



Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen

Jonas Egerer, Veronika Grimm, Lukas M. Lang und Ulrike Pfefferer

Kurzstudie

12. Juli 2022

Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen

Jonas Egerer¹, Veronika Grimm¹, Lukas M. Lang¹ und Ulrike Pfefferer¹

Zusammenfassung

In den kommenden Jahren dürfte der Gaspreis deutlich oberhalb der historischen Werte liegen, wenn Europa sich von Russland unabhängig aufstellt. Diese Entwicklung erfordert eine Neubewertung der deutschen Energiepolitik, unter anderem für die Energiewende im Stromsektor. Um eine Bewertung der Situation zu erleichtern, stellt diese Kurzstudie in drei Szenarien mögliche mittelfristige Entwicklungen in Deutschland im europäischen Kontext dar und vergleicht diese mit dem Szenario, das vor dem Krieg zu erwarten gewesen wäre.

Höhere Importpreise für Gas führen zu einem deutlich geringeren Anreiz zum Zubau von Gaskraftwerken. Die Stromnachfrage würde daher – sofern nicht zeitnah politisch anders entschieden wird – auch über das Jahr 2030 hinaus noch in größerem Umfang von Braun- und Steinkohlekraftwerken gedeckt werden müssen, die sowohl in Deutschland, als auch in den Nachbarländern in geringerem Umfang zurückgebaut würden. Je höher der zukünftig erwartete Gaspreis, desto stärker ist dieser Effekt. Werden in Deutschland weniger Gaskraftwerke zugebaut, so besteht mit dem Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken weiterhin eine regionale Ungleichverteilung der konventionellen Kraftwerkskapazität. Strukturelle Nord-Süd-Netzengpässe innerhalb Deutschlands dürften daher bei einem starken Ausbau der Windkraft trotz des Netzausbaus weiterhin bestehen bleiben und müssten adressiert werden. Das Strompreisniveau dürfte im Vergleich zu den Erwartungen, die vor dem Krieg bestanden, kräftig ansteigen.

Unter diesen Rahmenbedingungen muss neu bewertet werden, ob ein Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 angestrebt werden sollte. Eine entsprechende Szenariorechnung zeigt, dass ein kompletter Kohleausstieg bis 2030 auch unter den neuen Rahmenbedingungen realisierbar wäre und die Marktpreise nicht signifikant erhöhen dürfte. Allerdings müsste dies zeitnah entschieden werden, da umfangreich Gaskraftwerke zugebaut werden müssten. Aufgrund der regionalen Konzentration von bestehenden Erzeugungskapazitäten sollten zudem Maßnahmen ergriffen werden, die einen Zubau in Nähe der Verbrauchszentren, insbesondere im Süden, anreizen. Mit Blick auf den durch hohe Gaspreise schneller zu erwartenden Umstieg der Kraftwerke auf klimaneutralen Wasserstoff müssten Erzeugungstechnologien forciert zugebaut werden die neben Erdgas auch mit Wasserstoff betrieben werden können oder mit geringem Aufwand umrüstbar sind. Außerdem muss der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur für Wasserstoff von Beginn an mitgedacht und priorisiert werden.

¹ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie, Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg, Germany; Kontakt: veronika.grimm@fau.de

1. Einleitung

Der russische Angriff auf die Ukraine und die Abhängigkeit der deutschen Energiewirtschaft von russischem Gas führen aktuell zu einer sehr angespannten Versorgungssituation, die sich im kommenden Winter noch verschärfen könnte. Auch mittelfristig dürfte der Importpreis für Erdgas deutlich oberhalb der historischen Werte liegen, wenn Europa sich von Russland unabhängig aufstellt. Diese Entwicklungen erfordern eine Neubewertung der deutschen Energiepolitik, unter anderem für die Energiewende im Stromsektor.

Bereits im Koalitionsvertrag (2021) zwischen den Regierungsparteien wurde dargestellt, dass die Einhaltung der Klimaziele für 2030 eine Beschleunigung der grünen Transformation und insbesondere einen deutlich ambitionierteren Ausbau an Photovoltaik und Windkraft erfordert, als er in vergangenen Jahren umgesetzt wurde. Dabei setzte man, im Einklang mit bisherigen Weichenstellungen, auf fossiles Erdgas als Brückentechnologie. Es wurde mit zeitnahen Investitionen in neue Gaskraftwerke geplant, die später mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollten. Zunächst hätten diese Gaskraftwerke die Aufgabe gehabt, temporäre Kapazitätsbedarfe auf dem Weg zu einem 100% erneuerbaren Stromsektor bei einem zeitnahen Kohleausstieg bis 2030 zu decken. Diese Planung beruhte auf der Annahme eines mittelfristig günstigen Gaspreises und einer sicheren Gasversorgung. Infolge steigender Zertifikatspreise für CO₂-Emissionen konnte so bis vor einigen Monaten von einem (marktgetriebenen) Brennstoffwechsel von Braun- und Steinkohle auf Gas ausgegangen werden. Der gesetzlich eigentlich erst für 2038 festgelegte Kohleausstieg in Deutschland wäre unter den vor dem Krieg geltenden Rahmenbedingungen mit Investitionen in neue Gaskraftwerke daher selbst bei einem weniger ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bereits für einen Zeitraum bis 2030 fast vollständig zu erwarten gewesen. Der Umstieg auf klimaneutralen Wasserstoff wäre bei Verfügbarkeit von günstigem Gas trotz der problematischen Gesamtklimabilanz von Erdgas weiter in die Zukunft gerückt.

Die strategische Verknappung von Gaslieferungen aus Russland im Vorfeld des Angriffs auf die Ukraine, ein möglicher kompletter Lieferstopp in den kommenden Monaten und perspektivisch höhere Preise für fossile Energieträger als Folge des Kriegs führen zu einer neuen Realität für die Transformation des deutschen Stromsystems. Um eine Bewertung der Situation zu erleichtern, stellen wir in dieser Kurzstudie in drei Szenarien mögliche mittelfristige Entwicklungen in Deutschland im europäischen Kontext dar und vergleichen diese mit dem Szenario, das vor dem Krieg zu erwarten gewesen wäre. Wir nutzen dabei ein Strommarktmodell, das den Zubau und den Rückbau von Kraftwerkskapazität in Europa in Abhängigkeit der sich aus dem Strommarkt ergebenden Investitionsanreize abschätzt.² Dabei nehmen wir in allen Szenarien an, dass die Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sowohl in Deutschland als auch in den anderen EU-Mitgliedsstaaten³ erreicht werden. Zwei der Szenarien gehen mit 40 €/MWh und 65 €/MWh von unterschiedlichen Erwartungen bezüglich des Gaspreises aus⁴, während das dritte Szenario für den hohen Preispfad einen politisch forcierten Kohleausstieg bis 2030 in den Blick nimmt. Diese Szenarien werden mit Ergebnissen verglichen, die sich gemäß Modellberechnungen bei einem erwarteten Gaspreis von 15 €/MWh ergeben hätten.

² Grimm et al. (2016, 2020), Egerer et al. (2021). Für eine Einordnung der Modellansätze siehe auch Ambrosius et al. (2017).

³ Mit der Verabschiedung mehrerer Gesetzesvorlagen des sogenannten Osterpakets zum Ausbau der Erneuerbaren Energien am 07. Juli 2022 wird ein Ausbau von 215 GW Photovoltaik, 115 GW Wind an Land und 30 GW Wind auf See bei einer Bruttostromnachfrage von 750 TWh für das Jahr 2030 angestrebt. Für die Nachbarländer wird für die Erneuerbaren Energien vom Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 ausgegangen (ENTSO-E und ENTSO-G, 2022).

⁴ Die Bandbreite bewegt sich im Bereich der aktuellen Futures für die Mitte des Jahrzehnts. Der Umstieg auf Wasserstoff führt mittelfristig zu einem höheren Preispfad für die Stromerzeugung in Gaskraftwerken.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass zeitnah energiepolitische Entscheidungen zum Kohleausstieg notwendig sind. Höhere Importpreise für fossile Energieträger – insbesondere für fossiles Flüssiggas als Ersatz der Gasimporte aus Russland – bewirken, dass der Kohleausstieg nicht marktgetrieben erfolgen wird. Sofern politisch nicht anders entschieden wird, werden je nach der Preiserwartung, die sich an den Märkten einstellt, Braun- und Steinkohlekraftwerke auch über 2030 hinaus noch im Rahmen des aktuellen bis 2038 angestrebten Kohleausstiegs eine signifikante Rolle im deutschen Stromsystem spielen. Je höher der zukünftig erwartete Gaspreis, desto stärker ist dieser Effekt. Werden weniger Gaskraftwerke zugebaut, so kann die in Folge des Weiterbetriebs von Kohlekraftwerken regionale Konzentration der konventionellen Kraftwerkskapazität nur bedingt ausgeglichen werden. Strukturelle Nord-Süd-Netzengpässe innerhalb Deutschlands bleiben in Folge bei einem starken Ausbau der Windkraft trotz des Netzausbaus weiterhin bestehen. Unter diesen Rahmenbedingungen muss neu bewertet werden, ob ein Kohleausstieg 2030 angestrebt werden sollte. Ein kompletter Kohleausstieg bis 2030 wäre auch unter den neuen Rahmenbedingungen realisierbar. Allerdings müsste dies frühzeitig entschieden werden, da umfangreich Gaskraftwerke zugebaut werden müssten. Aufgrund der regionalen Konzentration von bestehenden Erzeugungskapazitäten sollten Maßnahmen ergriffen werden, die einen Zubau in der Nähe von Verbrauchszentren, insbesondere in Süddeutschland, anreizen. Mit Blick auf den durch hohe Gaspreise schneller zu erwartenden Umstieg der Kraftwerke auf klimaneutralen Wasserstoff müssten Erzeugungstechnologien forciert zugebaut werden die neben Erdgas auch mit Wasserstoff betrieben werden können oder mit geringem Aufwand umrüstbar sind. Außerdem muss der Ausbau der entsprechenden Infrastruktur für Wasserstoff von Beginn an mitgedacht und priorisiert werden.

Andere aktuelle Studien zeichnen ein ähnliches Bild, unterscheiden sich aber im Schwerpunkt der Analysen mit jeweils nur einem Szenario. Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022) betrachten die Transformation in ein klimaneutrales Stromsystem bis 2035, entsprechend den aktuellen Ausbauzielen, mit einem Hochfahren des jährlichen Zubaus für Photovoltaik auf 22 GW ab 2027, für Wind an Land auf 9 GW ab 2024 und für Wind auf See auf 6 GW ab 2029. Die Studie zeigt, dass mit dem angestrebten Ausbaupfad für Erneuerbare Energien die deutsche Stromversorgung nach 2030 ohne Stein- und Braunkohle auskommen kann. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren über 2030 hinaus führt dazu, dass die steigende Stromnachfrage im Bereich Wärme und Mobilität klimaneutral bedient werden kann und Wasserstoff zunehmend die Rolle als Backup in der Stromerzeugung von Erdgas übernimmt. In einer weiteren Studie geht das DIW (2022) von einem noch ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 aus und zeigt, dass die deutsche Stromnachfrage, bei einer stärkeren grenzüberschreitenden Integration der nationalen Strommärkte, unter diesen Annahmen zu über 95% der Nachfrage direkt durch erneuerbare Stromerzeugung gedeckt werden kann.

In allen hier diskutierten Studien wurde angenommen, dass die Erneuerbaren-Ausbauziele der Bundesregierung entweder erreicht (diese Studie sowie Agora/Prognos/Consentec) oder sogar noch übertroffen (DIW) werden. Der sehr ambitionierte Ausbaupfad für Erneuerbare Energien bei gleichzeitig weltweit hoher Nachfrage nach Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie möglichen Produktionskapazitäts-, Rohstoff- und Fachkräfteengpässen lassen es, selbst mit der aktuell gegebenen politischen Unterstützung, unsicher erscheinen, ob der jährliche Zubau entsprechend gesteigert werden kann.⁵ Mit jedem Jahr Verzögerung beim Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entsteht eine Stromlücke von etwa 50 TWh im Jahr 2030, die durch Braunkohle und Importe an Erdgas, Steinkohle oder Wasserstoff gedeckt werden müsste.

⁵ Die Herausforderungen mit Blick auf Rohstoffe und Fachkräfte werden etwa von Flach et al. (2022), SVR (2022) beschrieben.

2. Beschreibung der Modellannahmen und Szenarien

Für diese Kurzstudie werden für Deutschland und seine Nachbarländer in einem Strommarktmodell, das im Einklang mit dem aktuellen Strommarktdesign von nationalen Gebotszonen ausgeht, Investitionsentscheidungen und Handelsergebnisse berechnet. Für die Berechnungen wird ein Modell in Anlehnung an Grimm et al. (2016, 2020) und Egerer et al. (2021) mit Daten für Deutschland und Nachbarländer kalibriert. Die Studie betrachtet, zusätzlich zum Referenzszenario G15-K2038 mit historischen, günstigen Gas- und Steinkohlepreisen, drei weitere Szenarien, die von unterschiedlichen Gaspreisen und unterschiedlichen politischen Entscheidungen zum Kohleausstieg ausgehen (Tabelle 1). In zwei Szenarien werden die Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle variiert und der beschlossene Kohleausstieg bis 2038 angenommen. Im Szenario G40-K2038 mit einem Gaspreis von 40 EUR/MWh ist auch der Import von Steinkohle relativ günstig und die Verstromung von Braunkohle ist durch den hohen CO₂-Preis vergleichsweise teuer. Im Szenario G65-K2038 werden höhere Importpreise für Gas und Steinkohle angenommen, wodurch die jüngste Generation an Braunkohlekraftwerken mit einem etwas besseren Wirkungsgrad günstiger werden als die Verstromung von Erdgas. Für diese Preisannahmen wird im Szenario G65-K2030 ein politisch forcierter Kohleausstieg bis 2030 betrachtet. Alle Szenarien basieren außerdem auf denselben Annahmen zu wichtigen Modellparametern, gemäß der aktuellen politischen Beschlusslage und Szenarien für 2030 in der europäischen Netzentwicklungsplanung. Dies betrifft insbesondere die Ausbaupfade für Erneuerbare Energien, Flexibilität mit Stromspeichern und Elektrolyseuren, die Stromnachfrage und Handelskapazitäten zwischen Gebotszonen. Für Deutschland werden die Erzeugungskapazitäten für Erneuerbare Energien am Osterpaket der Bundesregierung ausgerichtet.⁶ Die Annahmen zu den Nachbarländern und Handelskapazitäten entsprechen dem Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022. Für alle Länder wird von einer steigenden Stromnachfrage und einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung für 2030 ausgegangen.

In allen Szenarien wird einheitlich von einem CO₂-Preis in Höhe von 114 €/t ausgegangen.⁷ Dies würde bedeuten, dass bei umfangreicher Kohleverstromung Bestrebungen nachgegeben wird, den CO₂-Preis durch eine Aufweichung des Emissionshandels niedrig zu halten. In Abschnitt 3 beleuchten wir, welche Entwicklung sich bei höheren CO₂-Preisen einstellen dürfte, die sich bei einem Festhalten an den Emissionszielen ergäben.

Tabelle 1: Annahmen zu Brennstoffpreisen und Kohleausstiegsdatum nach Szenario

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kohleausstieg
G15-K2038	6 EUR/MWh	7 EUR/MWh	15 EUR/MWh	2038
G40-K2038	6 EUR/MWh	10 EUR/MWh	40 EUR/MWh	2038
G65-K2038	6 EUR/MWh	25 EUR/MWh	65 EUR/MWh	2038
G65-K2030	6 EUR/MWh	25 EUR/MWh	65 EUR/MWh	2030

Anmerkung: Die Preise im Referenzszenario G15-K2038 basieren auf UNB (2022) auf Basis TYNDP 2022, Tabelle 32, S.107.

Im Marktmodell wird endogen über den Weiterbetrieb und den Neubau von konventionellen Kraftwerken entschieden und der stündliche Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Elektrolyseuren am Strommarkt ermittelt. Dabei spielen für alle nationalen Gebotszonen die stündlichen Nachfragefunktionen, stündliche Verfügbarkeiten der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, konventionelle Erzeugungskapazitäten mit Produktionskosten und Flexibilität durch Speicher und Elektrolyse eine Rolle (Abb. 1). Außerdem erfolgt, begrenzt durch die

⁶ Deutscher Bundestag (2022).

⁷ UNB (2022), Tabelle 33, S.108.

Handelskapazitäten zwischen den nationalen Gebotszonen, für alle abgebildeten Länder eine gemeinsame Berechnung von Investitionen und Handlungsergebnissen, wie sie sich marktgetrieben in den jeweiligen Szenarien ergeben würden.

Tabelle 2: Statistiken zur Stromnachfrage und Erzeugung aus Erneuerbaren Energien

	Strom- nachfrage [TWh]	Erneuerbare Energien [TWh]	Residuale Nachfrage [TWh]	Überschuss Erneuerbare [TWh]	Stunden mit Überschuss [h]	Peak (residual) [GW]
AT	97	82	22	8	2.779	12,3
BE	111	43	68	0	158	16,6
CH	61	47	17	3	2.354	6,9
CZ	73	25	48	0	72	10,6
DE	700	588	193	80	2.745	95,7
DK	53	92	4	43	6.703	6,5
FR	564	260	307	3	426	96,2
IT	359	223	152	17	1.525	49,5
NL	185	124	73	12	1.667	23,4
PL	193	67	127	0	10	29,7

AT – Österreich, BE – Belgien, CH – Schweiz, CZ – Tschechien, DE – Deutschland, DK – Dänemark, FR – Frankreich, IT – Italien, NL – Niederlande, PL – Polen. Elektrolyse und Speicher sind in der Stromnachfrage noch nicht enthalten.

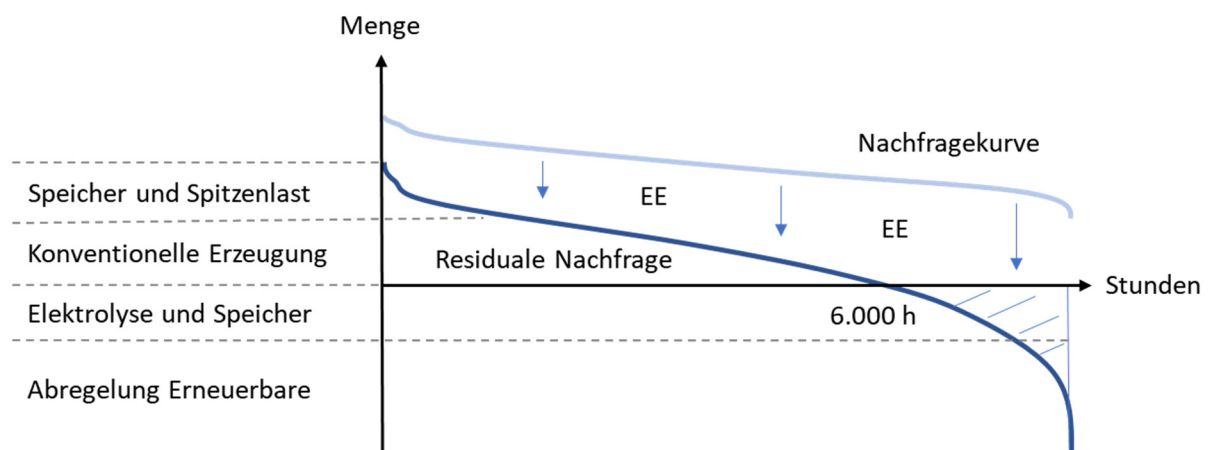


Abbildung 1: Stilisierte (residuale) Nachfrage für die deutsche Gebotszone im Jahr 2030

Die wesentlichen Kenngrößen für die nationalen Stromnachfragen und Erneuerbare Energien im Rahmen der Annahmen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Für Deutschland wird eine jährliche Stromnachfrage von 700 TWh angenommen – mit Elektrolyseuren und Speichern ergeben sich in den Modellergebnissen etwa 750 TWh⁸ – sowie 588 TWh an jährlich verfügbarer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Entsprechend der residualen Nachfrage in Abb. 1 ergibt sich in Deutschland in etwa 6.000 Stunden eine verbleibende positive Nachfrage von insgesamt 193 TWh. In den restlichen Stunden ist das Angebot der Erneuerbaren Energien insgesamt um 80 TWh größer als die Stromnachfrage. Überschüssige erneuerbare Erzeugung kann für

⁸ Dieser Wert liegt im Rahmen der aktuellen Erwartungen der Bundesregierung für Deutschland nach Deutscher Bundestag (2022) und ÜNB (2022), Abb. 4, S. 26.

Stromexporte, für die Elektrolyse und zum Laden von Stromspeichern genutzt oder ansonsten abgeregelt werden. Die verbleibende residuale Nachfrage muss aus konventioneller Erzeugung, Stromspeichern oder dem Stromhandel mit Nachbarländern gedeckt werden.⁹

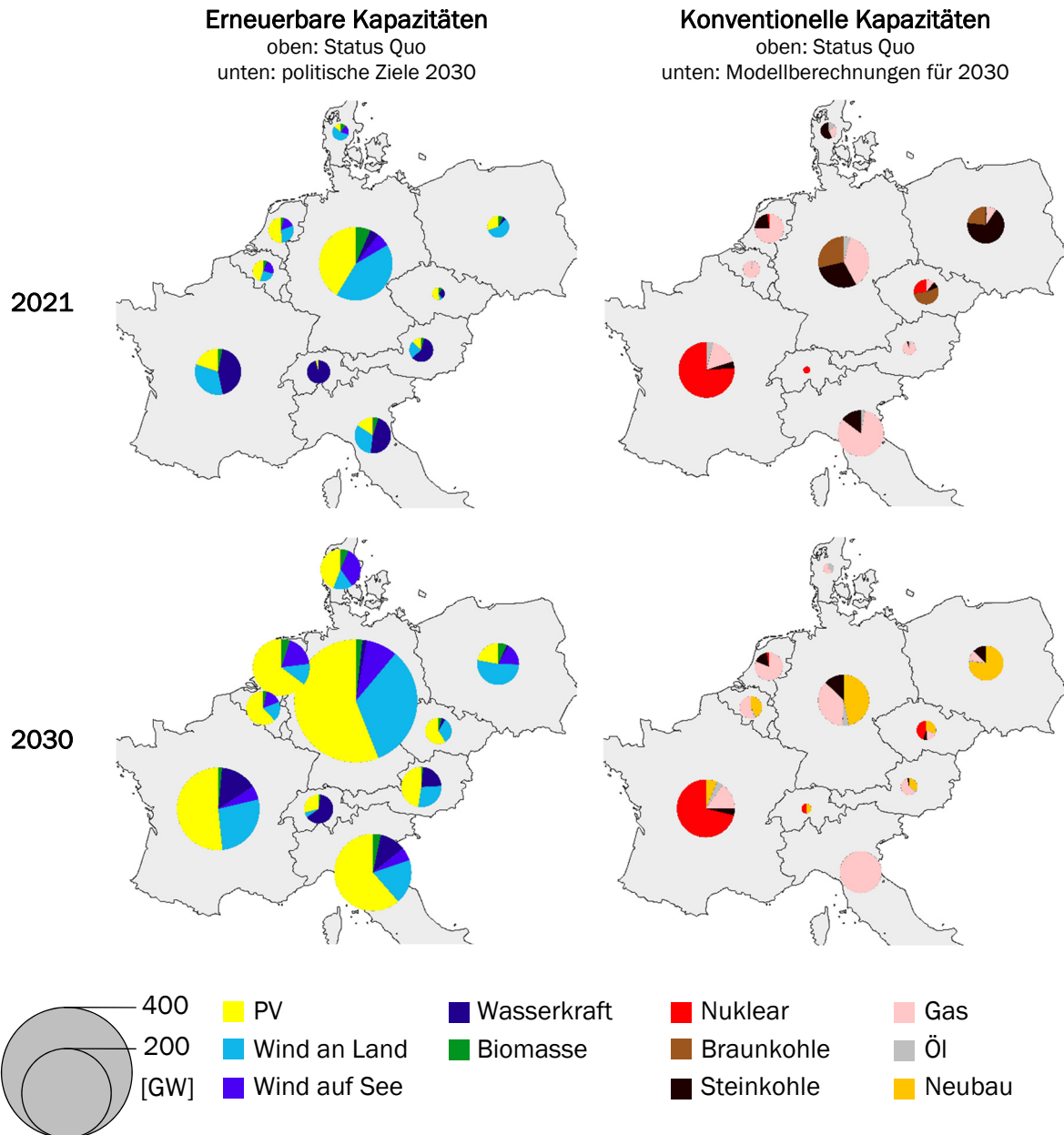


Abbildung 2: Erneuerbare und konventionelle Kraftwerkskapazitäten

⁹ Im Modell wird für Erneuerbare Energien eine Verfügbarkeit nach stündlichen Erzeugungsdaten in den einzelnen Ländern für das Jahr 2020 angenommen und für konventionelle Kraftwerke eine saisonale variierende Verfügbarkeit für den Strommarkt von 75 % im Sommerhalbjahr und von 85 % im Winterhalbjahr. Sonstige Erzeugungstechnologien (Müllverbrennung, etc.) mit einer jährlichen Erzeugung von etwa 15 TWh in Deutschland werden vernachlässigt. Neben Pump- und Batteriespeichern und Elektrolyseuren werden keine weiteren Flexibilitätsoptionen im Modell endogen betrachtet. In den Modellergebnissen könnte der Bedarf an Kraftwerkskapazität für die Deckung der residuellen Lastspitzen daher leicht überschätzt werden.

Abb. 2 illustriert die Annahmen und das Marktgebiet, die den Berechnungen zugrunde liegen und gibt zugleich einen Eindruck von dem Vergleichsszenario, das mit einem niedrigen Gaspreis im Jahr 2030 zu erwarten gewesen wäre. In den oberen beiden Abbildungen sind die heute bestehenden Kapazitäten an erneuerbarer (oben links) und konventioneller (oben rechts) Erzeugungskapazität zu sehen. Die unteren beiden Grafiken zeigen die Situation im Jahr 2030. Links wird die Erneuerbaren-Kapazität gezeigt, wie sie bei einem Erreichen der politischen Ziele zu erwarten wäre. Rechts unten sind die Ergebnisse der Modellberechnungen illustriert, die sich bei einem erwarteten Gaspreis von 15 €/MWh und dem aktuellen Kohleausstieg bis 2038 ergeben würden. Dies entspricht dem Referenzszenario (G15-K2038), also einer Erwartung, wie sie vor dem russischen Angriff auf die Ukraine als plausibel angesehen wurde.

3. Ergebnisse der Szenarienrechnungen

3.1. Investitionen und Rückbau bei konventioneller Kraftwerkskapazität

Bei Erwartung niedriger Importpreise für fossile Brennstoffe und dem aktuell beschlossenen Kohleausstieg bis 2038, also im Szenario G15-K2038, wäre für einen CO₂-Preis von 114 €/t ein marktgetriebener Ausstieg aus der Braunkohle in Deutschland weitgehend bereits bis 2030 zu erwarten gewesen. Die modernsten Steinkohlekraftwerke würden in den Modellergebnissen, entsprechend dem aktuellen Kohleausstiegspfad für 2038, zur Deckung von hoher Nachfrage bei gleichzeitig geringer Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien, für eine geringe Anzahl an Stunden pro Jahr weiterbetrieben. Mit einem Zubau von Gaskraftwerken im Umfang von 29 GW wäre die Leistung der in Deutschland stillgelegten Kohlekraftwerke fast vollständig ersetzt worden. Auch in den Nachbarländern wäre, aufgrund des günstigen Gaspreises und mit entsprechendem CO₂-Preis, zu erwarten gewesen, dass neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien eine fast vollständige Umstellung der Stromerzeugung von Kohle auf Erdgas erfolgt. Diese Situation, wie sie sich vor dem Angriff auf die Ukraine dargestellt hat, ist in Abb. 2 illustriert.

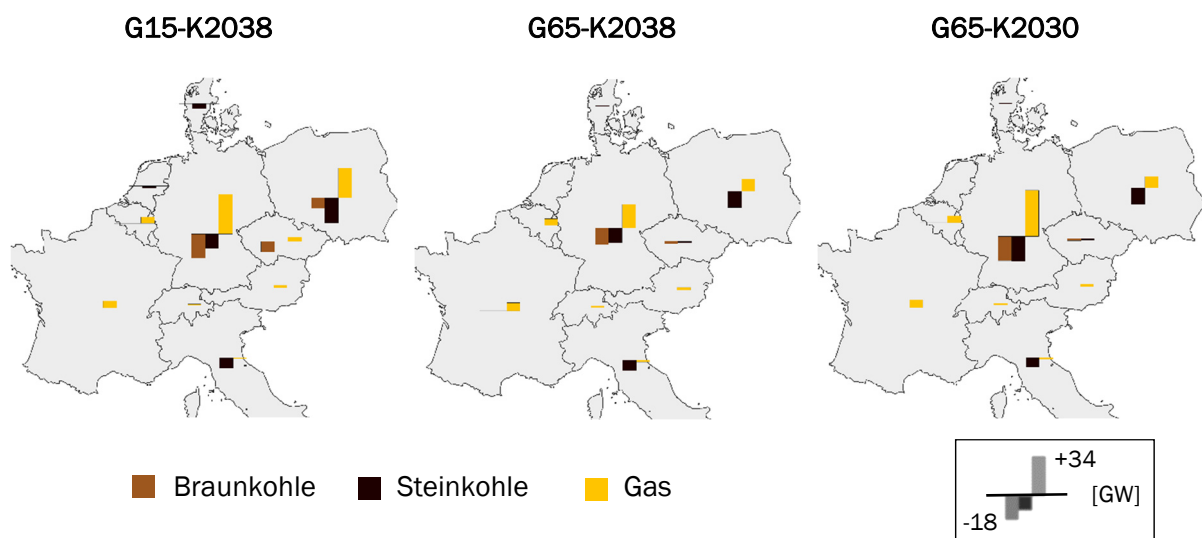


Abbildung 3: Zubau und Rückbau an konventionellen Kraftwerkskapazitäten

Besteht die Erwartung, dass die Brennstoffpreise mittelfristig hoch bleiben, so stellt sich die Situation deutlich anders dar. Trotz der Annahme eines CO₂-Preises von 114 €/t würde sich der bis 2038 beschlossene Kohleausstiegspfad nicht über Marktanreize ergeben. Im Szenario G65-K2038 mit einem Gaspreis in Höhe von 65 €/MWh muss die Stilllegung von Kohlekraftwerken

entsprechend dem aktuell in Deutschland beschlossenen Kohleausstiegspfad politisch forciert werden. Insbesondere Braunkohlekraftwerke spielen in diesem Szenario weiterhin eine wichtige Rolle in der Stromversorgung. Da der Import von Erdgas teuer ist, kommen Braunkohlekraftwerke am Strommarkt trotz hoher CO₂-Bepreisung vor den Gaskraftwerken zum Einsatz. Dabei wird nicht die komplette Kapazität der stillgelegten Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke in Deutschland ersetzt. Ein Teil verschiebt sich in die Nachbarländer, in denen neben einem Zubau an Gaskraftwerken insbesondere Kohlekraftwerke weiter genutzt werden, um mit Stromexporten zur Befriedigung der deutschen Spitzennachfrage beizutragen (vgl. Abb. 3). Das Potential dazu ist durch die Übertragungskapazität zwischen den Ländern beschränkt, das im hier berechneten Szenario vollständig ausgenutzt wird.

In einem weiteren Szenario G65-K2030 betrachten wir für einen hohen Gaspreis den Fall, dass der Kohleausstieg im Jahr 2030 politisch beschlossen und durchgesetzt wird. Dafür nehmen wir an, dass der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke nach 2030 ordnungsrechtlich ausgeschlossen wird und der CO₂-Preis zunächst unverändert bei 114 €/t liegt. Die Annahme eines identischen CO₂-Preises in allen Szenarien diskutieren wir in Abschnitt 3.3, wo wir die Auswirkungen eines höheren CO₂-Preises in Szenarien mit umfangreicher Kohleverstromung diskutieren. In dem Szenario G65-K2030 mit forciertem Kohleausstieg in Deutschland bis 2030 findet im Vergleich zu dem eben beschriebenen Szenario (hoher Gaspreis, Kohleausstiegspfad 2038) fast keine zusätzliche Verschiebung von Kapazität in die Nachbarländer statt. Es werden – im Wesentlichen aufgrund der Beschränkung der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern – also nicht noch weniger Kohlekraftwerke in den Nachbarländern abgebaut, so dass der Kohleausstieg bis 2030 fast vollständig durch neue Gaskraftwerke in Deutschland kompensiert werden muss. Abb. 3 illustriert die Unterschiede im Zubau zwischen dem Szenario mit und ohne vorgezogenem Kohleausstieg bei hohen Gaspreisen.

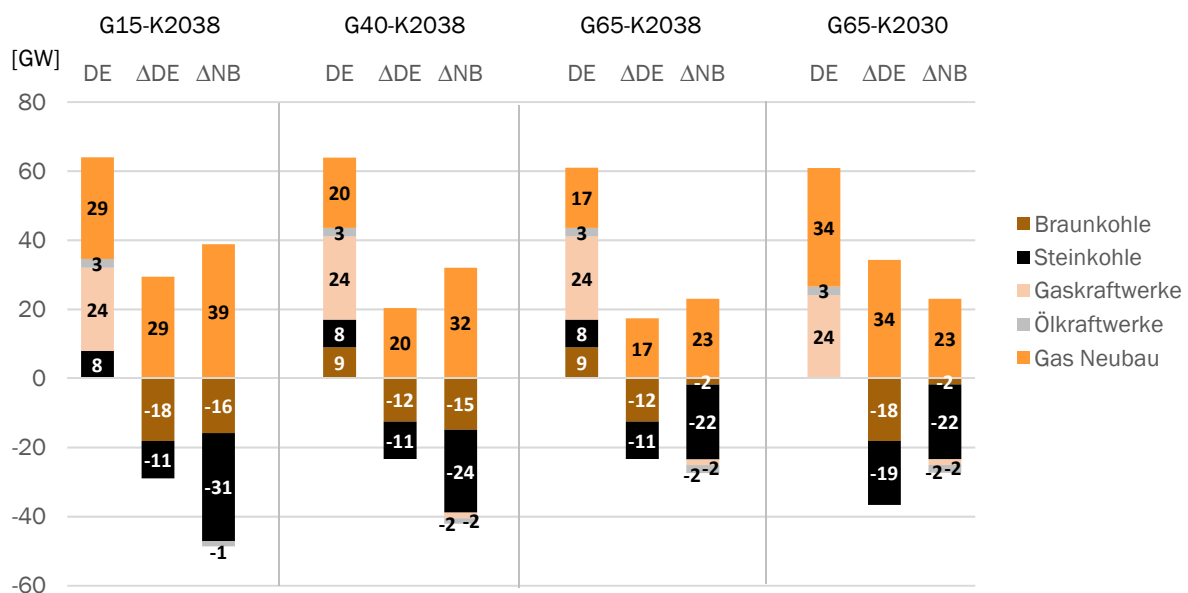


Abbildung 4: Kapazität DE mit Zu- und Rückbau im Inland (ΔDE) und Nachländern (ΔNB) ¹⁰

¹⁰ Der Kapazitätsszubau im Modell kann als eher pessimistische Sicht betrachtet werden. Für den Fall, dass eine umfassende Nachfrageflexibilisierung und eine systemdienliche Nutzung von Speichern erreicht wird, ist in allen Szenarien von einem leicht geringeren Kapazitätsbedarf auszugehen.

Mit dem Szenario G40-K2038 betrachten wir zusätzlich ein Szenario mit einem Gaspreis von 40 €/MWh und moderaten Importpreisen für Steinkohle. In diesem Szenario erfolgt ein Teil der Stromerzeugung in Deutschland mit Steinkohle anstatt mit Braunkohle. Im Unterschied zu dem Hochpreis-Szenario wird jedoch in diesem Szenario mehr Kohlekapazität im Ausland zurückgebaut und dort durch Gaskraftwerke ersetzt. Somit wird auch weniger Kohlestrom aus dem Ausland nach Deutschland importiert, um die Nachfrage zu befriedigen.

Die Zusammensetzung des Kraftwerkparks in Deutschland sowie der Zubau und Abbau von Kapazitäten in Deutschland und in den Nachbarstaaten ist in Abb. 4 dargestellt, die neben unseren drei Zukunftsszenarien mit höheren Preisen für fossile Energieimporte und einem möglichen Kohleausstieg in 2030 den Vergleich zur Situation vor Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine zieht.

3.2. Auswirkungen auf den Strommarkt

In allen vier Szenarien steht einer jährlichen Gesamtnachfrage von etwa 750 TWh, inklusive der im Modell bestimmten Nachfrage für Stromspeicher (etwa 25 TWh) und Elektrolyseure (etwa 20 TWh), eine verfügbare Stromerzeugung von 588 TWh aus Erneuerbaren Energien gegenüber, wovon mit 20 TWh ein Teil nicht genutzt werden kann und abgeregelt wird. Es bleibt daher eine nicht-erneuerbare Stromlücke (vgl. residuale Last in Abb. 1) von etwa 150 TWh, die über Speicher, Importe oder fossile Stromerzeugung gedeckt werden muss.¹¹ Bei einem jährlichen Nettozubaue an Erneuerbaren Energien mit einer Erzeugung von 50 TWh pro Jahr, wie er auch nach 2030 weiterhin angestrebt wird, könnte bei ausreichender Flexibilisierung ein 100% erneuerbares Stromsystem bis 2035 erreicht werden.

Die Preisannahmen für fossile Energieträger in den Szenarien bestimmen, zusammen mit der Entscheidung über Neubau und Weiterbetrieb von Erzeugungskapazitäten, welcher Teil der residualen Stromnachfrage durch die Verstromung von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle gedeckt wird. In Szenario G15-K2038 wird fast ausschließlich Gas eingesetzt während die verbleibenden Steinkohlekraftwerke nur etwa 200 Volllaststunden betrieben werden (Abb. 5). In beiden Szenarien mit höheren Gaspreisen sind im Jahr 2030 ein Teil der Braun- und Steinkohlekraftwerke noch in Betrieb, entsprechend dem bisherigen Kohleausstiegspfad für 2038. Im Szenario G40-K2038 ist die Verstromung von Gas um 30 TWh geringer als im Szenario G15-K2038. Im Gegenzug sind die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken mit etwa 2.000 Volllaststunden sowie die Stromimporte höher. Braunkohlekraftwerke werden in diesem Szenario nur mit geringen Volllaststunden weiterbetrieben. Im Szenario G65-K2038 werden die verbleibenden 9 GW an Braunkohlekraftwerken günstiger als Gaskraftwerke und ersetzen mit einer Erzeugung von gut 42 TWh sowohl Gasverstromung als auch Stromimporte. Der steigende Anteil der Kohleverstromung führt zu höheren direkten CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung von 8 Mt in G40-K2038 und 38 Mt in G65-K2038 (Abb. 5). Szenario G65-K2030 betrachtet die Auswirkungen eines politisch forcierten Kohleausstiegs bis 2030 trotz der Erwartung hoher Importpreise für Gas. Die Ergebnisse zeigen, dass Erzeugungsmengen und Emissionen ähnlich dem Szenario G15-K2038 mit einem marktgetriebenen Kohleausstieg sind. In allen Szenarien sind die Stromimporte zwischen 10 TWh bis 25 TWh größer als Stromexporte.

Neben dem CO₂-Preis haben die zukünftigen Brennstoffpreise einen entscheidenden Einfluss auf den Strompreis. Die Preis-Dauer-Linien in Abb. 6 zeigen, dass Erneuerbare Energien in allen Szenarien unter Einbezug des Stromhandels und des Speicherbetriebs in etwa 2.500 Stunden die

¹¹ Ein Teil der Stromerzeugung in Gaskraftwerken wird in 2030 bereits mit (importieren) klimaneutralen Wasserstoff oder Ammoniak erfolgen. Grüner Ammoniak erreicht bei einem Importpreis von etwa 100 €/MWh (Egerer et al., 2022) die variablen Stromerzeugungskosten von Erdgas – mit einem Preis von 65 €/MWh – bei einem CO₂-Preis von gut 200 €/t.

komplette Nachfrage decken. Erneuerbare Energien werden nur in etwa 1.000 Stunden bei einem Strompreis von 0 €/MWh abgeregelt, da Elektrolyseure – unter der Annahme ausschließlich grüner Wasserstoffproduktion (mit einer Zahlungsbereitschaft von 60 €/MWh) – und Stromspeicher eine gewisse Flexibilität bereitstellen. Im Szenario G15-K2038 sind Gaskraftwerke in einem Großteil der verbleibenden Stunden mit einem Preis von 65 €/MWh bis 70 €/MWh preissetzend. Steinkohlekraftwerke und Spitzenlastkraftwerke (Gas und Öl) bestimmen den Strompreis in nur wenigen hundert Stunden.

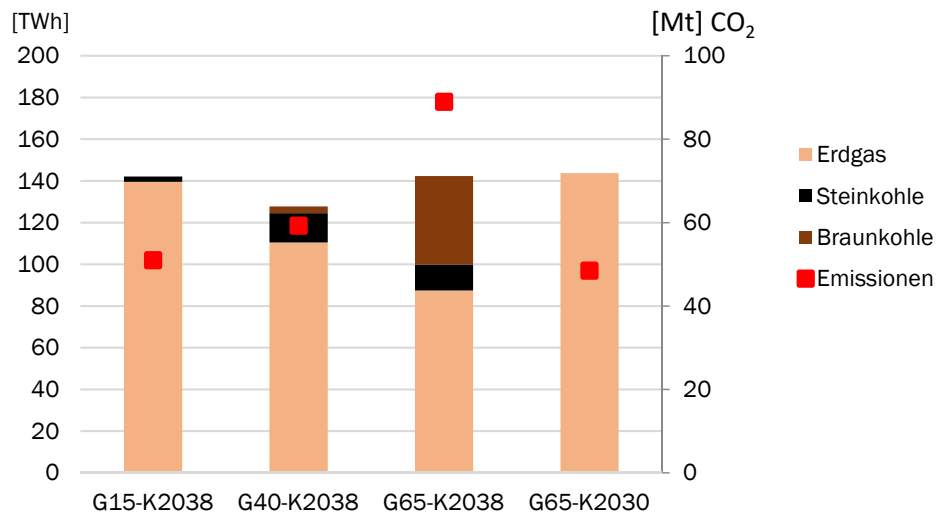


Abbildung 5: Erzeugungsmengen und Emissionen fossiler Kraftwerke in Deutschland in 2030

Höhere Preisannahmen für den Import fossiler Energieträger, insbesondere für Gas, würden deutliche Anstiege der Großhandelsstrompreise bewirken. Dies zeigt sich an den Preis-Dauerlinien für die Szenarien G45-K2038 und G65-K2038. Die Durchschnittspreise steigen von 62,8 €/MWh in G15-K2038 auf 92,8 €/MWh, bzw. 121,4 €/MWh. Ein vorzeitiger Kohleausstieg in 2030 führt bei gleichen CO₂-Preis zu einem nur sehr geringfügigen Preisanstieg von 0,6 €/MWh, da die alternative Verstromung von Gas nur unwesentlich teurer ist.

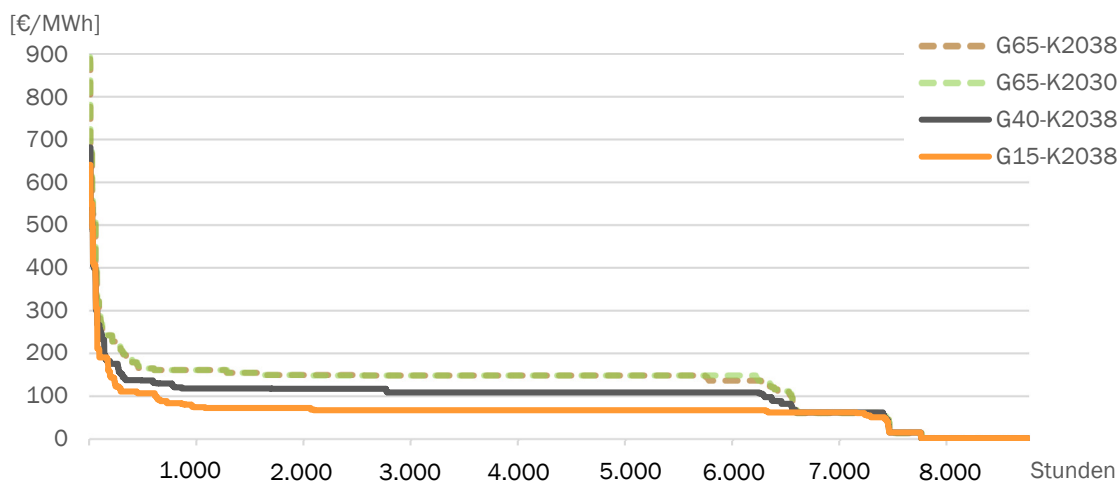


Abbildung 6: Preis-Dauer-Linie für Strompreise in Deutschland nach Szenarien

3.3. Auswirkungen höherer CO₂ Preise bei mehr Kohlestrom

Werden die Emissionsobergrenzen im europäischen Emissionshandel beibehalten, so dürfte der CO₂-Preis in den Szenarien G40-K2038 und G65-K2038 aufgrund der höheren Emissionen bei Kohleverstromung ansteigen. In den Berechnungen haben wir diesen Effekt zunächst nicht berücksichtigt. Die vorgestellten Szenarien betrachten somit implizit den Fall, dass die Emissionsobergrenzen um die zusätzlich durch die Kohleverstromung verursachten Emissionen erhöht – also de facto aufgeweicht – werden. Um auch den Fall zu beleuchten, dass dies nicht geschieht, haben wir in zusätzlichen Berechnungen die Auswirkungen höherer CO₂-Preise analysiert.

Im Szenario G65-K2038 mit einem hohen Gaspreis führt die Annahme eines CO₂-Preises von etwa 200 €/t zu ähnlichen Investitionen und Erzeugungsmengen in den betrachteten Nachbarländern wie das Szenario G15-K2038, also in Deutschland annähernd zu einem marktgetriebenen Kohleausstieg im Jahr 2030. In Folge würde sich auch der Strompreis erhöhen und bei durchschnittlich 142,4 €/MWh liegen. Dieser Preis würde sich einstellen, wenn unter den Akteuren im europäischen Emissionshandel keine anderen Betriebsstätten existieren, die niedrigere Grenzvermeidungskosten aufweisen und somit anstelle der Kohlekraftwerke die Emissionen reduzieren.

Die Betrachtung verdeutlicht, dass der Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke potentiell zu sehr hohen CO₂-Preisen im europäischen Emissionshandel führt, was mit politischen Herausforderungen einhergehen dürfte. Es erscheint unwahrscheinlich, dass man einen entsprechend hohen CO₂-Preis auf europäischer Ebene schon im Jahr 2030 hinnehmen wird. Diese möglichen Entwicklungen sollten unter Einbeziehung der Analyse des Emissionshandels und der anderen dem europäischen Emissionshandel unterliegenden Akteure genauer untersucht werden, um das Entscheidungsumfeld noch besser einschätzen zu können.

3.4. Regionales Stromsystem in Deutschland

Die nachhaltige Transformation des Stromsystems erfordert einen massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, deren regionale Verteilung – insbesondere mit viel Windkraft in Norddeutschland – eine große Herausforderung an die Übertragungsnetze stellt. Da ein engpassfreier Stromnetzausbau für ein 100% erneuerbares Stromsystem weder technisch noch ökonomisch sinnvoll ist, spielt die regionale Verteilung von konventionellen Erzeugungskapazitäten, flexibler Nachfrage, Stromspeichern und Elektrolyseuren eine wichtige Rolle für eine möglichst umfassende Nutzung der erneuerbaren Stromerzeugung.

Die regionale Verteilung der konventionellen Erzeugungskapazität und der damit verbundenen Flexibilität ist dabei in Zukunft besonders wichtig, da bei der Standortwahl als einziger begrenzender Faktor die lokale Verfügbarkeit von Gas und später Wasserstoff eine Rolle spielt. Abb. 7 zeigt, dass die neue Kapazität an Gaskraftwerken von 17 GW in G65-K2038 bereits zu einer besseren regionalen Verteilung der Erzeugungskapazität führen kann. Mit einem kompletten Kohleausstieg bis 2030 könnte die regionale Verteilung der Gaskraftwerks-Neubauten von 34 GW eine noch stärkere Erzeugungsbasis in Süddeutschland schaffen. Die damit verbundene Kostenersparnis im Gesamtsystem, z.B. durch effizienteres Engpassmanagement, ist bei der Entscheidungsfindung mit Blick auf den Kohleausstieg zu berücksichtigen.

Um eine regionale Verteilung von neu zuzubauenden Kraftwerken zu erreichen, die sich stärker an der regionalen Verteilung der Stromnachfrage orientiert, ist es wichtig, regionale Anreize über Preissignale oder Netzentgelte zu schaffen. Ansonsten könnte der Zugang zu günstigem (Import)-Wasserstoff, etwa in Küstennähe, einen Zubau im Norden Deutschlands nahelegen, wodurch sich

bestehende Engpässe verschärfen dürften. Allerdings ist die regional ausgewogene Ansiedlung nicht ausreichend, um auch den optimalen Betrieb der Kraftwerke sicherzustellen, wie Grimm et al. (2019, 2020) zeigen. Mechanismen zur Mobilisierung von regionaler Flexibilität müssten somit darüber hinaus entwickelt werden.

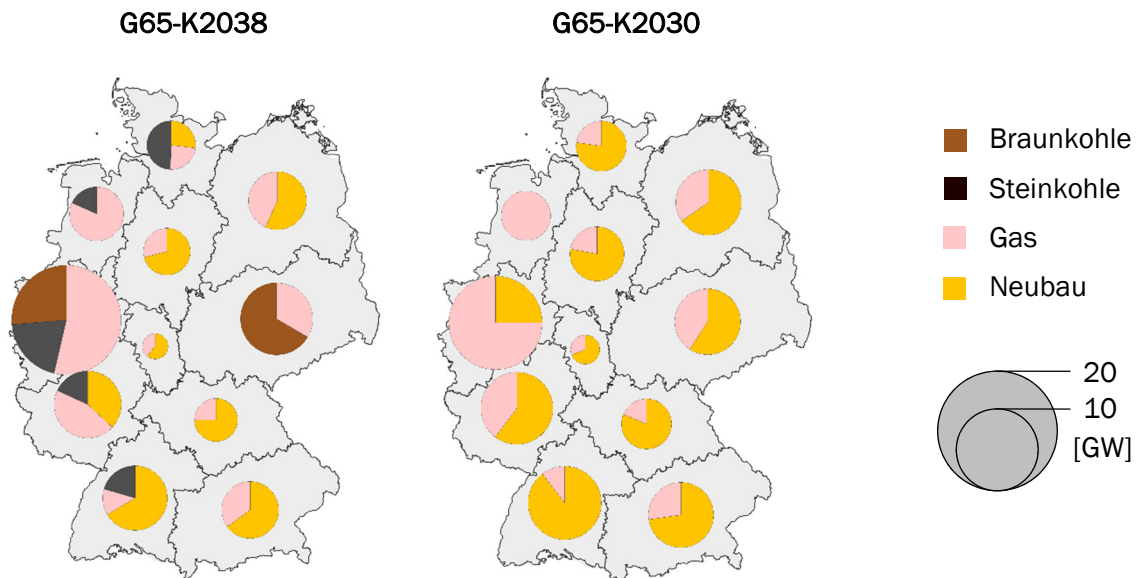


Abbildung 7: Mögliche regionale Verteilung der Erzeugungskapazität in Deutschland

4. Diskussion

In dieser Kurzstudie wurde der Kohleausstieg im Lichte der neuen Rahmenbedingungen an den globalen Energiemärkten analysiert. Bis zu dem russischen Angriff auf die Ukraine wurde für die Zukunft von niedrigen Gaspreisen in Europa ausgegangen. Dementsprechend sahen die Planungen für die Transformation im Stromsektor neue Gaskraftwerke zur Deckung der Nachfrage in Stunden mit einer geringen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien vor. Gaskraftwerke sind flexibler als Kohlekraftwerke, haben geringere direkte CO₂-Emissionen und können je nach Technologie mit begrenztem finanziellem Aufwand auf Wasserstoff umgerüstet werden. Daher sind sie für die Brückenfunktion in eine Stromversorgung mit 100% Erneuerbaren Energien prinzipiell gut geeignet. Außerdem könnte der Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland regional ausgewogen erfolgen, wodurch strukturelle Netzengpässe reduziert würden.

Aktuelle Prognosen gehen infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine jedoch zukünftig von höheren Importpreisen für fossile Energieträger aus, insbesondere für fossiles Flüssiggas, das als Ersatz der russischen Gasimporte beschafft werden soll. Dadurch verliert die Transformation mit Erdgas als Brücke die bisher, mit einem steigenden CO₂-Preis, angenommenen wirtschaftlichen Vorteile gegenüber der Kohleverstromung. Wesentliche technische Vorteile als Übergangstechnologie hin zur Verstromung von klimaneutralem Wasserstoff sowie die Möglichkeiten mit Blick auf die bessere regionale Verteilung der Kraftwerkskapazitäten, die insbesondere bei einem schnellen Ausbau der Erneuerbaren Energien und mit begrenztem Netzausbau zum Tragen kommen, bleiben jedoch bestehen.

Die Berechnungen in dieser Kurzstudie bieten eine Grundlage zur Einordnung und Bewertung der aktuellen Situation mit Blick auf den Kohleausstieg. Es zeigt sich, dass bei höheren Gaspreisen–

anders als bei den niedrigen historischen Gaspreisen von etwa 15 €/MWh – der Kohleausstieg im Jahr 2030 nicht bereits größtenteils durch die CO₂-Bepreisung herbeigeführt würde. Im Gegenteil: sogar der bereits beschlossene Ausstiegspfad bis zum Jahr 2038 müsste weiterhin aktiv durch Stilllegung von Kraftwerken umgesetzt werden, die am Markt auch bei hohen CO₂-Preisen von über 100 €/t noch produzieren würden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen zukünftigen Gaspreisen insbesondere Braunkohlekraftwerke trotz der CO₂-Bepreisung in der Merit Order vor den Gaskraftwerken zum Zuge kommen und Investitionen in neue Gaskraftwerke ausbleiben könnten, da die Kostenvorteile gegenüber der Kohleverstromung zu gering wären. Entsprechend würden in Erwartung hoher Gaspreise ein Teil der Kohlekraftwerke weiterbetrieben und in Folge auch (marktgetrieben) nicht in dem für einen Kohleausstieg notwendigen Umfang neue Gaskraftwerke zugebaut werden. Je höher der erwartete Gaspreis, desto stärker ist dieser Effekt und desto höher wäre der zu erwartende Anteil an Kohlestrom mit entsprechend höheren CO₂-Emissionen im Jahr 2030. Ein Blick auf die Ergebnisse für das europäische Ausland in diesen Szenarien zeigt, dass auch dort weniger Kohlekraftwerke zurückgebaut würden, teilweise um die Stromnachfrage in Deutschland zu decken. Insgesamt führen die hohen Gaspreise somit in Deutschland wie auch im Ausland zu einer längeren Nutzung der Kohlekraftwerke, wobei mangels Alternativen in der Stromerzeugung unter anderem die deutsche Nachfrage von diesen Kapazitäten bedient würde.

Würde man entscheiden, die Kohlekraftwerke in Deutschland – wie im Koalitionsvertrag als Ziel formuliert – bis 2030 stillzulegen, so dürfte dies trotz einer Erwartung höherer Importpreise für Erdgas zu einem umfangreichen Zubau von Gaskraftwerken führen. Eine Voraussetzung dafür, dass dies marktgetrieben geschieht, wäre jedoch eine frühzeitige und verlässliche politische Entscheidung. Eine Substitution der entfallenden deutschen Kapazität an Kohlekraftwerken durch einen noch geringeren Rückbau ausländischer Kohlekapazitäten wäre aufgrund der beschränkten internationalen Übertragungskapazitäten der Stromnetze nicht zu erwarten. Daher ergeben die Berechnungen (marktgetrieben) einen umfangreichen Zubau von Gaskraftwerken, in etwa so wie es vor dem Angriff auf die Ukraine zu erwarten gewesen wäre. Es ist dennoch im Lichte der aktuellen Rahmenbedingungen neu zu bewerten, ob der Kohleausstieg im Jahr 2030 durchgesetzt werden sollte.

Mit steigenden Gaspreisen könnten neben Braunkohlekraftwerken, je nach Verhältnis von Steinkohle- und Gaspreis auf dem Weltmarkt, auch Steinkohlekraftwerke an Attraktivität gegenüber Gaskraftwerken gewinnen. In dem Fall könnte es mittelfristig sogar zu einem Rückbau von Gaskraftwerken – wie in den Jahren bis 2020 – kommen. Werden die Emissionsobergrenzen im europäischen Emissionshandel beibehalten, so würde je nach Umfang der zukünftigen Kohleverstromung der CO₂-Preis aufgrund der höheren Emissionen ansteigen. In den Berechnungen haben wir diesen Effekt zunächst nicht berücksichtigt, sondern denselben CO₂-Preis in allen Szenarien unterstellt. Dies wäre zu erwarten, wenn der europäische Emissionshandel aufgrund der Herausforderungen der Energiepreiskrise aufgeweicht, also die Emissionsobergrenze um die zusätzlich durch die Kohleverstromung verursachten Emissionen erhöht würde. Geschieht dies nicht, dürfte der CO₂-Preis deutlich ansteigen. In dem Szenario mit hohen Gaspreisen würden Kohlekraftwerke erst bei einem CO₂-Preis von etwa 200 €/t aus dem Markt gedrängt. Es erscheint unwahrscheinlich, dass man einen entsprechend hohen CO₂-Preis auf europäischer Ebene schon im Jahr 2030 hinnehmen wird. Diese möglichen Entwicklungen sollten unter Einbeziehung der Analyse des Emissionshandels und der anderen dem europäischen Emissionshandel unterliegenden Akteure genauer untersucht werden, um das Entscheidungsumfeld besser einschätzen zu können.

Mit Blick auf das Jahr 2035 zeigen verschiedene Studien auf, dass eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors bei dem aktuell angestrebten Zubau an Erneuerbaren Energien realistisch ist (Agora Energiewende, Prognos, Consentec, 2022, DIW, 2022). Dies impliziert, dass spätestens 2035 die Gaskraftwerks-Kapazitäten zugebaut sein und größtenteils

mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden müssen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen stellt dieses Ziel eine große Herausforderung dar. Neben den Entscheidungen und Investitionen im Stromsektor muss sichergestellt werden, dass die Versorgung der Kraftwerke mit klimaneutralem Wasserstoff spätestens im Jahr 2035 gewährleistet ist. Entsprechend ist Sorge zu tragen, dass ein Wasserstoffnetz und Wasserstoffspeicher etabliert und betrieben werden, sodass alle Gaskraftwerke – auch die, die notwendigerweise im Süden Deutschlands zugebaut werden – versorgt werden können. Je weniger Kraftwerkskapazitäten im Süden zugebaut werden, desto umfangreicher muss im Gegenzug das Stromnetz ausgebaut werden. Dieser Trade-Off ist zu lösen und sollte nicht zuletzt in einer gemeinsamen Netzausbauplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze frühzeitig adressiert werden. Um schon während der Transformation die Abhängigkeit von Erdgas in der Stromversorgung zu begrenzen sollte zudem das Augenmerk parallel auf die Substitution durch zusätzliche Flexibilität von Angebot und Nachfrage gelegt und hierfür entsprechende Anreize geschaffen werden. Fest steht: Ob der Zubau von Gaskraftwerken marktgetrieben erfolgen kann und bereits vorhandene und potentielle Flexibilität im Stromsystem effizient genutzt werden hängt davon ab, ob zeitnah klare politische Entscheidungen getroffen werden und ein zukunftsfähiges Strommarktdesign geschaffen wird.

Quellenverzeichnis

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022). Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>

Ambrosius, M., V. Grimm, B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2017). *Modellierung von liberalisierten Strommärkten – Herausforderungen und Lösungen, Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 18(1), 2-31. <https://doi.org/10.1515/pwp-2017-0001>

Koalitionsvertrag (2021). Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP). <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>

Deutscher Bundestag (2022). Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Mai 2022. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

DIW (2022). Hauenstein C., K. Hainsch, P. Herpich, C.v. Hirschhausen, F. Holz, C. Kemfert, M. Kendziorowski, P.-Y. Oei und C. Rieve. Stromversorgung auch ohne russische Energielieferungen und trotz Atomausstiegs sicher – Kohleausstieg 2030 bleibt machbar. DIW Aktuell Nr. 84, 20.04.2022. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.839634.de/diw_aktuell_84.pdf

Egerer, J., V. Grimm, K. Niazmand, P. Runge (2022). The economics of global green ammonia trade – “Shipping Australian wind and sunshine to Germany”. Verfügbar bei SSRN: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4153386

Egerer, J., V. Grimm, T. Kleinert, M. Schmidt und G. Zöttl (2021). The Impact of Neighboring Markets on Renewable Locations, Transmission Expansion, and Generation Investment, *European Journal of Operational Research*, 292 (2), 696-713. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.10.055>

ENTSO-E and ENTSO-G (2022). TYNDP 2022. <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>. [Aufgerufen am 04.07.22].

ENTSO-E Transparency Platform (2022). Installed Capacity per Production Type, Year 2021. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>. [Aufgerufen am 04.07.22].

Flach, L., F. Teti, I. Gourevich, L. Scheckenhofer und L. Grandum (2022). Wie abhängig ist Deutschland von Rohstoffimporten? Eine Analyse für die Produktion von Schlüsseltechnologien. Ifo Institut, München.

Grimm, V., A. Martin, M. Schmidt, M. Weibelzahl, und G. Zöttl (2016). Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, 254(2), 493-509. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2016.03.044>

Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch, und G. Zöttl (2019). Regionally differentiated network fees to provide proper incentives for generation investment. *Energy* 177, 487-502. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.035>

Grimm V., B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2020). The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets. *Energy Economics* 93, 104934. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104934>

SVR (2022). Konjunkturprognose 2022 und 2023. Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, März 2022.

ÜNB (2022). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2022.

Acknowledgments / Danksagung:

Das in dieser Kurzstudie verwendete Strommarktmodell baut auf Vorarbeiten im Projekt Energiemarktdesign am Energie Campus Nürnberg (EnCN) auf. Wir nutzen darüber hinaus Vorarbeiten aus dem Projekt „EOM-Plus“ (Förderung im 7. Energieforschungsprogramm des BMWK), das mit Smart Markets temporäre und regionale Märkte für Flexibilität als Ergänzung zum Redispatch 2.0 untersucht. Die Autoren danken außerdem der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) für ihre Unterstützung im Rahmen des Projekts B08 im Sonderforschungsbereich/Transregio 154 "Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung am Beispiel von Gasnetzen".

Beteiligte Wissenschaftler*innen:

Dr. Jonas Egerer – Akademischer Rat am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie

Prof. Dr. Veronika Grimm – Professorin für Wirtschaftstheorie, FAU Erlangen-Nürnberg und Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung

Lukas Lang – Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie

Ulrike Pfefferer - Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie

Kontakt

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie
Lange Gasse 20
90403 Nürnberg

Kontakt:

Prof. Dr. Veronika Grimm

E-Mail: veronika.grimm@fau.de

Internet: www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de