

KOHLEAUSSTIEG IN DER LAUSITZ BEI LINEARER EMISSIONSMINDERUNG

Berlin, März 2023

Auftraggeber: BUND Sachsen

Autor: F. Huneke

Executive Summary

Ein Kohleausstieg bis 2030 bei sinkenden Strompreisen und gleichbleibender Versorgungssicherheit ist möglich. Dabei können im Lausitzer Revier die Kraftwerksblöcke in Jänschwalde in zwei Schritten bis 2025 und die Kraftwerksstandorte Boxberg und Schwarze Pumpe bis 2027 bzw. 2029 stillgelegt werden.

Ein Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 führt dagegen bereits im Sektor Energiewirtschaft zu Emissionen oberhalb des Klimaschutzgesetzes (KSG) und ist damit planerisch nicht gesetzeskonform. Berücksichtigt man die wahrscheinliche Verfehlung der Emissionsminderungsziele anderer Sektoren, die aktuellen krisenbedingten Mehremissionen der Energiewirtschaft, die Mehremissionen durch die Nutzung von LNG statt Pipelinegas und die wahrscheinlichen Mehremissionen durch den Redispatch süddeutscher Kohlekraftwerke, so ergeben sich vier Gründe, den linearen Emissionsminderungspfad des KSG zu unterschreiten. Es besteht dringender klimapolitischer Handlungsbedarf, denn je später die ersten Kohlekraftwerke beschleunigt abgeschaltet werden, desto disruptiver muss der anschließende Wandel sein.

Der politische Handlungsbedarf ist auch deshalb dringend, weil Geschwindigkeit auch beim Strukturwandel ein wichtiger Faktor ist. In einem Strommarkt mit viel Strom aus erneuerbaren Energien, sinkenden Strompreisen und steigenden CO₂-Preisen können Braunkohlekraftwerke um 2030 keinen Beitrag mehr zur regionalen Wertschöpfung leisten. Im Business-as-usual-Szenario dieser Studie sinkt die durchschnittliche Auslastung der deutschen Braunkohlekraftwerke von 2023 bis 2030 um 52 %, der CO₂-Preis als relevantester Kostenbestandteil der Stromerzeugung steigt um 36 %, während der Strompreis um 41 % sinkt. Die mangelnde Wirtschaftlichkeit ist einer der Gründe, warum bis 2030 mit Ausnahme von Polen kein Land in Mitteleuropa noch relevante Kohlekraftwerkskapazitäten betreiben will.

Ein erfolgreicher Kohleausstieg bis 2030 ist jedoch an wichtige Voraussetzungen geknüpft, deren wichtigste der im EEG 2023 vorgesehene Zubau von Wind- und Solaranlagen ist. Aber auch ohne den Zubau von Gaskraftwerken geht es nicht, in der stundenscharfen Strommarktmodellierung werden bis Ende 2025 sieben Gigawatt installierter Leistung benötigt. Das ist etwa das Doppelte des heute öffentlich bekannten geplanten Zubaus. Hinzu kommen drei Gigawatt an Gaskraftwerksleistung, die RWE spätestens zum Ende dieser Dekade zu bauen beabsichtigt. Ein frühzeitiger Zubau ist wichtig, weil nur so die beschleunigte Stilllegung von Kohlekraftwerken möglich wird. Beim Bau von Gaskraftwerken dauert die Planungs- und Finanzierungsphase am längsten, die reine Bauzeit ist mit zwei bis drei Jahren zu veranschlagen. Obwohl deutlich mehr Kohlekraftwerksleistung aus dem Markt ausscheidet (29 GW Erzeugungsleistung, wenn temporäre Marktaustritte vernachlässigt werden), ist eine zusätzliche Gaskraftwerksleistung von 16 GW bis 2030 und 21 GW bis 2035 in der stundenscharfen Betrachtung ausreichend. Dies resultiert aus der Modellannahme, dass die zusätzliche Stromnachfrage aus Wärmepumpen, Elektroautos und Elektrolyseuren durch Lastmanagement nur zu einer untergeordneten Erhöhung der auslegungsrelevanten stündlichen Spitzenlast führt.

Mit dieser Flexibilisierung der Stromnachfrage und dem Zubau von Solar-, Wind- und Gaskraftwerken ist ein Kohleausstieg bis 2030 bei sinkenden Strompreisen möglich. Er ermöglicht eine Emissionsminderung unterhalb des KSG-Pfades.

Inhaltsverzeichnis

1	Neue Rahmenbedingungen für den Klimaschutz	4
2	KSG-konformer Kohleausstieg	4
2.1	<i>Vorbedingungen für das Kohleausstiegsszenario „LAU“</i>	5
2.2	<i>Entwicklung der Kraftwerksemissionen bis 2030</i>	6
2.3	<i>Entwicklung der Emissionen nach 2030</i>	7
2.4	<i>Die Herkunft der Emissionen</i>	8
3	Beschreibung des modellierten Stromsystems und der Methodik	8
3.1	<i>Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Stromverbrauch</i>	10
3.2	<i>Annahmen für Commodity-Preise</i>	11
3.3	<i>Errechneter Strompreis</i>	12
3.4	<i>Methodik: Kurzbeschreibung des Fundamentalmodells</i>	13
4	Anhang	15
4.1	<i>Blockscharfe Tabelle zum Kohleausstiegsplan im Szenario „LAU“</i>	15

1 Neue Rahmenbedingungen für den Klimaschutz

Die gegenwärtige Energiekrise ändert die Rahmenbedingungen, unter denen Klimapolitik arbeitet. Diese Kurzstudie zeigt auf, wie die Beschleunigung des Kohleausstiegs bis 2030 trotz der krisenbedingten Mehremissionen der geltenden Rechtslage des Klimaschutzgesetzes (KSG) entsprechend im Energiesektor einen möglichst stetigen Emissionsreduktionspfad zwischen den Sektorzielen 2022 und 2030 sicherstellen kann.

Eine Reihe von Ereignissen hat zu einer kurzfristigen Renaissance der Kohle geführt. Die temporäre Rückkehr von 7,3 GW Kohlekraftwerksleistung in den Markt als Reaktion auf eine drohende Gasverknappung, der gaspreisgetriebene Brennstoff-„Reswitch“ zurück zur Kohle verstärkte den Effekt und nicht zuletzt der großflächige Ausfall französischer Kernkraftwerke machte insbesondere süddeutsche Kohlekraftwerke systemrelevant. Eine schwere Dürre im Sommer 2022 beeinträchtigte wiederum die Verfügbarkeit von Dampfkraftwerken und reduzierte den Wert von Steinkohlekraftwerken für die Versorgungssicherheit.

Diese Faktoren tragen derzeit zu einer Verschärfung des Klimawandels bei und verändern die Rolle von Kohlekraftwerken in der Energiepolitik. Neue Maßnahmen können sowohl den steigenden Beitrag des deutschen Energiesektors zur Klimaerwärmung bremsen als auch den sinkenden Beitrag von Kohlekraftwerken zur Versorgungssicherheit anerkennen. Eine dieser Maßnahmen ist die Beschleunigung des Kohleausstiegs bis 2030.

2 KSG-konformer Kohleausstieg

Ein idealer Kohleausstiegspfad unterliegt der Herausforderung einer mehrdimensionalen Zielfindung, die zu der heterogenen gesellschaftlichen Sichtweise darauf beiträgt. Die entscheidenden Kriterien sind der Klimaschutz und der Strukturwandel in den Braunkohleregionen. Hinzu kommen Faktoren wie die Systemrele-

vanz der installierten Leistung, die Substituierbarkeit durch Gaskraftwerke, der Erhalt von Siedlungsstrukturen und die optimale Folgenutzung von Flächen.

Derzeit sind Stein- und Braunkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung von 36 GW am Strommarkt. Gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) sollten es 2022 nur 30 GW sein, Hintergrund ist der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken einer Leistung von 7,3 GW in der Energiekrise auf Grundlage des Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetzes (EKVG). Gemäß EKVG endet diese befristete Strommarktrückkehr 1. April 2024. Er bedeutet zunächst eine Rückkehr zum alten Kohleausstiegsplan gemäß KVVG von 2020. Diese Korrektur kann je nach Entwicklung der europäischen Energiekrise spätestens im Winter 2025. Im Lausitzer Revier sollen dabei die beiden Blöcke E und F am Kraftwerksstandort Jänschwalde in diesem Jahr stillgelegt werden. Das KSG sieht eine stetige Emissionsreduktion vor, insofern müssen die krisenbedingten Mehremissionen durch die Gestaltung des Kohleausstiegspfads kompensiert werden.

Der nun folgende Schritt ist eine Beschleunigung des bisher geplanten Kohleausstiegs. Die von der deutschen Bundesregierung geplante Beschleunigung des Kohleausstiegs von 2038/35 bis „idealerweise“ 2030 steht im Einklang mit den Entwicklungen in den meisten europäischen Ländern (zwei Ausnahmen: Polen und teilweise die Tschechische Republik). Grund für den schnellen Ausstieg aus der Kohleverstromung ist vielerorts die fehlende Wirtschaftlichkeit.

Diese Beschleunigung ist daher einerseits für das Gelingen des Strukturwandels wichtig. Um das Jahr 2030 können Kohlekraftwerke kaum noch zur regionalen Wertschöpfung beitragen, spätestens dann findet eine umfassende bilanzielle Entwertung dieser Assets statt. Ein Strukturwandel, der diesen wirtschaftlichen Niedergang antizipiert, hat Aussicht auf Erfolg. Zum anderen ist diese Beschleunigung eine rechtliche Notwendigkeit. Der bisherige Kohleausstieg bis 2035 bzw. 2038 (im Folgenden: Business-as-usual-Szenario bzw. BAU) wird den rechtlichen Anforderungen des KSG an eine kontinuierliche

Emissionsreduktion auf das Energiesektorziel 108 Mt CO₂-äq. 2030 nicht gerecht. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Kohlekraftwerken zwischen 2035 und 2038 ist aus heutiger Sicht kaum vorstellbar, weswegen das BAU Szenario das Ausstiegsjahr 2035 bereits als gegeben annimmt.

Um einen Kohleausstiegspfad zu untersuchen, der diesen Anforderungen gerecht wird, beschreibt diese Studie das Szenario „LAU“ (Abbil-

dung 1). Es ist speziell auf die Lausitzer Kohlekraftwerksblöcke ausgerichtet und fokussiert auf die Emissionsbilanz und die Strommarktverträglichkeit. In diesem Szenario werden im Lausitzer Revier die 4 Blöcke A bis D am Kraftwerksstandort Jänschwalde (2025), die 4 Blöcke am Standort Boxberg zwischen 2026 und 2027 sowie die beiden Blöcke „Schwarze Pumpe“ zwischen 2028 und 2029 stillgelegt.

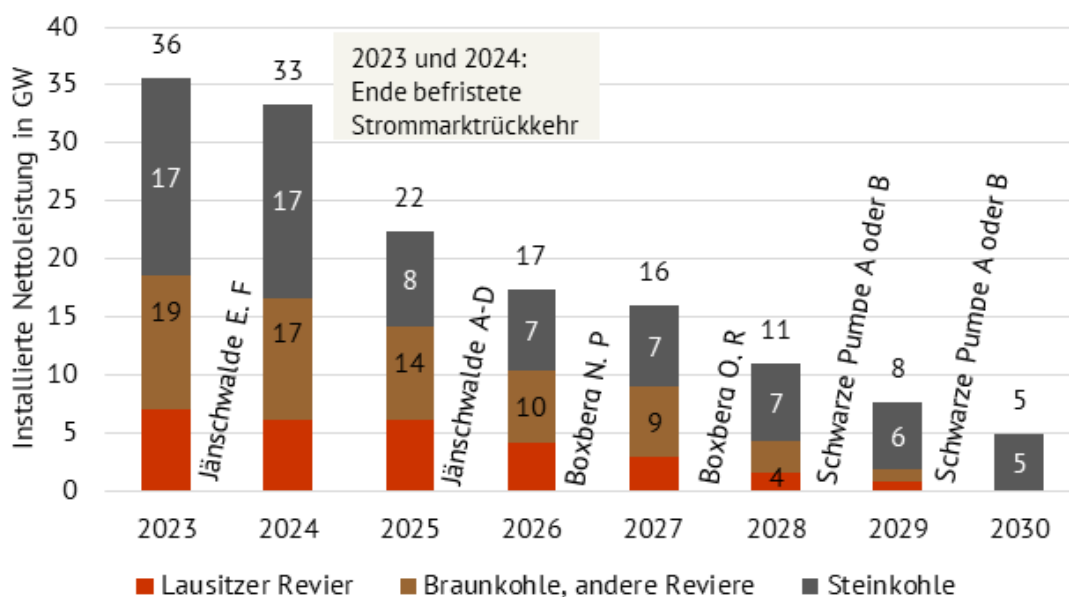


Abbildung 1:KSG-konformer Kohleausstiegspfad bis 2030 nach Technologien und Kennzeichnung der darin enthaltenen Ausstiegsdaten für die Braunkohlekraftwerke der Lausitz (Szenario „LAU“), das Ende der befristeten Strommarkttrückkehr kennzeichnet die Beendigung der Kohleverstromung derjenigen Kraftwerke, die gemäß Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz im Rahmen der Energiekrise

2.1 Vorbedingungen für das Kohleausstiegsszenario „LAU“

Ein derart beschleunigter Kohleausstieg führt im Strommarktmodell in jeder Stunde zu einer Deckung der Stromnachfrage bei insgesamt sinkenden Strompreisen. Dieses Ergebnis ist jedoch an wichtige Voraussetzungen geknüpft: Nur der Zubau von Wind- und Solaranlagen kann die Strommengen der Kohlekraftwerke klimaneutral ersetzen und nur mit einem Zubau an Gaskraftwerken kann den Beitrag der Kohlekraftwerke zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit ersetzt werden. Die Teilsubstitution durch Gaskraftwerke muss bereits kurzfristig erfolgen, 7 GW Bruttoerzeugungleistung

werden für den Kohleausstiegspfad im Szenario „LAU“ bis Ende 2025 benötigt, die Bundesnetzagentur berichtet mit Stand November 2022 von Neubauprojekten mit einer Leistung von 3,3 GW. Die reine Bauzeit von Gaskraftwerken beträgt typischerweise zwei bis drei Jahre, hinzu kommen jedoch erfahrungsgemäß etwa fünf Jahre für die Planung und Finanzierung. Diese Phase kann durch die Wahl geeigneter Standorte und durch Finanzierungsinstrumente sehr stark verkürzt werden. RWE plant laut BMWK-

Eckpunktepapier¹ den Zubau von Wasserstofffähigen Gaskraftwerken mit einer Leistung von drei GW spätestens bis zum Ende der Dekade.

Damit der Zubau von Gaskraftwerken langfristig keine unnötig teure Reserveleistung schafft, ist zudem eine Flexibilisierung der Stromnachfrage notwendig. Gelingt es, die technisch-wirtschaftlich verfügbaren Flexibilitätsoptionen des Lastmanagements von Wärmepumpen, des Ladens

von Elektroautos und des Betriebs von Elektrolyseuren vollständig zu aktivieren, dann ist ein Zubau von 16 GW Gaskraftwerken bis 2030 und 21 GW bis 2035 ausreichend. Gelingt dies nicht, erhöht sich die auslegungsrelevante Spitzenlast und noch mehr Gaskraftwerke müssen für die kalte Dunkelflaute vorgehalten und noch mehr Erdgas bzw. grüner Wasserstoff muss importiert werden.

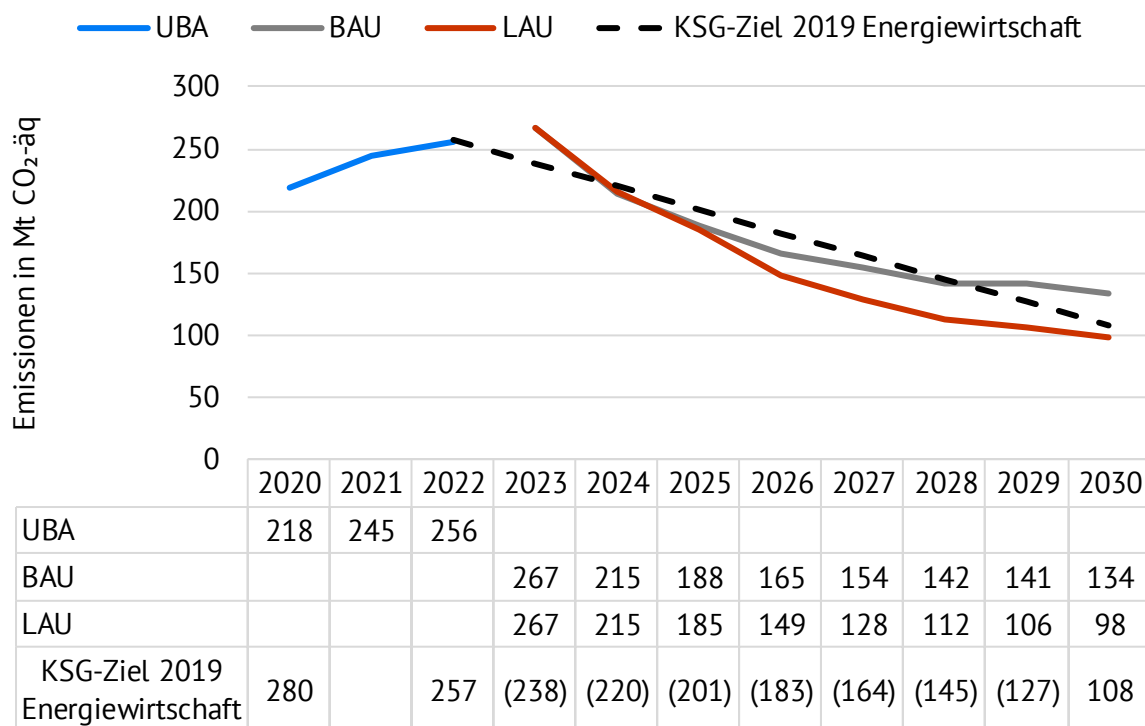


Abbildung 2: Historische Emissionen (UBA, 2023) und Emissionen in den beiden Szenarien Business-as-usual (BAU, Kohleausstieg bis 2035) und vorgezogener Kohleausstieg bis 2030 im Vergleich zu den gesetzlichen Vorgaben des Klimaschutzgesetzes (linearisiert von 2023 bis 2029, da laut KSG die Emissionsreduktion „möglichst stetig“ erfolgen soll)

2.2 Entwicklung der Kraftwerksemissionen bis 2030

Zunächst steigen die CO₂-Emissionen im Szenario für das erste Modelljahr 2023 auf 267 Mt und liegen damit deutlich über dem KSG-Ziel von 238 Mt (Abbildung 2). In der stundenscharfen Modellierung des europäischen Strommarktes führt eine Reihe von Effekten zu diesem Ergebnis. Ein großer Teil der Kohlekraftwerke, die temporär in den Strommarkt zurückgekehrt sind, sind 2023 ganzjährig am Markt. Sie haben

eine sehr hohe Auslastung unter dem Einfluss hoher Gaspreise, des Kernenergieausstiegs, einer sich normalisierenden Stromnachfrage (2022 ist die Stromnachfrage um 4 % gesunken², das Modell unterstellt einen Reboundeffekt) und der unklaren, aber drohenden geringen Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke aufgrund neuartiger Korrosionsrisse an reparierten Schweißnähten. Außerdem geht das

¹ BMWK (2022)

² BNetzA (2029)

Strommarktmodell für 2023 von einem „Standardwetterjahr“ aus, während 2022 überdurchschnittlich viel Windstrom erzeugt wurde.

Zwar besteht die reale Gefahr, dass einige dieser Bedingungen länger anhalten und die schlechte Emissionsbilanz auch 2024 fortbesteht, jedoch basieren beide Szenarien auf einer dann ausreichenden Verfügbarkeit von LNG und einem beschleunigten Zubau von Solar- und teilweise bereits Windenergieanlagen. Daher erreichen beide Szenarien im Jahr 2024 optimistisch wieder das Emissionsniveau von 2020.

Bis zum Jahr 2025 unterscheiden sich die beiden Szenarien „BAU“ und „LAU“ weder in den Annahmen noch in den Ergebnissen wesentlich. Im Szenario LAU scheiden die ersten Kohlekraftwerke 2025 beschleunigt aus dem Markt aus und die Emissionen sinken. Im Winter 2024 / 2025 kommt es zudem in beiden Szenarien zu einem Fuelswitch von Steinkohle zu Gas. Für die Braunkohlekraftwerke erfolgt dies je nach Wirkungsgrad der Kraftwerke in den Jahren 2027 bis 2029. Aufgrund des steigenden CO₂-Preises sowie der etwas höheren Lastwechselfähigkeit der Steinkohlekraftwerke steigt deren Einsatz im Modell ab 2031 zulasten der Braunkohlekraftwerke, vgl. auch Abbildung 4.

Bis zum Jahr 2030 gehen die Emissionen nur im LAU-Szenario auf die im KSG geforderten Werte zurück oder liegen sogar leicht darunter. Dazwischen liegen die Emissionen im Modell deutlich unter dem linearen KSG-Pfad. Dies liegt zum Teil daran, dass der Kohleausstiegspfad so gestaltet wurde, dass er die aktuellen krisenbedingten Mehremissionen kompensiert. Zum anderen berücksichtigt dieser Pfad den Effekt, dass das verwendete Strommarktmodell keinen Redispatch vorhersagen kann, der mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem zusätzlichen Einsatz von Kohlekraftwerken in Süddeutschland führt. Damit wird der Ausstiegspfad hinsichtlich der zu erwartenden Klimaschutzwirkung resilienter.

2.3 Entwicklung der Emissionen nach 2030

Die Emissionsentwicklung von 2030 bis 2035 nähert sich in den beiden Szenarien BAU und LAU an, da im BAU-Szenario auch ein Kohleausstieg bis 2035 vollzogen wird. Bis 2035 wird in beiden Szenarien kein nahezu klimaneutrales Stromsystem erreicht, erst wenn der Brennstoff der Gaskraftwerke grüner Wasserstoff ist (Biomassekraftwerke wurden separat betrachtet), kann das Stromsystem nahezu klimaneutral werden. Abbildung 3 zeigt den Effekt einer kontinuierlichen Integration von grünem Wasserstoff in den Brennstoffmix von Gaskraftwerken. Dazu werden bis 2035 7,1 Mt grüner Wasserstoff benötigt. Diese kommen zu den größeren Mengen an Wasserstoff hinzu, die für die Defossilisierung der Industrie und des Verkehrssektors benötigt werden.

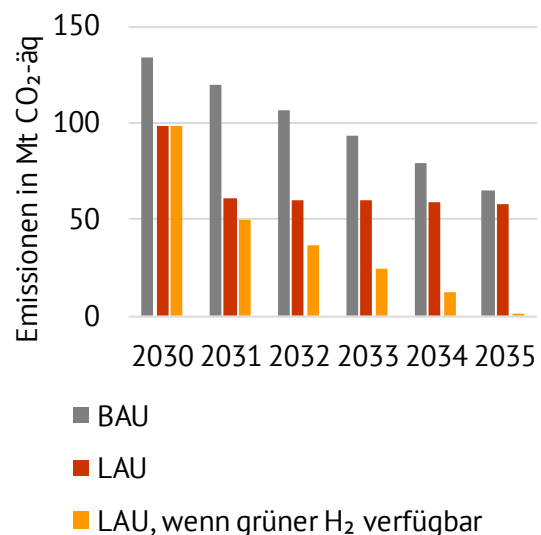


Abbildung 3: Modellierte Emissionen nach 2030

Eine zusätzliche Herausforderung für die Klimawirkung der Energiewirtschaft ist die Umstellung von Pipelinegas auf LNG³-Gas. Jede Megawattstunde US-LNG-Gas verursacht einschließlich der Vorkettenemissionen rund 25 % mehr Emissionen als der bisherige Erdgasmix in Deutschland⁴. Diese Vorkettenemissionen werden im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS nicht erfasst und spiegeln sich bilanziell

³ Verflüssigtes Erdgas, das unter hohem Energieaufwand produziert wird, dann aber über den Seeweg über weite Distanzen transportiert werden kann.

⁴ ISI (2019) und UBA (2021)

nicht in den verwendeten Emissionsfaktoren wider, die auch für das KSG verwendet werden. Aus Sicht des europäischen Regelwerks sind somit die LNG exportierenden Staaten bilanziell für die Vorkettenemissionen verantwortlich, letztlich steigen die Emissionen durch den Brennstoffwechsel hin zu LNG dennoch an.

2.4 Die Herkunft der Emissionen

Die Emissionen des Energiesektors entstehen hauptsächlich in Kraftwerken und Heizkraftwerken, die mit Braunkohle, Steinkohle oder Gas befeuert werden. Die stundenscharfe Modellierung des Kraftwerkeinsatzes zeigt, wie viel Brennstoff jedes Kraftwerk benötigt. Daraus werden über brennstoffabhängige Emissionskoeffizienten⁵ die Emissionen in der Einheit Tonnen CO₂ pro MWh Brennstoff berechnet. In Abbildung 4 und Abbildung 5 sind diese nach Brennstoffart und Szenariojahr aufsummiert.

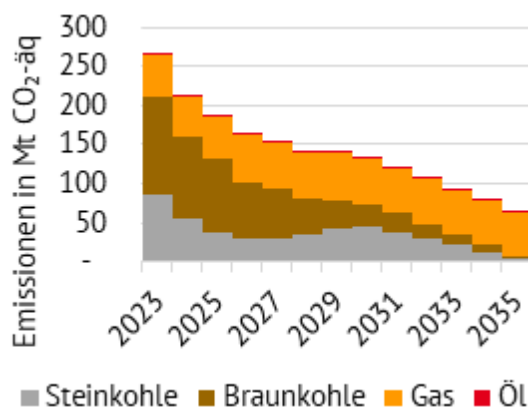


Abbildung 4: Emissionsherkunft nach Brennstofftyp im Szenario BAU unter der Annahme, grüner Wasserstoff stehe nicht zur Verfügung

Im BAU-Szenario machen die Kohleemissionen im Jahr 2030 mit 78 Mt CO₂ noch 55 % der Emissionen aus. Bis etwa 2027 reduzieren vor allem die Steinkohlekraftwerke ihre Stromerzeugung und Emissionen, danach steigen sie trotz des fortschreitenden Kohleausstiegs kurzfristig wieder an. Innerhalb der beiden Kohletechnologien verbessert sich die relative Performanz von Steinkohle. Mit geringeren CO₂-Emissionen und einer höheren Lastvariabilität passen sie besser in den Strommarkt der 2030er-Jahre als Braunkohlekraftwerke. So sinken die modellierten

Vollbenutzungsstunden von Braunkohlekraftwerken von über 6.141 im Jahr 2023 auf nur noch 2.984 im Jahr 2030. Der sinkende Stromabsatz führt bei gleichzeitig sinkenden Strompreisen, steigenden CO₂-Preisen und höheren Lastwechseln zu einer deutlichen Verschlechterung ihrer Wirtschaftlichkeit. Die Auslastung der Steinkohlekraftwerke sinkt dagegen von 4.579 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2023 auf 2.970 im Jahr 2027 und steigt danach wieder auf 4.818 im Jahr 2030 an. Im LAU-Szenario in Abbildung 5 gehen die Emissionen ab 2031 nicht mehr zurück, es kommt zu einem Knick in der Entwicklung. Dieser Knick verschwindet nur, wenn ausreichend grüner Wasserstoff als Kraftstoff zur Verfügung steht. In diesem Fall gehen die Emissionen bis 2035 auf nahezu null zurück.

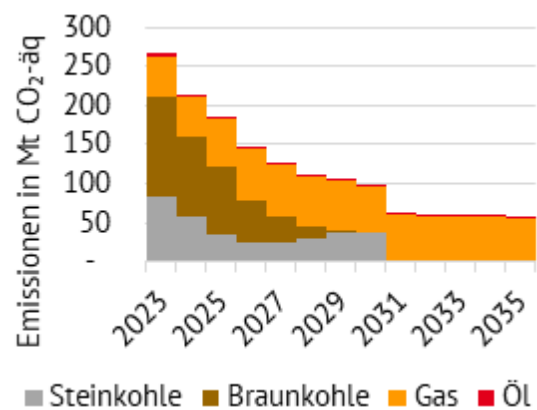


Abbildung 5: Emissionsherkunft nach Brennstofftyp im Szenario LAU unter der Annahme, grüner Wasserstoff stehe nicht zur Verfügung

3 Beschreibung des modellierten Stromsystems und der Methodik

Deutschland ist neben Frankreich der größte Energieproduzent und -verbraucher in Europa. Der Energiemix wird heute mit einem Anteil von gut 44 % an der Bruttostromerzeugung (2022) von den erneuerbaren Energien dominiert. Die Erzeugung aus Kohle- und Kernkraftwerken ist seit Jahren rückläufig. Seit Beginn der europäi-

⁵ Steinkohle: 0,335, Braunkohle: 0,406, Erdgas: 0,201, Öl: 0,267

schen Energiekrise im Winter 2021 erlebt jedoch insbesondere die Kohleverstromung eine vorübergehende Renaissance.

Der Ausstieg aus diesen beiden Technologien hinterlässt eine Lücke in der steuerbaren Kraftwerkskapazität und eine Lücke in der Stromerzeugung. Gaskraftwerke mit der Option der Umrüstung auf Wasserstoff sollen die Kapazitätslücke schließen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) gesteuert und soll die Erzeugungslücke schließen. Dieses bildet die Grundlage für die modellierte Weiterentwicklung des Strommarktes, wie auch den beiden Diagrammen in Abbildung 6 zu entnehmen ist.

Zentrale Ziele der aktuellen Bundesregierung sind: Ein Anteil von 80 % erneuerbarer Energien bis 2030, ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045, die Kopplung des Stromsektors mit den Sektoren Industrie, Mobilität und Wärme sowie die Integration von Wasserstoff. Diese Ziele führen zu einem massiven Anstieg der Stromnachfrage. Der sehr ambitionierte Ausbau der erneuerbaren Energien wird durch das Marktprämienmodell, die Einspeisevergütung und Eigenverbrauchsprivilegien gefördert. Das EEG 2023

sieht erstmals vor, die Förderung spätestens mit dem Kohleausstieg auslaufen zu lassen.

Der EUA-Preis⁶ als CO₂-Kostenkomponente, der Erdgaspreis und der Steinkohlepreis bilden die drei zentralen Einflussgrößen des Commodity-Marktes ab. Die Gas- und Kohlepreise befinden sich aufgrund der europäischen Energiekrise auf historischen Höchstständen, sind aber zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie rückläufig. Der EUA-Preis hingegen steigt mit fortschreitendem Klimawandel. Diese Trends sind ein wichtiger Eingangsparameter für die Modellierung (siehe Abbildung 7).

Sie sind zusammen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien auch dafür verantwortlich, dass die Strompreise in beiden Szenarien BAU und LAU sinken, im BAU-Szenario allerdings stärker. Der Kohleausstieg selbst geht also mit fallenden Strompreisen im Vergleich zum heutigen Niveau einher, seine Beschleunigung erhöht den Großhandelsstrompreis jedoch, vgl. Abbildung 8 und Abbildung 9. Das ist insofern nicht überraschend, als es die Folge jeglicher Angebotsverknappung an Märkten ist.

⁶ Eine European Union Allowance (EUA) ist ein Berechtigungszertifikat für Unternehmen in Sektoren die unter das EU ETS fallen

(insbesondere Industrie, Energiewirtschaft und Flugwesen), Treibhausgase mit einer Tonne CO₂-Äquivalent zu emittieren.

3.1 Kraftwerkskapazitäten, Stromerzeugung und Stromverbrauch

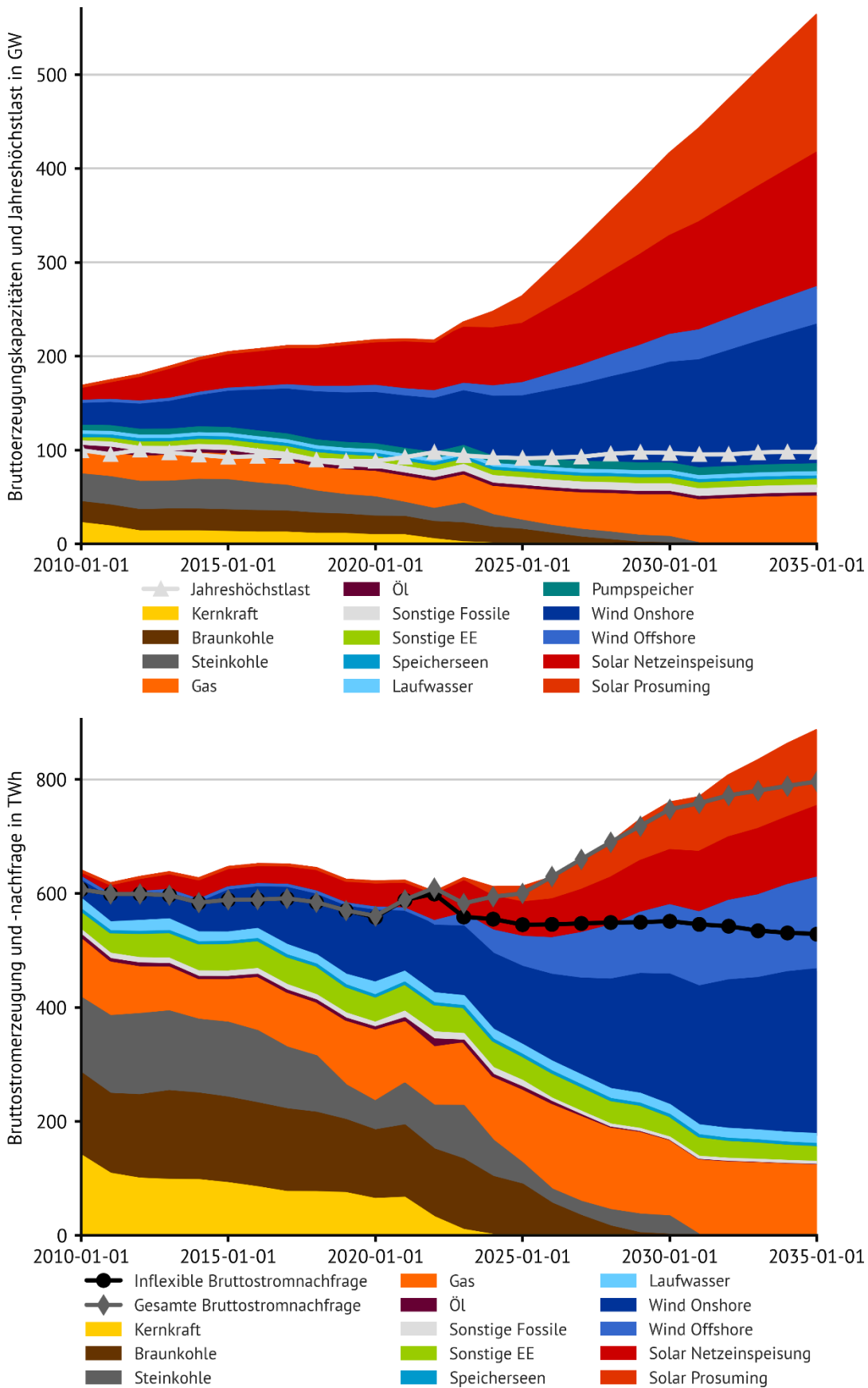


Abbildung 6: Erzeugungsleistung (oben) und Erzeugungsmengen (unten) im Szenario LAU für Deutschland

3.2 Annahmen für Commodity-Preise

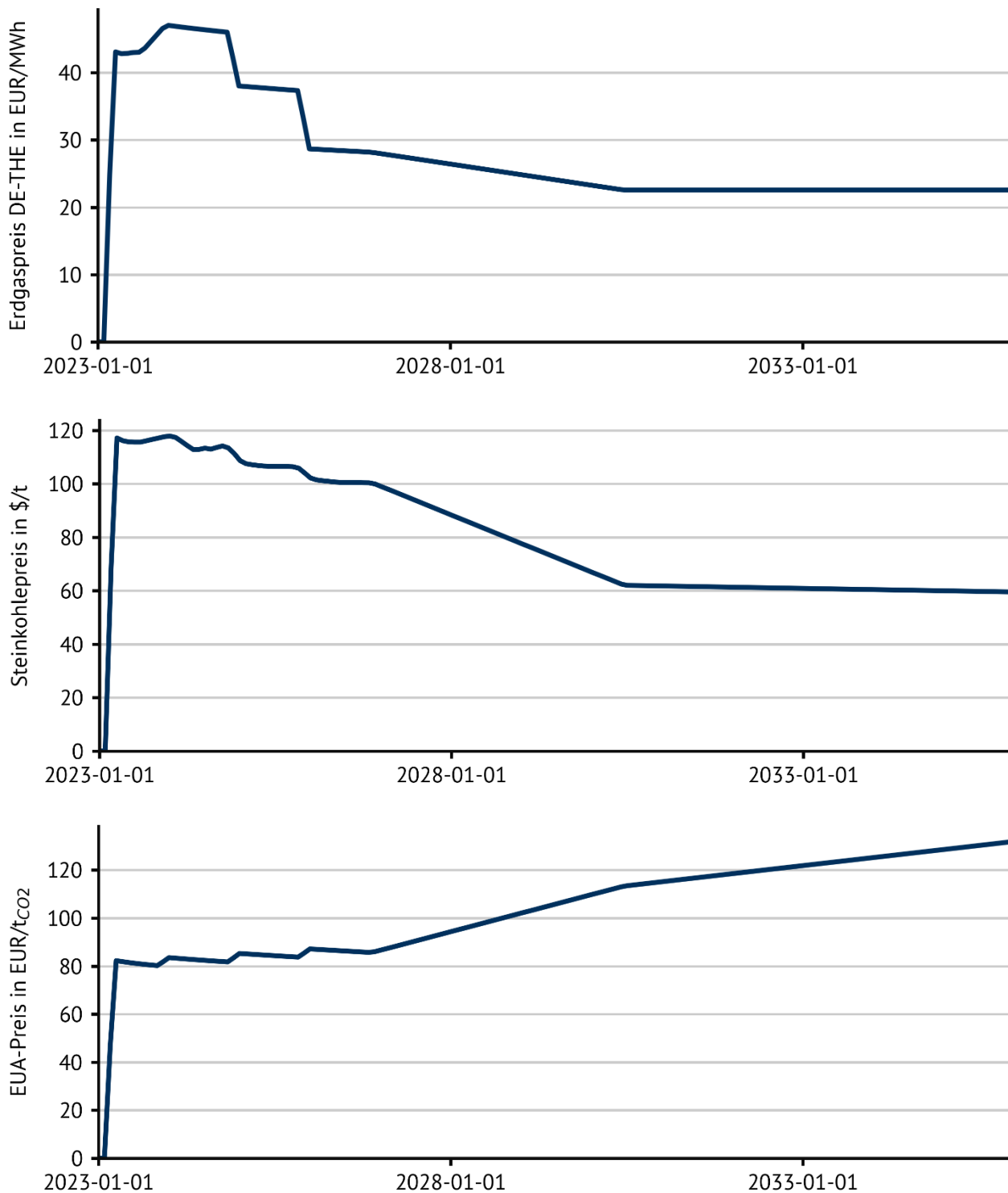


Abbildung 7: Angenommene Commodity-Preisentwicklung als Realpreise mit Bezug auf 2021 (von oben nach unten Erdgas, Steinkohle und EUA) in den beiden Szenarien BAU und LAU (Anmerkung: Die beiden Startwerte Januar und Februar liegen zum Zeitpunkt der Berechnung bereit in der Vergangenheit, weswegen hier keine Werte als Annahme vorliegen)

3.3 Errechneter Strompreis

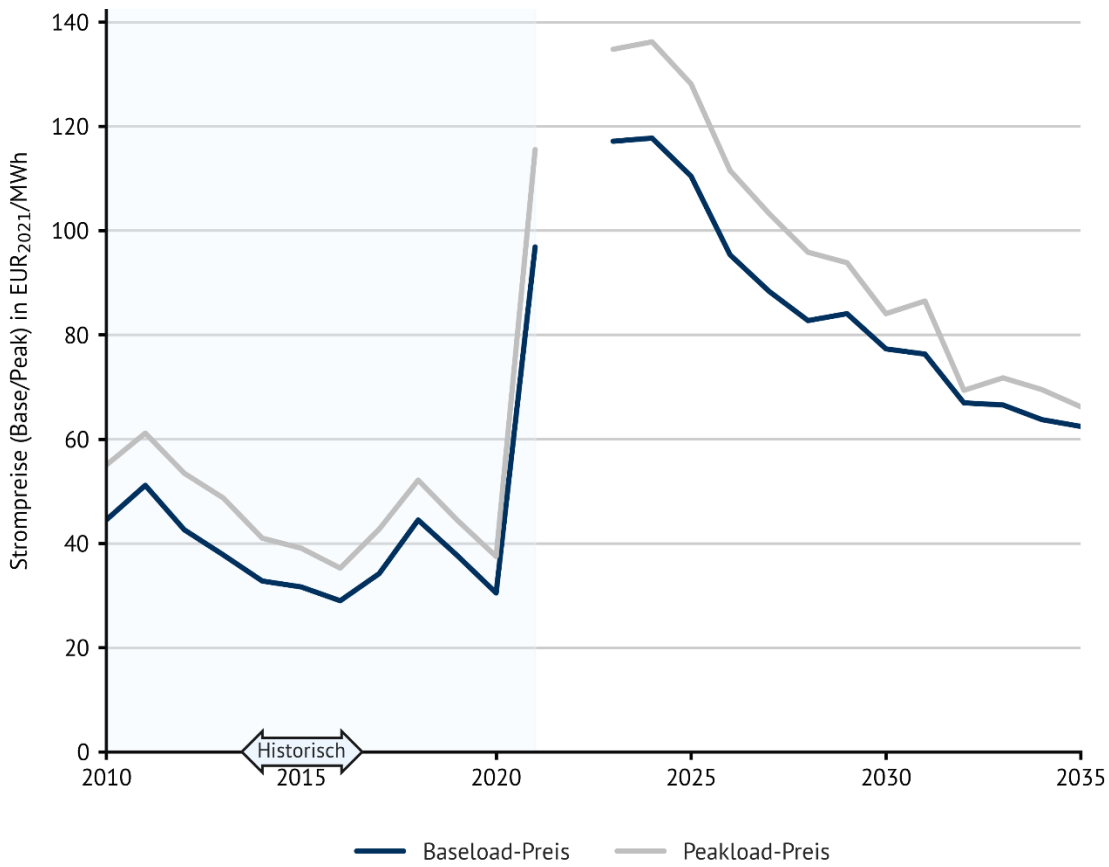


Abbildung 8: Base- und Peakload-Strompreis im Szenario LAU (Realpreise in EUR 2021)

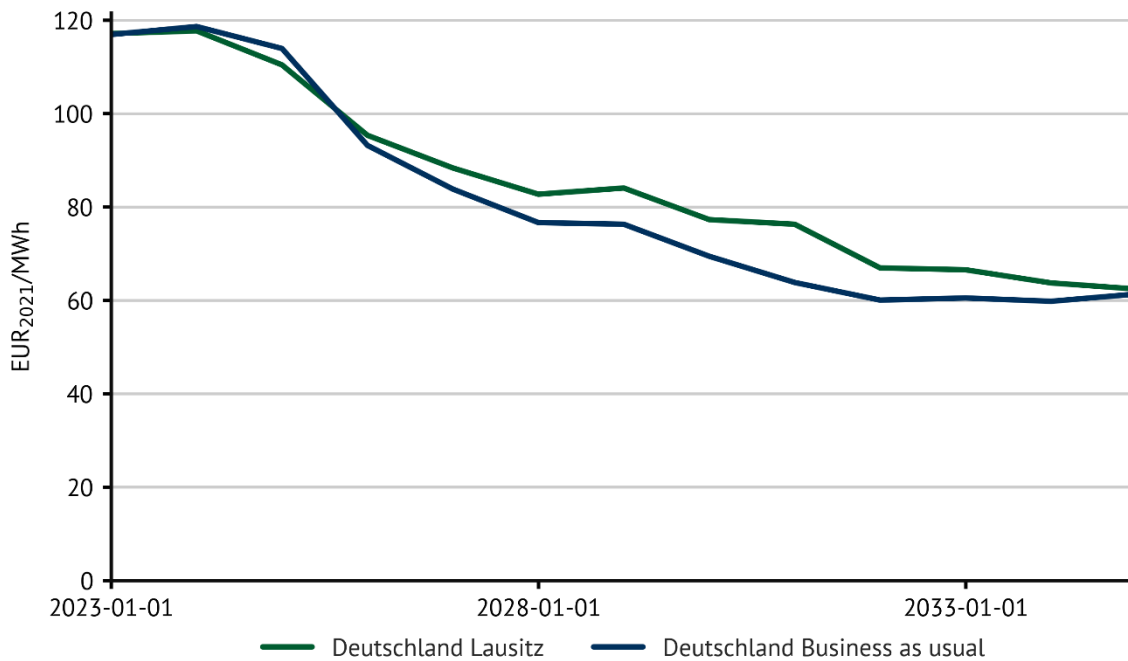


Abbildung 9: Direkter Vergleich der Baseload-Strompreise in den Szenarien BAU und LAU unter der Annahme ansonsten gleicher Stromsysteme (Realpreise in EUR 2021)

3.4 Methodik: Kurzbeschreibung des Fundamentalmodells

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. Am Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Strompreis. Das teuerste Kraftwerk, das noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt somit den Marktpreis.

Die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung der Kraftwerke, die verfügbare Erzeugungskapazität sowie die Nachfrage sind somit die Haupteinflussfaktoren auf den Strompreis. In Power2Sim wird zwischen konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen unterschieden. Bevor die verschiedenen konventionellen Kraftwerke anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten als *Merit-Order* in die Berechnung eingehen, wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien berücksichtigt. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird von der Gesamtnachfrage abgezogen, die verbleibende Strommenge (Residuallast) muss also von konventionellen Kraftwerken erzeugt werden. Erneuerbare Energien werden im Modell je nach Technologie unterschiedlich berücksichtigt. Grundlage sind immer historische Erzeugungsdaten, um die bestehende Erzeugungsstruktur möglichst genau abzubilden. Der gesamte konventionelle Kraftwerkspark ist in Power2Sim inklusive der jeweiligen Spezifika, d. h. Brennstoff, Wirkungsgrad, Verfügbarkeit etc. hinterlegt, aus denen ein *Merit-Order*-Gebotspreis abgeleitet wird.

Im Lastmodell wird die Stromnachfrage für jedes Land stundenscharf für die Zukunft modelliert, basierend auf typischen Tagesprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend. Das Import- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustausches und ermöglicht die iterative Berechnung der grenzüberschreitenden Stromflüsse. Durch die Einbeziehung der grenzüberschreitenden Lastflüsse in das System können die Strompreise im europäischen Stromverbund wesentlich genauer bestimmt werden. Beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarländern wird eine vorher festgelegte Übertragungsmenge in Megawatt pro Stunde ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, woraus sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern ergeben und wieder wird bei der größten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess setzt sich fort, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die Grenzkuppelkapazitäten erschöpft sind.

Die Strompreisbildung im europäischen Energiemarkt wird also von zahlreichen Faktoren beeinflusst, die bei der Entwicklung von Strompreisszenarien berücksichtigt werden müssen. Diese Faktoren werden in Power2Sim durch die bereits erwähnten Submodelle abgebildet. Abbildung 10 zeigt den Aufbau von Power2Sim und das Zusammenspiel der verschiedenen Teilmodelle.

Die grundlegende historische Datenbasis stammt aus öffentlich verfügbaren Quellen wie Eurostat und ENTSO-E. Die historischen Strompreise, Erzeugungs- und Handelsmengen sowie Emissionen werden zur Kalibrierung des Modells verwendet.

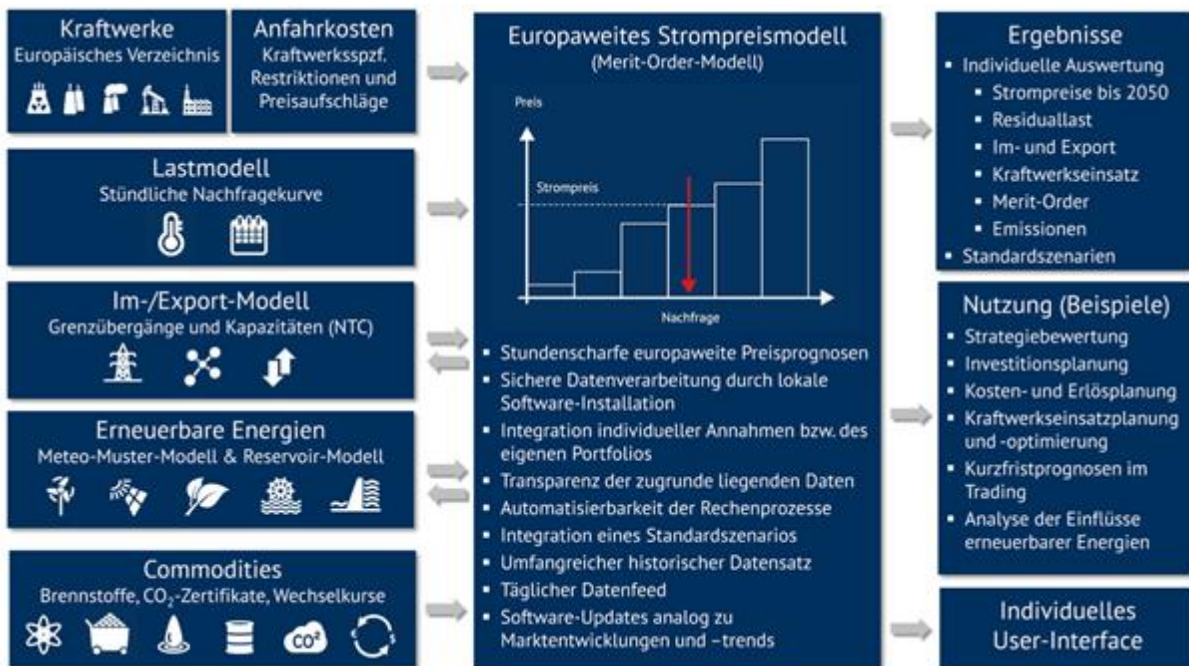


Abbildung 10: Funktionsschema Power2Sim

Quellen

BMWK (2022). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Eckpunktepapier-RWE-Kohleausstieg https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/221004-Eckpunktepapier-RWE-Kohleausstieg.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [letzter Zugriff am 31.03.2023].

BNetzA (2023). Bundesnetzagentur: Pressemitteilung „Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2022“ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smark.html [letzter Zugriff am 25.03.2023].

ISI (2019). Fraunhofer ISI: Climate Change 21/2019: Wie klimafreundlich ist LNG? https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_road-map-gas_lng.pdf [letzter Zugriff 25.03.2023].

UBA (2020). Umweltbundesamt: Climate Change 13/2020: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strom-mix_2020_fin.pdf [letzter Zugriff 20.03.2023].

UBA (2021): Climate Change 61/2021: Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf [letzter Zugriff 25.03.2023].

4 Anhang

4.1 Blockscharfe Tabelle zum Kohleausstiegsplan im Szenario „LAU“⁷

Kraftwerk- nummer	Netto- leistung in MW	Kraftwerksname	Datum Inbe- triebnahme	Herkunft Brennstoff	Vorgeschlagene Abschaltung	Erhaltene Gesamtnettoleistung in MW
BNA1076a	139	HKW West Block 1	31.01.1985	Steinkohle	2023	36.524
BNA1076b	139	HKW West Block 2	01.05.1985	Steinkohle	2023	36.385
BNA0713	295	Niederaußem E	12.04.1970	Rheinisches Revier	2023	36.090
BNA0706	299	Niederaußem F	03.02.1971	Rheinisches Revier	2023	35.791
BNA0698	292	Neurath C	21.03.1973	Rheinisches Revier	2023	35.499
BNA0789	500	Kraftwerk Jänschwalde Block E	06.10.1987	Lausitzer Re- vier	2023	34.999
BNA0790	500	Kraftwerk Jänschwalde Block F	09.03.1989	Lausitzer Re- vier	2023	34.499
BNA0331	370	Scholven C	01.01.1969	Steinkohle	01.03.2024	33.902
BNA0332	345	Scholven B	01.01.1968	Steinkohle	01.03.2024	33.557
BNA0067	720	Bergkamen A	01.10.1981	Steinkohle	01.03.2024	32.837
BNA0377	510	Staudinger 5	01.01.1992	Steinkohle	01.03.2024	32.264
BNA0147	350	Kraftwerk Farge	01.01.1969	Steinkohle	01.03.2024	31.914
BNA0820	656	Weiherr 3	24.09.1976	Steinkohle	01.03.2024	31.221
BNA0645	425	GKM Block 7	01.11.1982	Steinkohle	01.03.2024	30.796
BNA0464	690	KWM Block 3	24.08.1979	Steinkohle	31.03.2024	30.106
BNA0093	726	Bexbach	01.10.1983	Steinkohle	31.03.2024	29.151
BNA0793	875	Heyden 4	01.01.1987	Steinkohle	31.03.2024	28.163
BNA0699	607	Neurath D	24.06.1975	Rheinisches Revier	01.04.2024	27.543
BNA0700	604	Neurath E	22.02.1976	Rheinisches Revier	01.04.2024	26.939
BNA0878	450	Schkopau A	01.01.1995	Mit- teldeutsches Revier	01.04.2024	26.489
BNA0878x	110	Schkopau A+B Bahngenerator	00.01.1900	Mit- teldeutsches Revier	01.04.2024	26.379

⁷ Es wurden nur die Kraftwerksblöcke größer 100 MW in die Liste aufgenommen, in der Spalte „erhaltenen Gesamtnettoleistung“ sind jedoch auch die Leistungen der bekannten kleineren Kraftwerksblöcke berücksichtigt.

BNA0879	450	Schkopau B	01.01.1996	Mitteldeutsches Revier	01.04.2024	25.929
BNA0450	460	Herne 4	25.07.1989	Steinkohle	01.04.2024	25.469
BNA0144	119	KW Hastedt Block 15	16.12.1989	Steinkohle	01.04.2024	25.350
BNA0518a	517	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 7	21.06.1985	Steinkohle	30.04.2024	24.833
BNA0998	179	Fenne MKV	01.08.1982	Steinkohle	31.12.2024	24.654
BNA1093	472	Kraftwerk Zolling	01.01.1985	Steinkohle	31.12.2024	24.182
BNA0999	211	Fenne HKV	30.11.1989	Steinkohle	31.12.2024	23.971
BNA0969b	333	SWM HKW Nord 2 T20	15.12.1991	Steinkohle	31.12.2024	23.638
BNA0402	194	HKW Tiefstack	01.04.1993	Steinkohle	31.12.2024	23.444
BNA0116	891	Kraftwerk Lippendorf Block S	01.12.1999	Mitteldeutsches Revier	01.04.2025	22.438
BNA0115	891	Kraftwerk Lippendorf Block R	20.06.2000	Mitteldeutsches Revier	01.04.2025	21.547
BNA0785	500	Kraftwerk Jänschwalde Block A	01.10.1981	Lausitzer Revier	31.12.2025	21.047
BNA0786	500	Kraftwerk Jänschwalde Block B	29.11.1982	Lausitzer Revier	31.12.2025	20.547
BNA0787	500	Kraftwerk Jänschwalde Block C	01.02.1984	Lausitzer Revier	31.12.2025	20.047
BNA0788	500	Kraftwerk Jänschwalde Block D	06.10.1985	Lausitzer Revier	31.12.2025	19.547
BNA0434	778	Heizkraftwerk Heilbronn HLB 7	01.12.1985	Steinkohle	31.12.2025	18.623
BNA0420	136	GKH 1	26.01.1989	Steinkohle	31.12.2025	18.348
BNA0122	500	Boxberg Block N	01.01.1979	Lausitzer Revier	01.04.2026	17.848
BNA0123	500	Boxberg Block P	01.07.1980	Lausitzer Revier	01.04.2026	17.348
BNA0124	840	Boxberg Block Q	01.10.2000	Lausitzer Revier	01.04.2027	16.508
BNA1404	630	Boxberg Block R	06.11.2012	Lausitzer Revier	01.04.2027	15.878
BNA1027	663	Weißweiler G	14.02.1974	Rheinisches Revier	01.04.2027	15.215
BNA1026	321	Weißweiler F	04.09.1967	Rheinisches Revier	01.04.2027	14.894

BNA1028	656	Weißweiler H		18.01.1975	Rheinisches Revier	01.04.2027	14.238
BNA0707	648	Niederaußem H		16.09.1974	Rheinisches Revier	01.04.2027	13.590
BNA0709	944	Niederaußem K		28.01.2003	Rheinisches Revier	01.04.2027	12.646
BNA0404	137	HKW Wedel Block 1		25.11.1993	Steinkohle	01.04.2027	12.509
BNA0403	116	HKW Wedel Block 2		25.11.1993	Steinkohle	01.04.2027	12.393
BNA0915	755	Kraftwerk Schwarze Pumpe Block B		25.05.1998	Lausitzer Revier	01.04.2028	11.638
BNA1401a	1060	Neurath F		03.08.2012	Rheinisches Revier	01.04.2028	10.488
BNA0708	628	Niederaußem G		23.10.1974	Rheinisches Revier	31.12.2028	9.860
BNA0086	282	HKW Reuter West Dampfturbine D		14.12.1987	Steinkohle	31.12.2028	9.367
BNA0087	282	HKW Reuter West Dampfturbine E		01.08.1988	Steinkohle	31.12.2028	9.085
BNA0914	755	Kraftwerk Schwarze Pumpe Block A		15.12.1997	Lausitzer Revier	01.04.2029	7.826
BNA1401b	1060	Neurath G		08.07.2012	Rheinisches Revier	01.04.2029	6.766
BNA0421	136	GKH 2		21.06.1989	Steinkohle	31.12.2029	6.576
BNA0646a	435	GKM Block 8		05.04.1993	Steinkohle	31.12.2029	6.018
BNA0849	514	Kraftwerk Rostock Block A		01.10.1994	Steinkohle	31.12.2030	5.504
BNA0019	323	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau HKW 2 DT (Solobetrieb)		29.05.1997	Steinkohle	31.12.2030	5.181
BNA0644	255	GKM Block 6		26.12.2005	Steinkohle	31.12.2030	4.926
BNA1508	746	Trianel Kohlekraftwerk Lünen		01.01.2013	Steinkohle	31.12.2030	4.180
BNA0216b	725	Walsum 10		20.12.2013	Steinkohle	31.12.2030	3.455
BNA0518b	834	Rheinhafen-Dampfkraftwerk RDK 8		01.07.2014	Steinkohle	31.12.2030	2.621
BNA0646b	843	GKM Block 9		02.05.2015	Steinkohle	31.12.2030	1.778
BNA1674	726	Kraftwerk Wilhelmshaven Onyx		30.11.2015	Steinkohle	31.12.2030	1.052
BNA1949	1052	Datteln 4		30.05.2020	Steinkohle	31.12.2030	-

Impressum

Auftraggeber:

BUND Sachsen

Autor:

Fabian Huneke

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

März 2023

© 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.