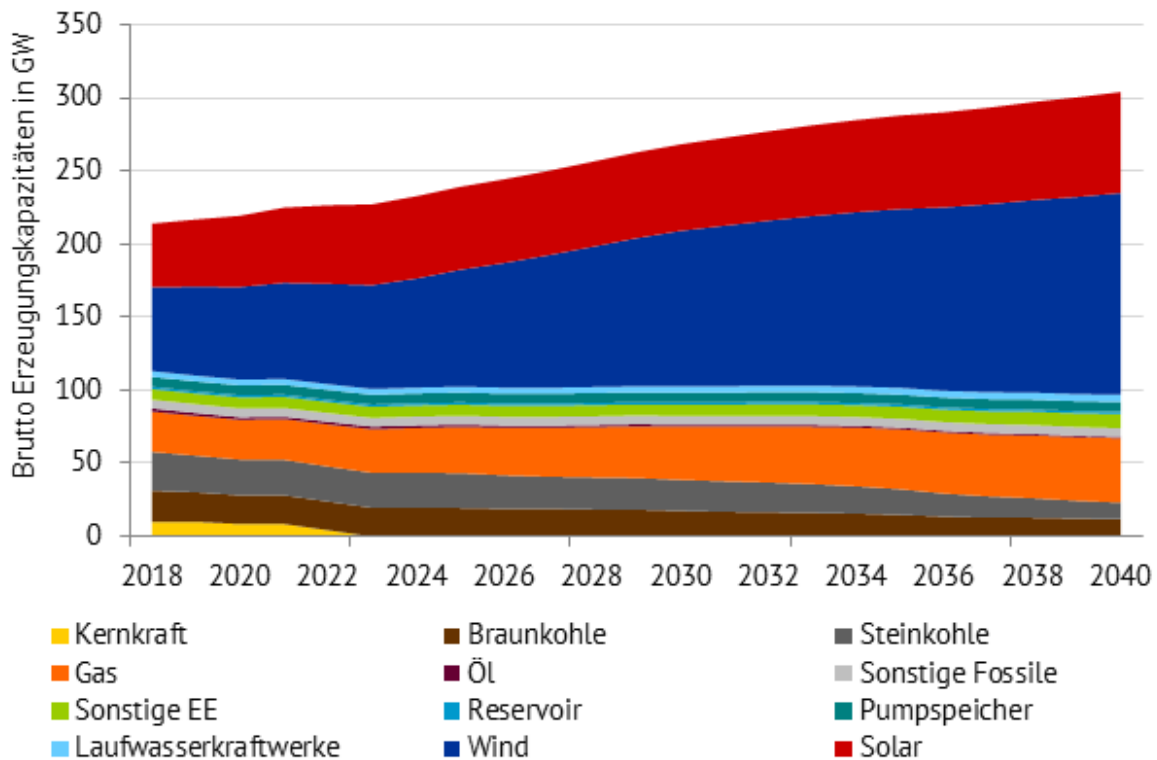


Abbildung 4: Erzeugungskapazität nach Energieträger und Jahr in Deutschland im modellierten Szenario

³ Der europäische Kraftwerkspark und die Stromnachfrage in den jeweiligen Marktgebieten folgt in seiner angenommenen künftigen Entwicklung diesem Szenario der EU-Kommission.

⁴ Zum Kalibrieren des Modells erfolgen Benchmarks anhand statistischer Kennwerte des Energiesystems, beispielsweise die Stromerzeugung je Kraftwerkstyp und Marktgebiet nach EUROSAT.

⁵ Das Nachfragemodell bildet die Verbrauchsstruktur gemäß ENTSO-E-Lastdaten ab.

⁶ Insofern weicht die Entwicklung des Kraftwerksparks dann von den zuvor genannten „EU Energy ... Trends to 2050“ ab, wenn wie zum Beispiel in Frankreich mit dem partiellen Kernkraftausstieg substantielle Änderungen am Stromsystem politisch entschieden werden, die in genannter Quelle noch nicht abgebildet wurden.

Besonders relevant für die hier vorliegende Analyse ist die angenommene Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks, mit dem die zu bewertenden Braunkohlekraftwerke im direkten Wettbewerb stehen. Daher sei hier das Szenario für Deutschland beschrieben.

Die Stromproduktion wird nach wie vor von Braunkohle- und Steinkohle-Kraftwerken dominiert, mit einem Anteil von etwa 37 % an der Bruttostromerzeugung (2017). Jedoch steigt der Anteil der erneuerbaren Energien jährlich an und lag 2017 bei 33 % der jährlichen Bruttostromerzeugung.

Nach dem Unglück in Fukushima in 2011 entschied sich die deutsche Bundesregierung, einen kompletten Kernkraftausstieg bis zum Jahr 2022 durchzuführen.

Bis zum Jahre 2050 soll ein Anteil erneuerbarer Energien von 80 % gemessen an der Stromnachfrage erreicht werden.

Kosten des Weiterbetriebs der Braunkohlekraftwerke

Die Kosten des Weiterbetriebs der Braunkohlekraftwerke lassen sich im Allgemeinen in fixe und variable Betriebskosten unterteilen. Fixe Betriebskosten beziehen sich dabei auf Kosten, die unabhängig vom Betrieb der Anlage und der Nutzungsdauer anfallen, d. h. Kosten für Personal, Verwaltung, Versicherungen oder Wartung. Variable Betriebskosten hingegen steigen mit zunehmender Anlagennutzung und beinhalten vor allem die Kosten für Braunkohle (als Grenzkosten der Gewinnung und Transport) sowie Hilfs- und Betriebsstoffe. Die CO₂-Kosten und Steuern werden an anderer Stelle dieser Analyse berücksichtigt.

Zwei Studien, die sich unter anderem mit der Kostenstruktur von Braunkohlekraftwerken befassen, seien exemplarisch vorgestellt. Dies sind eine Prognos-Studie⁷ zur Entwicklung der Stromproduktionskosten von 2013 sowie eine Publikation der Universität Stuttgart⁸ von 2010, die sich mit den Erzeugungskosten verschiedener Kraftwerksoptionen für das Jahr 2015 auseinandersetzt. Während die Universität Stuttgart fixe Betriebskosten von 39.900 EUR₂₀₁₇/MW sowie variable Betriebskosten von 5,52 EUR₂₀₁₇/MWh nennt, geht Prognos mit 53.600 EUR₂₀₁₇/MW von höheren Fixkosten, aber mit 4,20 EUR₂₀₁₇/MWh von niedrigeren variablen Kosten aus. Die genaue Kostenstruktur der Kraftwerksblöcke im Rheinischen Revier ist unbekannt, aufgrund des größtenteils hohen Betriebsalters der Braunkohlekraftwerke scheint ein eher höherer Wartungs- und damit Fixkostenanteil jedoch plausibel. Für alle weiteren Berechnungen werden daher die Werte der Prognos-Studie herangezogen.

⁷ (Prognos, 2013)

⁸ (Universität Stuttgart, 2010)

Weitere Annahmen

Für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsanalyse dienen die Erlöse aus dem Day-Ahead-Markt als einziges Bewertungskriterium der Erlöse. Grundsätzlich können Kraftwerksbetreiber am Terminmarkt, dem Regelleistungsmarkt und am Intraday-Markt zusätzliche Handelsgewinne erzielen. Das Kraftwerk Weisweiler verkauft zudem Fernwärme. Der maßgebliche Erlösstrom für ein Braunkohlekraftwerk ist jedoch der Day-Ahead-Strommarkt. Für die vorliegende Kraftwerksbewertung wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass die erzeugte Strommenge blockweise anhand individueller, kurzfristiger Grenzkosten dem stündlichen Strompreis flexibel angepasst wird. Die Kosten, die durch technische Inflexibilität bei niedrigen Strompreisen entstehen, werden bei diesem Vorgehen vernachlässigt.

Bei der Verfügbarkeit der Braunkohlekraftwerke wurde eine mittlere Verfügbarkeit von 75 Prozent bei saisonaler Schwankung zwischen 71 und 80 Prozent angenommen. Diese Werte treffen im historischen Benchmark die tatsächliche Stromerzeugung gut, wenn man diese um die Minderproduktion durch die unsichere Förderquote im Hambacher Wald⁹ korrigiert. Die Kraftwerksbewertung über mittlere Verfügbarkeiten reduziert tendenziell die errechneten Gewinne, da gerade zu Zeiten hoher Strompreise Kraftwerksbetreiber eine überdurchschnittliche Verfügbarkeit anstreben.

Alle angegebenen Eurowerte sind inflationsbereinigt und beziehen sich auf 2017. Für die Nettobarwertberechnung werden Zahlungen mit einem Zinssatz von 7,2 % diskontiert. Dieser Zinssatz repräsentiert typische Kapitalkosten bei Kraftwerksinvestitionen. Steuern wurden nicht berechnet.

⁹ Reduktion um 9 bis 13 TWh Strom, Vgl. Berichterstattung. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/hambacher-forst-rwe-will-kohlefoerderung-um-bis-zu-15-millionen-tonnen-drosseln-a-1232246.html>

2.2 KRAFTWERKSBEWERTUNG: CASHFLOWANALYSE MITTELS FUNDAMENTALMODELL

Ziel dieser Kraftwerksbewertung ist es, den Nettobarwert der potenziellen Gewinne dreier Gruppen von Braunkohlekraftwerksblöcken zu ermitteln. Für das Stichjahr 2020 sollen zunächst die ältesten Braunkohleblöcke mit dem niedrigsten Wirkungsgrad bewertet werden. Für das Stichjahr 2022 erfolgt die Bewertung aller weiteren Blöcke, die vor 2000 in Betrieb genommen oder modernisiert wurden, ehe die restlichen Blöcke für 2025 bewertet werden. Eine Analyse der Erlöse am Day-Ahead-Strommarkt je Block und die entsprechenden Kosten der Stromproduktion sind blockscharf im Anhang auf S. 25f zu finden. Die Jahreswerte sind das Ergebnis einer stundenscharfen Modellierung, wann sich der Kraftwerksbetrieb gemäß kurzfristiger Grenzkosten und Strompreise lohnt.

2.2.1. BEWERTUNG FÜR KAUFZEITPUNKT 2020

Die Bewertung zum Stichjahr 2020 umfasst die Braunkohlekraftwerksblöcke Neurath A und B, Niederaußem C und D sowie Weisweiler E und F. Die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerksblöcke reduziert sich durch die steigenden CO₂-Kosten bei niedrigem Wirkungsgrad besonders schnell und führt für alle hier betrachteten Blöcke mit dem Jahr 2023 zu einem potenziell negativen Cashflow. Dies zeigt das Ende der Wirtschaftlichkeit an. Für die Barwertberechnung wird im Folgenden ein marktrationales Verhalten je Kraftwerksblock angenommen, also das Ende der Teilnahme am Strommarkt sobald der Cash-Flow negativ wird.

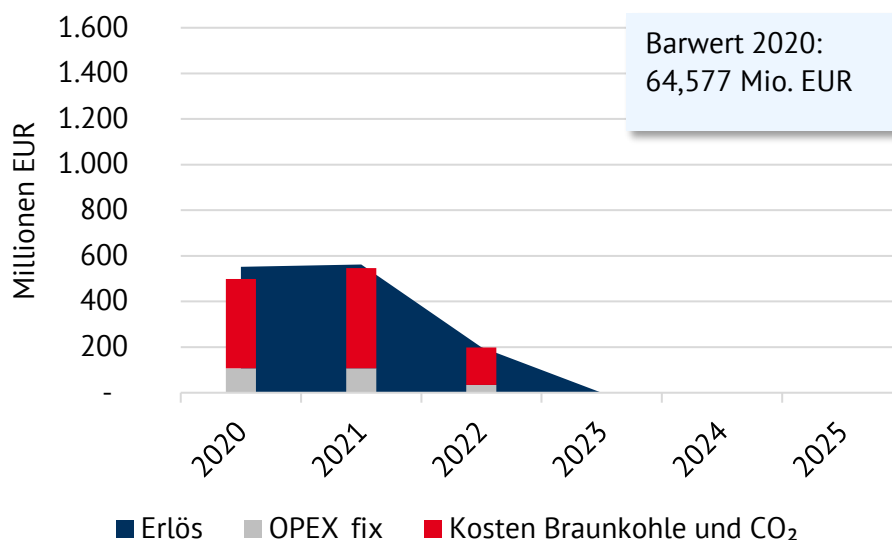


Abbildung 5: Erlöse und Kosten der für den Kaufzeitpunkt 2020 relevanten Kraftwerksblöcke

Der diskontierte Nettobarwert im Jahr 2020 beträgt 64.576.747 EUR. Der kumulierte potenzielle Gewinn genannter Kraftwerksblöcke beträgt rund 70 Mio. EUR. Er setzt sich zusammen aus fixen und variablen Kosten i. d. H. von 1.245 Mio. EUR und Strommarkterlösen von 1.315 Mio. EUR. Rückbaukosten bzw. ein Anlagenendwert und Steuern wurden nicht berücksichtigt.

2.2.2. BEWERTUNG FÜR KAUFZEITPUNKT 2022

Für das Kaufangebot im Jahr 2022 werden analog die Kraftwerksblöcke Neurath D und E, Niederaußem G und H sowie Weisweiler G und H bewertet.¹⁰ Diese erzielen ab dem Jahr 2022 noch Erlöse von insgesamt 3.285 Mio. EUR, bei kumulierten Kosten von 3.101 Mio. EUR. Daraus leiten sich ein potenzieller Gewinn von rund 184 Mio. EUR sowie ein diskontierter Nettobarwert von 165.850.244 EUR im Kaufjahr 2022 ab.

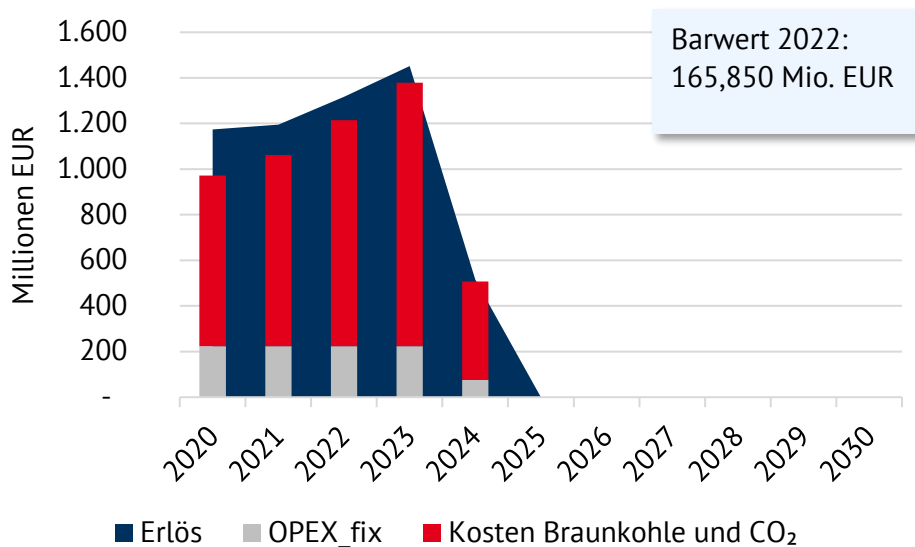


Abbildung 6: Gesamtansicht der Erlös- und Kostenstrukturentwicklung der für den Kaufzeitpunkt 2022 relevanten Kraftwerksblöcke

¹⁰ Die Vorschaltgasturbinen von Weisweiler G und H sind nicht Teil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

2.2.3. BEWERTUNG FÜR KAUFZEITPUNKT 2025

Die Kraftwerksblöcke Neurath F und H sowie Niederaußem K sind Bestandteil des zu bewertenden Kaufangebots im Jahr 2025. Sie sind die modernsten Anlagen des untersuchten Kraftwerksparks und zeichnen sich durch die höchsten Wirkungsgrade aus. Trotz steigender CO₂-Preise erwirtschaften diese Kraftwerksblöcke im Modell ab dem Jahr 2025 noch einen Gesamtgewinn von rund 172 Mio. EUR. Erlösen von 4.808 Mio. EUR stehen dabei fixe und variable Kosten von 4.636 Mio. EUR gegenüber. Ihr Nettobarwert im Jahr 2025 beträgt damit 153.286.512 EUR.

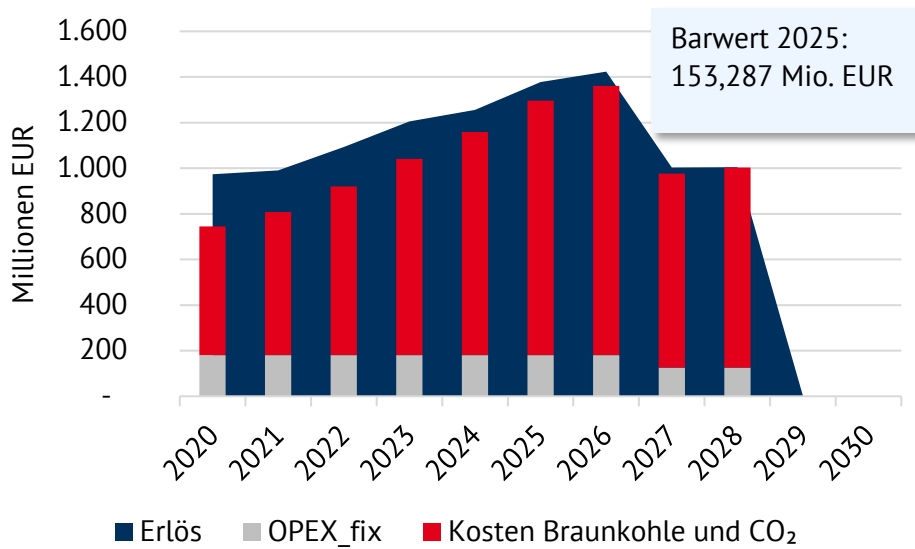


Abbildung 7: Gesamtansicht der Erlös- und Kostenstrukturentwicklung der für den Kaufzeitpunkt 2025 relevanten Kraftwerksblöcke

3. ERNEUERBARE ENERGIEN – ZUBAU UND WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Nach der Wirtschaftlichkeitsbewertung der Braunkohlekraftwerke erfolgt hier eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für ein alternatives Hybridkraftwerk, bestehend aus 3,8 GW Windenergie- und 4,4 GW Photovoltaikanlagen. Nach Planung von Greenpeace Energy soll der Zubau maßgeblich unter Nutzung der Flächen des vorherigen Braunkohletagebaus erfolgen. Die Investitionsparameter zur Kalkulation der Kosten hat Greenpeace Energy ermittelt. Dabei ist zu betonen, dass das geplante zusammenhängende Projekt eine in Europa beispiellose Größe hat und sehr hohe Skaleneffekte möglich sind. Diese sind nur aufgrund des besonderen Flächendargebots am Standort des ehemaligen Tagebaus zu erwarten.

Im Folgenden stellt diese Untersuchung die kalkulierten Kosten (Kapitel 3.1) vor und vergleicht diese mit den Strommarkterlösen (Kapitel 3.2). Eine finanzielle Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz erfolgt dabei nicht.

3.1. INVESTITIONSBEDARF

Folgende Investitionsparameter liegen der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu Grunde.

Tabelle 2: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

WIND	WIND		PV	
	2018	2030	2018	2030
Investitionskosten in EUR/kW	1.350	1.250	600	390
Betriebskosten	27 EUR/(kW, a)		2,25 % bezogen auf CAPEX, p.a.	
Pacht in % der Stromerlöse	7,5 %		5,0 %	
Volllaststunden	2.971		950	

Der Anlagenzubau und der damit verbundene Investitionsbedarf sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Die gesamte Investitionssumme beträgt kumuliert 6.994 Millionen EUR und fällt zwischen 2022 und 2029 an.

Der Zubauzeitpunkt hängt maßgeblich vom Abbaustopp der einzelnen Tagebaue und damit dem Kaufzeitpunkt ab. Zudem gibt es eine Übergangszeit für die Genehmigung und Errichtung der Anlagen. Nach einer ersten Planung von Greenpeace Energy beläuft sie sich für Windenergie auf

3 Jahre, für PV auf 2 Jahre ab Kaufzeitpunkt. Aus diesem Grund beginnt der PV-Zubau früher als der Zubau der Windenergie.

Tabelle 3: Investitionsbedarf nach Technologie und Jahr

IN MIO EUR ₂₀₁₇	WIND		PV	
	Zubau in MW	Investition in Mio. EUR	Zubau in MW	Investition in Mio. EUR
2022			1.409	747
2023	1.000	1.308		
2024	168	219	1.500	743
2025	1.000	1.292	923	441
2026	173	222		
2027			526	233
2028	1.000	1.267		
2029	417	525		
Ab 2030				
SUMME	3.758	4.831	4.357	2.163

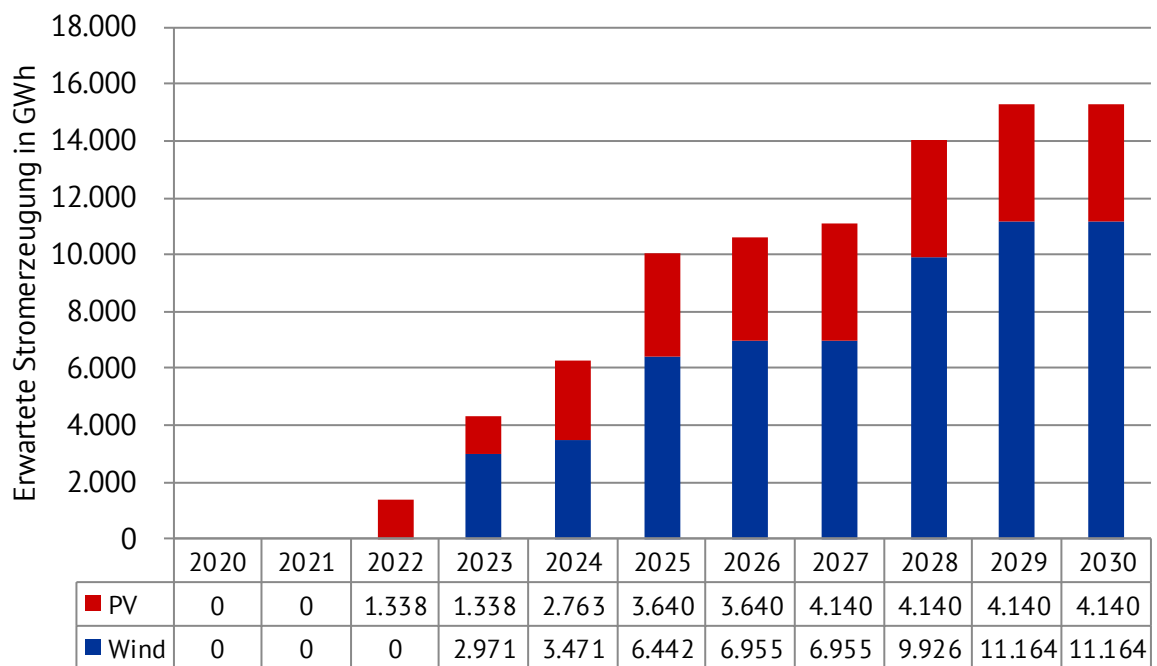


Abbildung 8: Jährliche Stromerträge aus neu zugebauten Wind- und PV-Anlagen

3.2. WIRTSCHAFTLICHKEITSBEWERTUNG

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung hat Energy Brainpool eine zweite fundamentale Strommarktmodellierung durchgeführt. So wurden die Strommarkterlöse von Wind- und Photovoltaikanlagen von 2020 bis 2040 ermittelt. Das Strompreisszenario baut dabei auf dem Szenario auf, das bereits in Kapitel 2 beschrieben ist. Im Unterschied zu diesem Szenario nehmen jedoch die RWE-Braunkohlekraftwerksblöcke jeweils 2020, 2022 oder 2025 nicht mehr am Strommarkt teil. Dafür erhöht sich die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik gemäß des beschriebenen Zubaus.

In der Wirtschaftlichkeitsbewertung werden die Betriebskosten sowie die annualisierten Finanzierungskosten den jährlichen Erlösen gegenübergestellt. Tabelle 4 zeigt die verwendeten Finanzierungsparameter, die durch Greenpeace Energy vorgegeben wurden.

Tabelle 4: Parameter der Kapitalkosten nach Fremd- und Eigenkapital

ALLGEMEIN	ANTEIL	ZINS	LAUFZEIT WIND	LAUFZEIT PV
Fremdkapital	60 %	4 %	18	20
Eigenkapital	40 %	6 %	20	25

Bemerkenswert ist dabei, dass es sich hier nicht um die typische Finanzierungsstruktur heutiger EEG-finanzierter Erneuerbare-Energien-Projekte handelt. Vielmehr gleicht sich der in Relation zu solchen Projekten höhere Eigenkapitalanteil und höhere mittlere Zins dem Niveau einer konventionellen Investition in Erzeugungskapazitäten an.

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde die Barwertmethode angewandt¹¹. Die jährlichen Zahlungsflüsse und der Barwert von 2020 bis 2040 sind hierfür in Abbildung 9 wiedergegeben. Der Nettobarwert ist mit 1.411 Mio. EUR positiv und die Investition somit in diesem Szenario sehr wirtschaftlich¹². Diese Wirtschaftlichkeit hängt stark von der künftigen Entwicklung des EUA-Preises ab.

¹¹ Zur Berechnung der Finanzierungskosten werden die Parameter aus Tabelle 4 verwendet. Der mittlere Zinssatz beträgt so 4,8 Prozent. Davon abweichend wird zur Diskontierung der Überschüsse bis zum Jahr 2020 wieder der Zinssatz von 7,2 Prozent angesetzt, der schon in Kapitel 2.2 für die Abzinsung der künftigen Braunkohlegewinne angewendet wurde. Nur so lassen sich diese beiden Barwerte miteinander vergleichen.

¹² Zur Vergleichbarkeit mit den Barwerten der Braunkohlekraftwerke wurde die Wirtschaftlichkeit mit mittleren Kapitalkosten von 7,2 % zusätzlich geprüft. Ergebnis dieser zusätzlichen Prüfung ist bei diesen höheren Kapitalkosten ein Nettobarwert von 529 Mio. EUR.

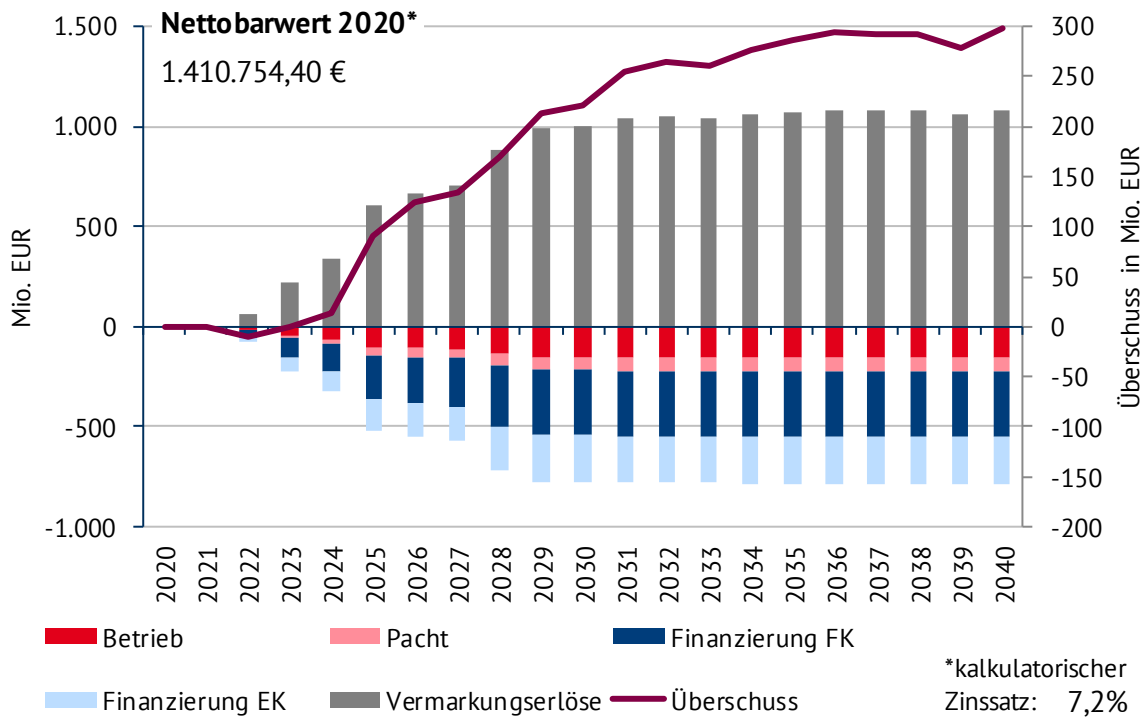


Abbildung 9: Jährliche Zahlungsflüsse und Netto Barwert der Gesamtinvestition

Bei der technologiescharfen Berechnung (vgl. S. 27) zeigt sich, dass für die Windenergie und Photovoltaik ab 2023 ein Überschuss erwirtschaftet wird, für die PV im ersten Jahr der Investition 2022 noch nicht.

Der geringere Stromertrag der PV führt dazu, dass trotz geringerer Kosten und höherer Vermarktungswerte im Vergleich zur Windenergie der Barwert der Investitionen insgesamt geringer ist. Somit ist der Beitrag zum Barwert der Gesamtinvestition, dargestellt in Abbildung 9, durch die Windenergie höher als durch die PV.

Die Vermarktungserlöse hängen von der Stromproduktion, dem erzielbaren Vermarktungswert¹³ und von der Vermarktungsmenge¹⁴ ab. Diese sind ein Berechnungsergebnis der stundenscharfen Strompreismodellierung.

Tabelle 5: Modellierete Vermarktungserlöse für Wind und PV

	WIND				PV			
	Erzeugung in GWh	Vermarktungsmengen	Vermarktungswerte in EUR/MWh	Vermarktungserlöse in Tsd. EUR	Erzeugung in GWh	Vermarktungsmengen	Vermarktungswerte in EUR/MWh	Vermarktungserlöse in Tsd. EUR
2022					1.338	99%	49	65.354
2023	2.971	99%	51	150.810	1.338	99%	54	71.927
2024	3.471	98%	54	184.512	2.763	99%	56	154.525
2025	6.442	100%	60	382.065	3.640	100%	63	227.537
2026	6.955	99%	63	433.057	3.640	100%	65	236.908
2027	6.955	98%	64	434.701	4.140	99%	66	270.536
2028	9.926	98%	63	614.178	4.140	99%	66	271.771
2029	11.164	97%	66	712.278	4.140	99%	68	278.316
2030	11.164	97%	66	717.711	4.140	100%	68	282.142
2035	11.164	95%	72	766.220	4.140	99%	74	302.799
2040	11.164	93%	74	771.179	4.140	97%	77	310.149

¹³ Der Vermarktungswert entspricht dem mengengewichteten mittleren Strompreis, den eine Stromerzeugungsanlage bei Vermarktung zu nicht-negativen Strompreisen erzielen kann. Durch den Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien liegt dieser Wert in der Regel unterhalb der durchschnittlichen Strompreise.

¹⁴ Nicht jede MWh wird zu einem Zeitpunkt produziert, in der sich die Vermarktung über den Strommarkt rentiert, da der stündliche Strompreis auch negativ werden kann.

4. SYSTEMAUSWIRKUNGEN

Neben der Wirtschaftlichkeit sind hier auch drei zentrale Systemauswirkungen bei Ausführung des Kaufangebots dargestellt. Zunächst erfolgt ein Vergleich der Strommengen, dann der Strompreisentwicklung¹⁵ und zuletzt des Import-/Exportverhältnisses. Bei dem Vergleich dienen die Ergebnisse der beiden Szenarien aus Kapitel 2, im Folgenden „Business-as-Usual (BAU)“ genannt und Kapitel 3, im Folgenden „Substitution“ genannt, als Grundlage.

Die Stromerzeugung der RWE-Braunkohlekraftwerke im BAU-Szenario erfolgt gemäß technischer Lebensdauer und ist der Stromerzeugung aus Wind, Photovoltaik und Reststromerzeugung der zunächst weiter bestehenden Braunkohlekraftwerke im Szenario „Substitution“ in Abbildung 10 gegenübergestellt. In den Jahren 2018 und 2019 sind die beiden Szenarien deckungsgleich. Die Stromproduktion reduziert sich zum Teil aufgrund der gedrosselten Förderung im Tagebau Hambach und zum Teil aufgrund des Übergangs einzelner Blöcke in die Sicherheitsbereitschaft. Ab dem Jahr 2020 reduziert sich die Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken im Szenario „Substitution“ stark. Die drei Stufen durch die Käufe und Stilllegungen sind deutlich zu erkennen. Im BAU-Szenario erzeugen die Braunkohlekraftwerke hingegen im Jahr 2020 noch 56 TWh. Die jährliche Stromproduktion reduziert sich ab 2023 jedoch auch im BAU-Szenario. Die beiden Gründe dafür sind altersbedingte Stilllegungen einerseits und die sich verschlechternde Wirtschaftlichkeit andererseits. So beträgt die Stromproduktion im Jahr 2030 knapp 22 TWh im Jahr 2030 und fällt dann weiter auf 6,6 TWh im Jahr 2040. Im Szenario „Substitution“ reduziert sich die Braunkohlestromproduktion zwischen 2020 und 2025 um rund 170 TWh bzw. jährlich um 28 TWh. Die erneuerbare Stromproduktion erhöht sich bis zum Jahr 2030 auf 15 TWh. Ab 2033 ist sie höher als die Braunkohleproduktion im BAU-Szenario. Im Jahr 2025 hingegen beträgt die durch die Käufe weniger produzierte Strommenge fast 38 TWh.

¹⁵ Lediglich der Großhandelsstrompreis wird hier berücksichtigt. Eine Aussage für den Endverbraucherpreis kann nicht getroffen werden.

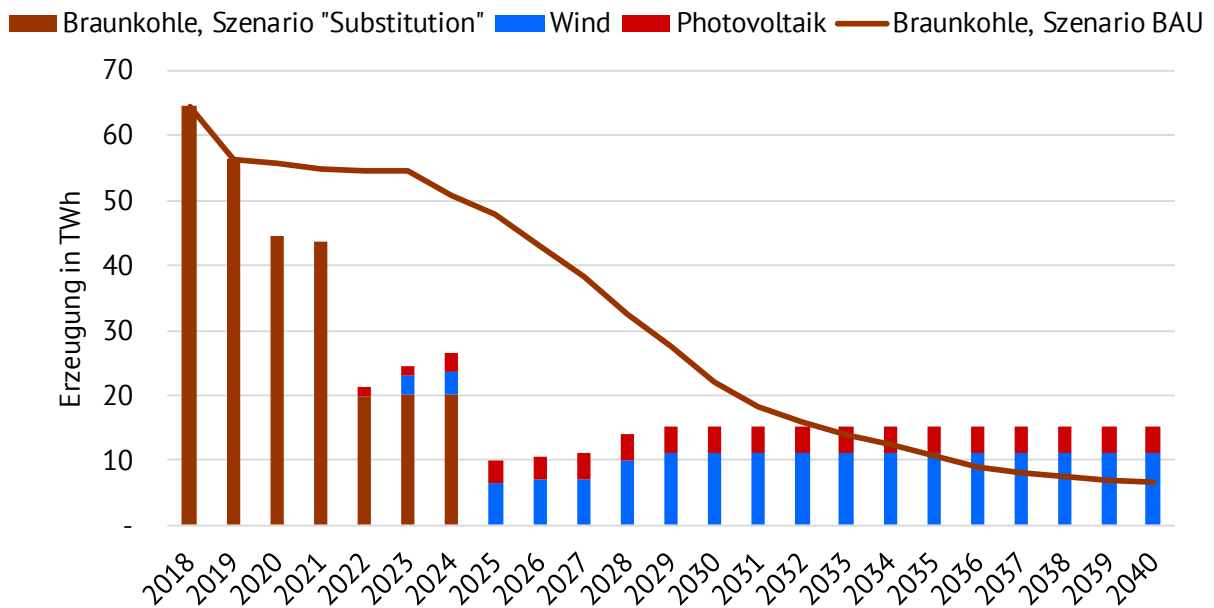


Abbildung 10: Vergleich der jährlichen Stromproduktion je Szenario

Neben der Strommenge ist die steuerbare Engpassleistung zur Stromproduktion bei hoher Nachfrage und geringem erneuerbarem Dargebot ein relevanter Systemparameter. Eine abschließende Bewertung der Versorgungssicherheit kann hier nicht erfolgen, die fundamentale Strommarktanalyse kann hierfür nur erste Anhaltspunkte liefern: Der ermittelte zusätzliche Flexibilitätsbedarf beträgt zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast im Szenario „Substitution“ 5,4 GW. Zur Erläuterung dieses Wertes: Für die vorliegende Analyse wurde das Wetterjahr 2009¹⁶ ausgewählt. In diesem tritt am 19. Dezember die höchste Flexibilitätsnachfrage auf. Diese erhöht sich dadurch, dass die RWE-Braunkohlekraftwerke den Strommarkt verlassen, im Jahr 2023 um 5,4 GW. Das Jahr 2023 ist aufgrund des Kernkraftausstiegs bei der Betrachtung der Versorgungssicherheit relevant. Diese zusätzliche Flexibilitätsnachfrage muss durch Demand-Side-Management, zusätzliche Gaskraftwerke, Batterien und andere Flexibilitätsoptionen gedeckt werden. Durch den dreistufigen Kaufplan ist dieser zusätzliche Flexibilitätsbedarf jedoch abgemindert.

¹⁶ Je nach Wetterjahr schwanken wichtige Parameter wie der Stromverbrauch sowie die Erzeugung und Erlöse von Windkraft und Photovoltaik, das Wetterjahr 2009 erzielt mittlere Ergebnisse.

Die Strompreise erhöhen sich in beiden Szenarien unabhängig von der Stilllegung der RWE-Braunkohlekraftwerke. Abbildung 11 zeigt die Strompreiserhöhung für das BAU-Szenario und das Szenario „Substitution“. In diesem erhöhen sich die Strompreise um bis zu 3,5 EUR/MWh stärker (Jahr 2026). Langfristig nähert sich das Strompreisniveau der beiden Szenarien wieder an.

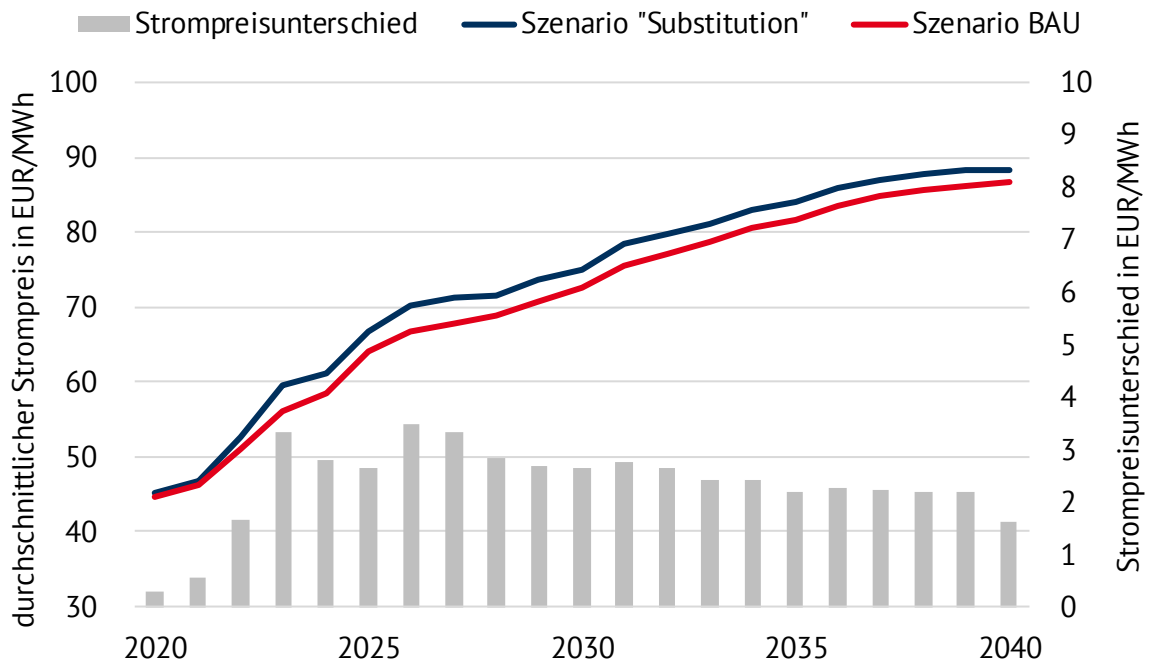


Abbildung 11: Strompreisentwicklung je Szenario

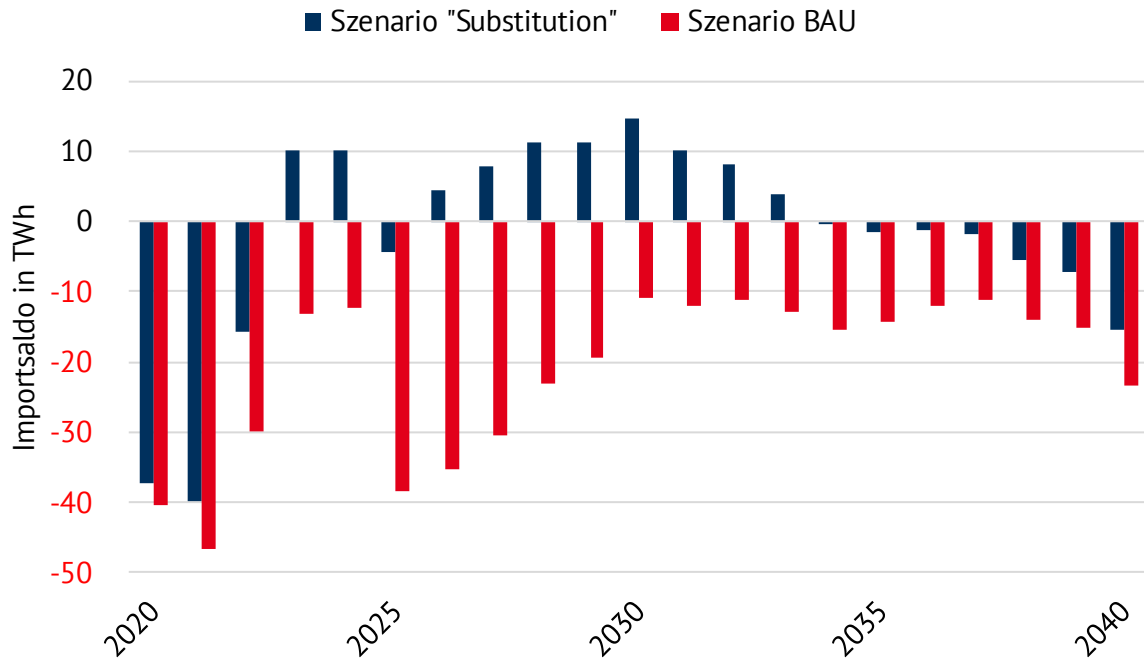


Abbildung 12: Auswirkungen auf die Strompreise und Importe/Exporte durch Kauf und Stilllegung

Abbildung 12 zeigt das Importsaldo je Szenario. Der Kauf und die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke erhöhen das Importsaldo deutlich. Der Exportüberschuss im BAU-Szenario von bis zu 47 TWh (2021) kehrt sich im Szenario „Substitution“ ab 2023 zu einem Importüberschuss um. Dieser beträgt in den Jahren um 2030 um die 10 TWh. In der Vergangenheit hat Strom aus Braun- und Steinkohle zu einem Exportüberschuss Deutschlands im europäischen Strommarkt beigetragen. Im modellierten Stromsystem reduziert sich dieser Exportüberschuss aufgrund der sich verändernden Rohstoffpreise und geringeren Erzeugungskapazitäten.

5. EXECUTIVE SUMMARY

Die vorliegende Analyse betrachtet zunächst die Wirtschaftlichkeit der 15 RWE-Braunkohlekraftwerksblöcke im Rheinischen Revier mit einer Bruttoleistung von gut 9.535 MW, die über 2020 hinaus nach aktuellen Planungen noch Strom produzieren könnten. Darauf aufbauend erfolgt die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Substitution dieser Kraftwerke mit erneuerbaren Energien: Greenpeace Energy plant den Kauf dieser Kraftwerke und einen nicht über das EEG geförderten Zubau von 3,8 GW Wind- und 4,4 GW Photovoltaikanlagen im Rheinischen Revier für den Zeitraum 2022 bis 2029.

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung der Braunkohlekraftwerke erfolgt über ein Strompreisszenario bis 2040 und unterstellt einen dreistufigen Kauf 2020, 2022 und 2025. Der Barwert des potenziellen künftigen Gewinns der 6 Kraftwerksblöcke für einen Kauf im Jahr 2020 beträgt 65 Millionen EUR. Weitere 6 Kraftwerksblöcke für einen Kauf im Jahr 2022 zeigen einen solchen Netto-Barwert von 166 Millionen EUR auf. Die verbleibenden drei neuesten Kraftwerksblöcke haben ab 2025 noch einen Barwert von 153 Millionen EUR. Ab 2029 kann keines der Braunkohlekraftwerke im modellierten Szenario noch einen Gewinn erwirtschaften. Grund für die negative Entwicklung der Wirtschaftlichkeit sind die steigenden variablen Kosten durch im Szenario steigende Preise für CO₂-Emissionszertifikate. Braunkohlekraftwerke würden durch Kauf und Stilllegung zwischen 2020 und 2025 170 TWh weniger Strom produzieren.

Zwischen 2022 und 2029 beträgt die kumulierte Investitionssumme in das System aus Wind- und PV-Anlagen knapp 7 Milliarden EUR. Die jährliche erneuerbare Stromerzeugung beträgt ab Fertigstellung im Jahr 2029 etwa 15,3 TWh. Bei den Kosten ist einerseits berücksichtigt, dass die hohen Stückzahlen bei den spezifischen Investitionskosten Skaleneffekte hervorrufen, dass aber andererseits die nicht finanziell geförderten Post-EEG-Anlagen dem Marktpreisrisiko unterliegen und die Kapitalkosten daher im Vergleich höher sind. Die für dieses Szenario modellierten Strommarkterlöse steigen mit der Zeit an und sind ab 2023 höher als die jährlichen Kosten. Der Barwert der Investition beträgt abgezinst auf 2020 1,4 Milliarden EUR.

In Summe ist der Barwert der Investition in erneuerbare Energien deutlich größer als der Barwert, der für die Braunkohlekraftwerke gemäß des dreistufigen Kaufplans errechnet wurde. Sollte zur Realisierung des Erneuerbaren-Projektes der Kauf der Braunkohlekraftwerksblöcke als Investition getätigt werden, so wäre dies im berechneten Szenario wirtschaftlich.

6. LITERATURVERZEICHNIS

International Energy Agency. (2018). *World Energy Outlook 2018*.

Prognos. (2013). *Entwicklung von Stromproduktionskosten: Die Rolle von Freiflächen-Solarkraftwerken in der Energiewende*. Abgerufen am 16. 11 2018 von https://www.prognos.com/fileadmin/pdf/aktuelles/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke_Final.pdf

Universität Stuttgart. (2010). *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*. Abgerufen am 16. 11 2018 von https://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/arbeitsberichte/downloads/Arbeitsbericht_08.pdf

7. ANHANG

Beschreibung des Fundamentalmodells Power2Sim

Für die Berechnung der Szenarien wird das Strommarktmodell Power2Sim eingesetzt.

Power2Sim ist eine von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalsoftware zur Modellierung der europäischen Strommärkte. 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 13 zeigt den Aufbau des Power2Sim und das Zusammenwirken zwischen den verschiedenen Untermodellen.

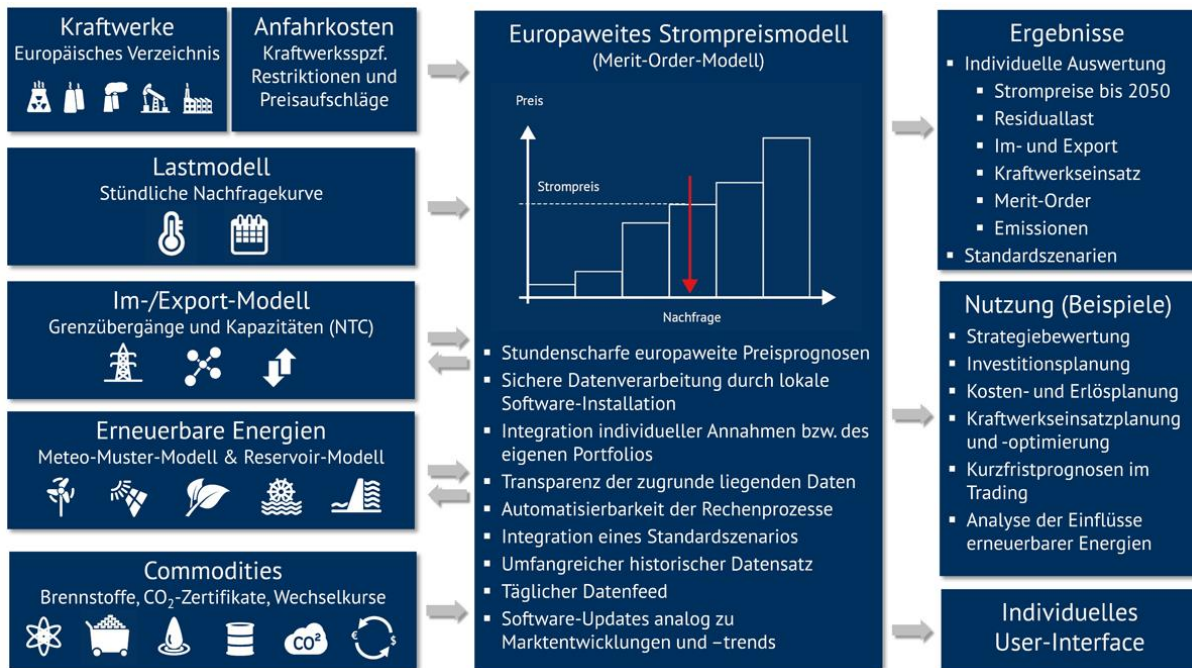


Abbildung 13: Funktionsschema Power2Sim

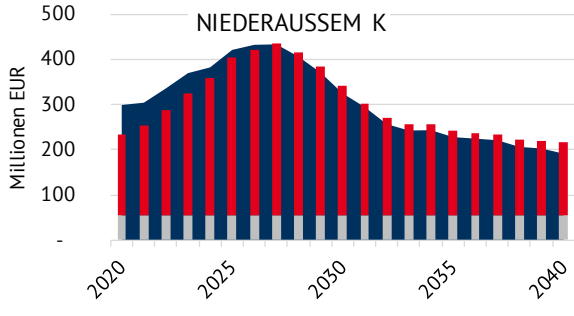
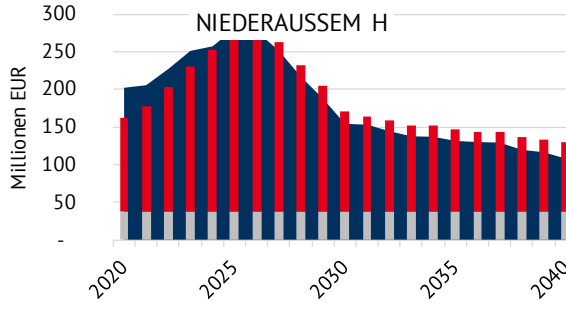
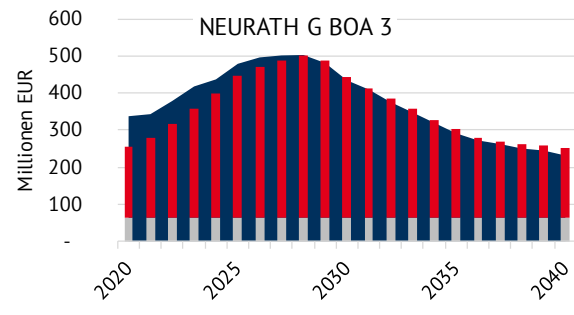
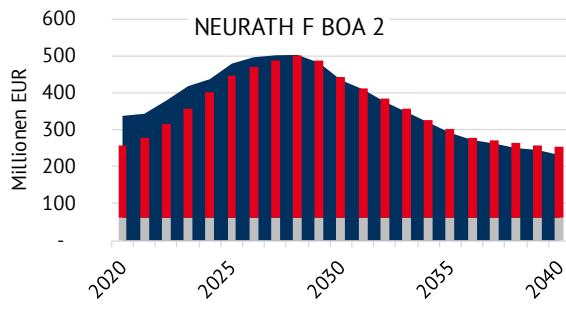
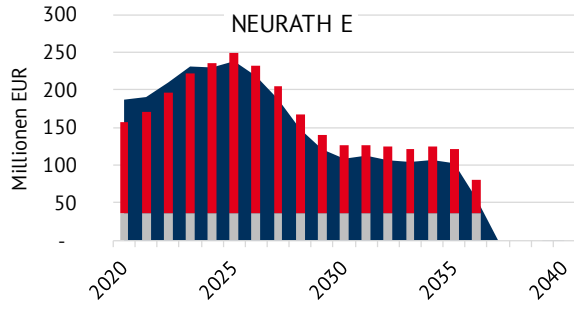
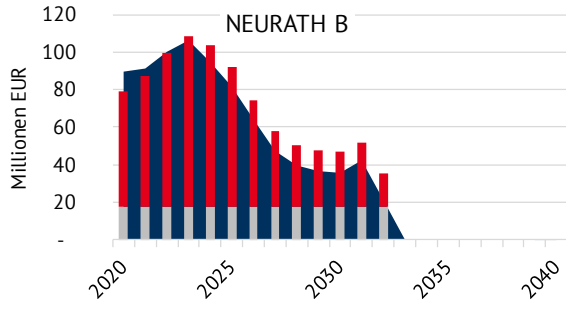
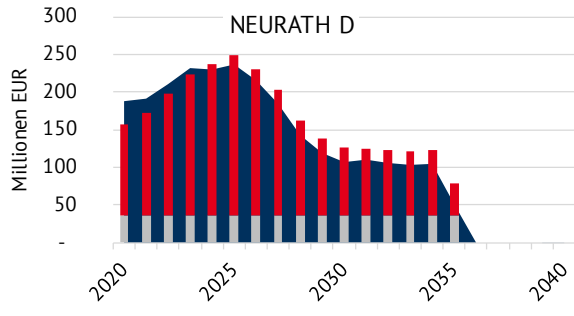
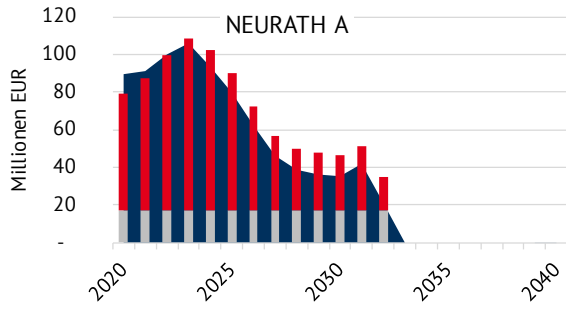
Die grundlegende historische Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. Eurostat und ENTSO-E. Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Stromaus-tauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert.

Detailübersicht über aktive Braunkohlekraftwerksblöcke der RWE Power AG

Tabelle 6: Übersicht über alle aktiven bzw. sich in Sicherheitsbereitschaft befindenden Braunkohlekraftwerksblöcke der RWE [Quellen: Kraftwerksdatenbank Energy Brainpool, ENTSO-E]

Kraftwerksblock	Wir- kungs- grad	Installierte Brutto- leistung in MW	Betriebs- ende, tech- nische Le- bensdauer oder Ankün- digung	Betriebs- ende gemäß Kaufange- bot	Sicher- heits- bereit- schaft	Ø Strom-pro- duktion 2015 - 2017 in GWh
Neurath A	36%	323	2032	2020	-	2.103
Neurath B	36%	323	2032	2020	-	2.162
Neurath C	36%	321	2019	2019	2019 - 2023	2.053
Neurath D	39%	668	2035	2022	-	4.007
Neurath E	39%	664	2036	2022	-	3.993
Neurath F (Boa 2)	45%	1166	Nach 2040	2025	-	6.938
Neurath G (Boa 3)	45%	1166	Nach 2040	2025	-	6.907
Niederaußem C	34%	323	Nach 2025	2020	-	2.117
Niederaußem D	35%	327	Nach 2028	2020	-	2.214
Niederaußem E	36%	325	2018	2018	2018 - 2022	1.611
Niederaußem F	36%	329	2018	2018	2018 - 2022	1.369
Niederaußem G	41%	718	Nach 2040	2022	-	4.512
Niederaußem H	41%	713	Nach 2040	2022	-	3.938
Niederaußem K (Boa 1)	44%	1038	Nach 2040	2025	-	6.112
Weisweiler E	35%	353	2025	2020	-	2.436
Weisweiler F	35%	353	2027	2020	-	2.499
Weisweiler G	39%	700	2030	2022	-	4.797
Weisweiler H	39%	700	2030	2022	-	5.130
Frimmersdorf P	35%	312	2017	2017	2017 - 2021	-
Frimmersdorf Q	36%	306	2017	2017	2017 - 2021	-

Cashflow-Analyse der Kraftwerkslücke bei Weiterbetrieb bis zum Betriebsende gemäß technischer Lebensdauer oder Ankündigung



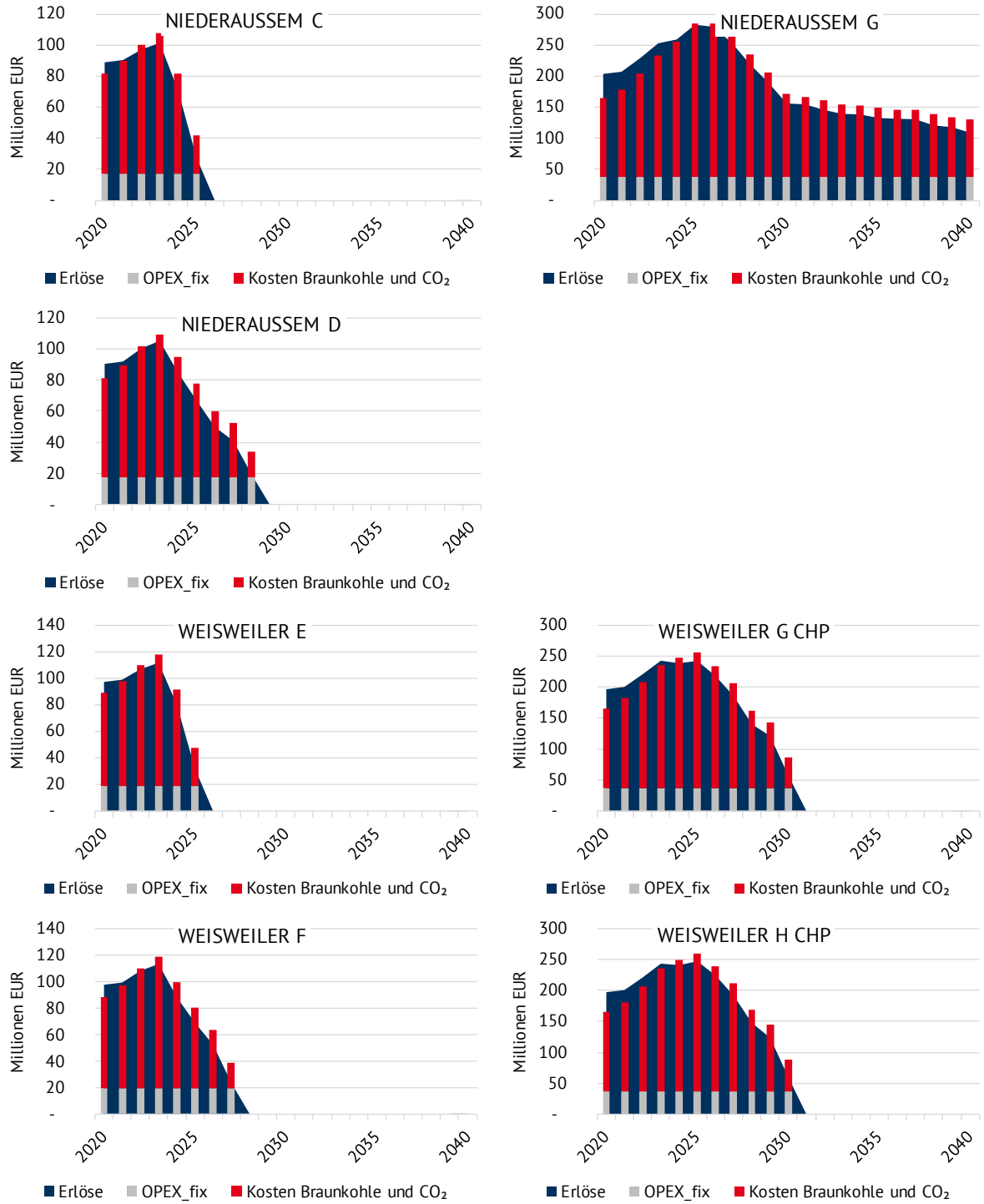


Abbildung 14: Cashflow-Analysen je Kraftwerksblock

Barwertberechnung und Cash-Flow Wind bzw. PV

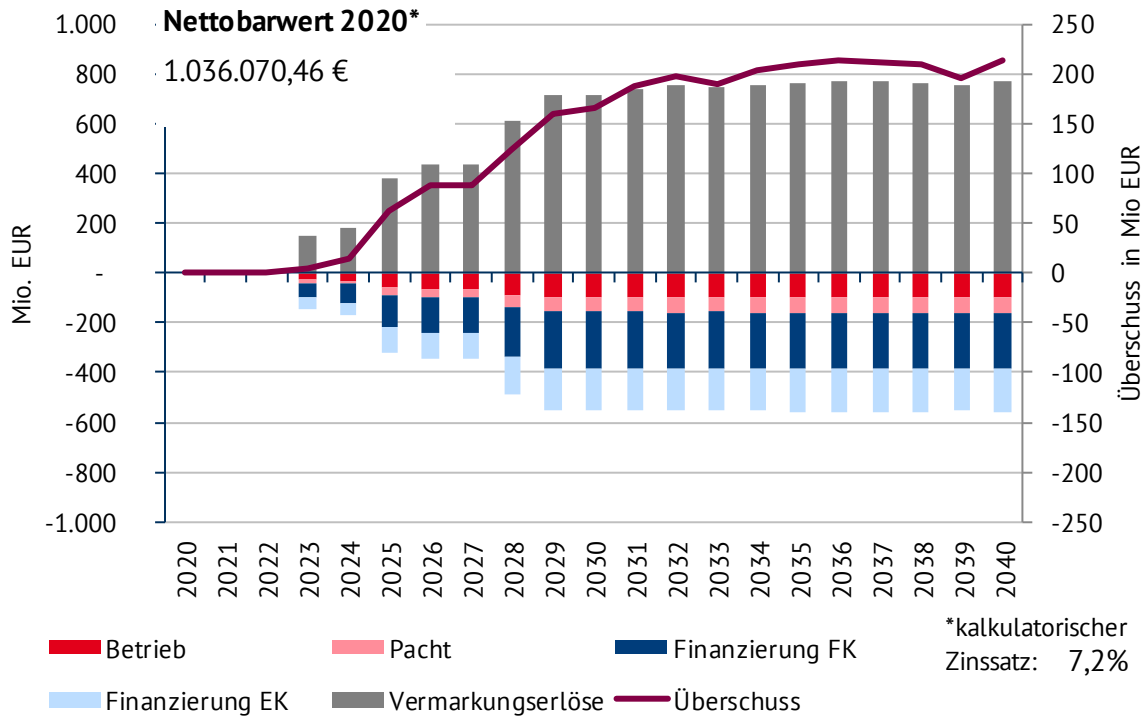


Abbildung 15: Jährliche Zahlungsflüsse und Nettobarwert Windenergie

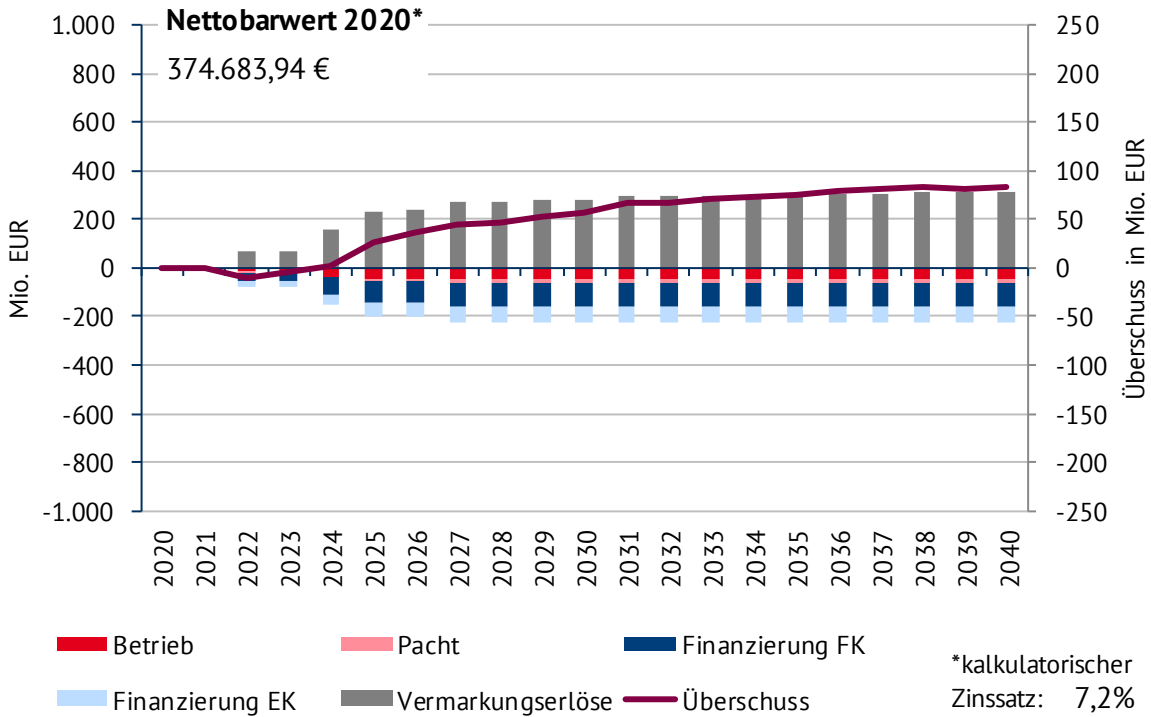


Abbildung 16: Jährliche Zahlungsflüsse und Nettobarwert Photovoltaik

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:

Fabian Huneke

Michael Claussner

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

November 2018

© 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.