



Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt

Kurz- und mittelfristige Preiseffekte

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

Kurzstudie

07. Oktober 2022

1. Einleitung

Die Energiekrise zwingt Deutschland und die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union aktuelle energiepolitische Entscheidungen neu zu bewerten und gegebenenfalls anzupassen. Zunächst rückt die Notwendigkeit, die Erneuerbaren Energien schnell und ambitioniert auszubauen noch stärker in den Fokus. Darüber hinaus gibt es einerseits Überlegungen, Kohlekraftwerke aus der Reserve oder der Betriebsbereitschaft zu reaktivieren. Andererseits werden Entscheidungen hinterfragt, Kohle- und Kernkraftwerke in den kommenden Jahren stillzulegen. Diese Kurzstudie analysiert die Auswirkungen dieser Handlungsoptionen in verschiedenen Szenarien für die Jahre 2024 und 2027, um die kurzfristigen Herausforderungen sowie die mittelfristigen Perspektiven zu beleuchten. Für beide Jahre wird die Situation einer Entspannung der Energiekrise mit einer weiterhin angespannten Lage am europäischen Energiemarkt verglichen.

Kurzfristig ist die Situation am deutschen Strommarkt durch die Energiepolitik der vergangenen Jahre geprägt. Selbst bei einem Hochlauf des jährlichen Zubaus an Windkraft und Photovoltaik entlang der ambitionierten Ausbaupfade, die mit dem Osterpaket der Bundesregierung angekündigt wurden, wird es im Jahr 2024 noch nicht möglich sein, mehr als 55–60% der Stromnachfrage aus den Erneuerbaren Energien zu bedienen. Gleichzeitig dürften die Gaspreise zumindest bis ins Frühjahr des Jahres 2024 auf hohem Niveau bleiben. In dieser Situation könnte eine zeitlich befristete Verlängerung des Regelbetriebs von Kohle- und Kernkraftwerken zur Entspannung der Situation am Strommarkt beitragen.

Bis zum Jahr 2027 kann bei Erreichen der ambitionierten Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien bis zu 75% der Stromnachfrage abgedeckt werden. Die Gaspreise dürften sich auf moderaten, wenngleich nicht auf dem historisch niedrigen Niveau eingependelt haben. Bei einem ambitionierten Kohleausstieg ist es denkbar, dass bis 2027 bereits Gaskraftwerke zugebaut werden konnten, die einen Teil der verbleibenden konventionellen Kraftwerke ersetzen. In dieser Situation dürfte, abhängig von den allgemeinen Rahmenbedingungen, der Nutzen eines Weiterbetriebs von Kohle- und Kernkraftwerken deutlich geringer sein.

Da weiterhin große Unsicherheit besteht, mit welcher Entwicklung kurz- und mittelfristig gerechnet werden kann, analysiert die vorliegende Studie die Aktivierung von kurzfristig verfügbaren Kraftwerkskapazitäten in verschiedenen Szenarien, die optimistisch beziehungsweise pessimistisch hinsichtlich verschiedener externer Faktoren sind. Dies betrifft den Preis für Erdgas, die aktuell auf europäischer Ebene anvisierte Reduzierung der Stromnachfrage sowie Annahmen zur Verfügbarkeit von erneuerbaren Anlagen in Hinblick auf jährlich wetterbedingt schwankende Erzeugungspotentiale. Diese Effekte betreffen das Gesamtsystem und somit auch Entwicklungen in den Nachbarländern. Darüber hinaus fließen unterschiedlich optimistische Annahmen bezüglich der Ausbaupfade für Erneuerbare Energien in den Nachbarländern und der zukünftigen Verfügbarkeit des alternden französischen Kernkraftwerksparks ein.

Im Detail werden, ausgehend von einem Benchmark, in dem der Ausbau der Erneuerbaren in den kommenden Jahren nur langsam beschleunigt wird und konventionelle Kraftwerke wie geplant stillgelegt werden, die folgenden Handlungsoptionen analysiert:

(1) **Erneuerbare ambitionierter ausbauen:** Für den Zubau bei der erneuerbaren Stromerzeugung wurden durch verschiedene Maßnahmen bereits die Anreize erhöht und Hürden reduziert, um eine Steigerung des jährlichen Zubaus zu realisieren. Für den ambitionierten Zubau an Erneuerbaren wird angenommen, dass zusätzliche politische Unterstützung, insbesondere auf regionaler Ebene dazu führt, dass sich die Ziele des Osterpakets durch eine zeitnahe starke Steigerung des Zubaus bis 2030 erreichen lassen.

(2) **Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke:** Eine zeitlich befristete Verschiebung des Atomausstiegs würde bedeuten, die Kernkraftwerke Isar 2 (1.410 MW_{el}), Neckarwestheim 2 (1.310 MW_{el}) und Emsland (1.335 MW_{el}) mit neuen Kernbrennstäben für mehrere Jahre weiter zu betreiben. Aktuell gibt es in Deutschland keine Grundlage für einen Regelbetrieb der drei verbleibenden Kernkraftwerke nach dem 31.12.2022. In dieser Kurzstudie wird angenommen, dass eine Verlängerung der Laufzeiten, mit einer umfassenden Sicherheitsüberprüfung inklusive der erforderlichen Ertüchtigungen und der Beschaffung neuer Brennstäbe, bis Anfang 2024 realisierbar ist. Eine Entscheidung über die Verschiebung des Atomausstiegs, also die temporär weitere Nutzung von Kernkraftwerken, muss zwischen Nutzen, Kosten, und Risiken abwägen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung können in dieser Kurzstudie die Effekte auf Strompreise, Erzeugungsmengen und Emissionen, nicht aber die Kosten und Risiken bewertet werden.

(3) **Reaktivierung von Kohlekraftwerken:** Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) setzt die Rahmenbedingungen für den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 in Deutschland. Dafür werden von der Bundesnetzagentur, neben den vorgeschriebenen Stilllegungszeitpunkten von großen Braunkohleanlagen, sieben Ausschreibungsrunden für die Stilllegung von Steinkohle- und Braunkohle-Kleinanlagen durchgeführt. Durch die aktuell angespannte Situation im Energiesystem wurde mittels des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes der notwendige Rahmen dafür geschaffen, Kraftwerke aus der dritten und vierten Ausschreibungsrunde in die Netzreserve zu überführen. Demnach stehen im Falle des Ausrufens der Frühwarnstufe, Alarmstufe oder Notfallstufe des Notfallplans Gas etwa 2,7 GW an Kohlekapazitäten zusätzlich für eine befristete Teilnahme am Strommarkt bis zum 31.03.2024 zur Verfügung (Bundesnetzagentur, 2022; KVBG, 2020). In dieser Kurzstudie wird als eine mögliche Maßnahme eine Reaktivierung dieser Kohlekraftwerke für eine Marktteilnahme über dieses Enddatum hinaus angenommen.

In den Ergebnissen zeigt sich, dass die externen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene in Summe einen deutlich größeren Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise haben als die untersuchten nationalen Maßnahmen in Deutschland. Trotzdem könnte durch mehr Erzeugungskapazität in Deutschland ein Preiseffekt erzielt werden. Für eine Einschätzung des zusätzlichen Nutzens einer Verlängerung von Kohle- und Kernkraftwerken müssen dabei zwangsläufig mehr Dimensionen betrachtet werden als z.B. die Entwicklung des Gaspreises. Dabei können einige Rahmenbedingungen in Kooperation mit den Nachbarländern direkt beeinflusst werden (Entwicklung der Stromnachfrage, Ausbaupfad Erneuerbare), wohingegen andere Faktoren abhängig von Unwägbarkeiten sind (französische Kernkraft, Entwicklung des Gaspreises, zukünftige Wetterjahre).

Für das Jahr 2024 gibt es im pessimistischen Szenario einen Fall, für den eine temporäre Verlängerung der Kohle- und Kernkraftwerke für einen sehr begrenzten Zeitraum sinnvoll erscheint, um neben den Preiseffekten eine Reduzierung der Stromerzeugung aus Erdgas zu erreichen. Insgesamt bleibt zu sagen, dass eine stärkere Forcierung von Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Nachfragereduzierung und zum Ausbau von Erneuerbaren in Koordination mit den Nachbarländern stärker forciert werden sollten. Darin besteht das größte Potential sich vom pessimistischen Szenario zu entfernen und das Risiko von regional schlechten Wetterjahren für Erneuerbare durch eine noch stärkere Integration des Stromsystems zu reduzieren.

Im Jahr 2027 befindet sich das europäische Stromsystem bei optimistischen Annahmen über EE-Zubau, Gaspreise und Verfügbarkeiten mitten in der Transformation in ein kohlenstoffarmes Stromsystem. Im Falle des pessimistischen Szenarios folgt es hingegen einem langsameren Transformationspfad, wahrscheinlich mit einem Übergang von Kohle direkt auf Erneuerbare in den Folgejahren. In beiden Fällen gibt es wenig Grund die Laufzeit von bestehenden konventionellen Kohle- und Kernkraftwerken zu verlängern. Im Gegenteil könnten zusätzliche und vergleichsweise inflexible Kraftwerkskapazitäten zu höheren Kosten führen, da diese die Integration der Erneuerbaren behindern und Anreize für Flexibilität und Sektorkopplung reduzieren.

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, Handlungsergebnisse und Investitionsentscheidungen berechnet. Für die Berechnungen wird ein Modell in Anlehnung an Grimm et al. (2016, 2020), Egerer et al. (2021), sowie Egerer et al. (2022) mit Daten für Deutschland und seine Nachbarländer kalibriert. Die Studie betrachtet aktuell diskutierte Maßnahmen, die zu einer Erhöhung des Stromangebots in Deutschland beitragen können. Dabei werden, für mehrere Szenarien bezüglich der exogenen Rahmenbedingungen in die Jahre 2024 und 2027, drei Maßnahmen untersucht. Die Handlungsdimensionen für Deutschland sind in Tabelle 1 dargestellt und umfassen die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, einen zeitlich begrenzten Wiedereinstieg in die Stromerzeugung aus drei Kernkraftwerken und einen befristeten regulären Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken aus der Netzreserve.

Tabelle 1: Mögliche Maßnahme zur Erhöhung der Erzeugungskapazität in Deutschland

		Zusätzliche Kapazität		
Erneuerbare Energien	2022 - 2024	Ausbau verzögert	38,2 GW	+7,0
		Ausbau ambitioniert	45,2 GW	
	2022 - 2027	Ausbau verzögert	95,2 GW	+43,5
		Ausbau ambitioniert	138,7 GW	
Kernkraftwerke	Weiterbetrieb von drei Kraftwerken		4,1 GW	
Kohlekraftwerke	Kraftwerke aus 3./4. Ausschreibung		2,7 GW	

Bei konventionellen Kraftwerken beinhalten die möglichen Maßnahmen für Kohlekraftwerke zusätzliche 2,7 GW, sowie mit den drei Kernkraftwerken zusätzliche 4,1 GW. Ein ambitionierter Zubau von erneuerbaren Anlagen kann darüber hinaus bereits im Zeitraum 2022 bis 2024 mit zusätzlichen 45,2 GW um 7,0 GW mehr beitragen als bei einem verzögerten Ausbau. Dieser Wert steigt bis 2027 auf 138,7 GW mit 43,5 GW mehr als bei einem verzögerten Ausbau.¹ Bei einem angenommenen CO₂-Preis von 80 EUR/t im Jahr 2024, sowie 100 EUR/t im Jahr 2027 sind sowohl Kernkraftwerke als auch Kohlekraftwerke günstiger als Gaskraftwerke. Während für Kernkraftwerke generell eine hohe Auslastung zu erwarten ist, hängt dies bei Kohlekraftwerken davon ab, in welchem Umfang Stromerzeugung aus Gaskraftwerken im jeweiligen Szenario benötigt wird, und durch Kohle ersetzt werden kann.

Abbildung 1 zeigt für die beiden betrachteten Jahre 2024 und 2027, welcher Teil der jährlichen Stromnachfrage durch Erneuerbare und den Weiterbetrieb der Kohle- und Kernkraftwerke gedeckt werden könnte. Um den unterjährigen Einfluss des hohen jährlichen Zubaus an Erneuerbaren in der Untersuchung zu berücksichtigen, wird für die Energiemengen von Investitionen, die im betrachteten Jahr erfolgen, vereinfachend ganzjährig nur die halbe Verfügbarkeit angenommen. Es zeigt sich, dass durch den Weiterbetrieb von Kohle- und Kernkraftwerken knapp 10% der Nachfrage bedient werden könnte. Dies entspricht in etwa der Menge, um die eine Reduktion der Stromnachfrage angestrebt ist, entsprechend der Zielmarke der Europäischen Union. Mittelfristig leistet jedoch der Ausbau der Erneuerbaren den größten zusätzlichen Beitrag zur Versorgung, wobei ein ambitionierter Ausbaupfad mit einem schnellen Hochlauf der jährlichen Zubauten sich insbesondere 2027 bemerkbar macht.

¹ Die ambitionierten Ziele bzgl. erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden für Deutschland am Osterpaket der Bundesregierung ausgerichtet (vgl. Deutscher Bundestag, 2022).

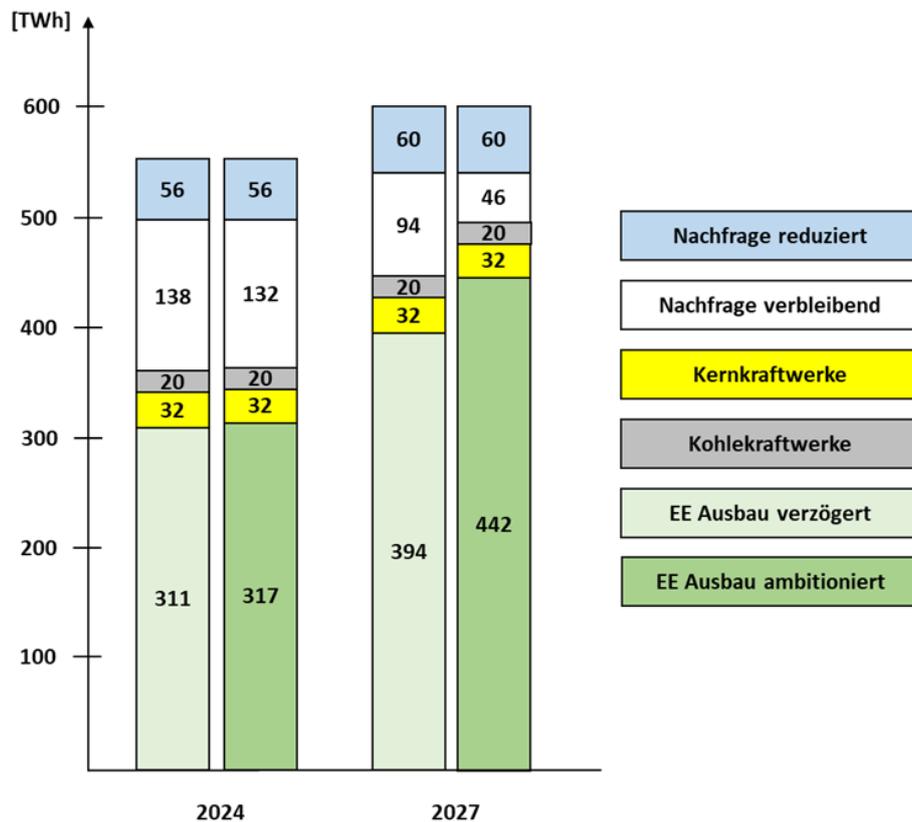


Abbildung 1: Jährliche Stromnachfrage (ohne Speicherverluste und Elektrolyseure) und verfügbare jährliche Erzeugungsmengen abhängig von Annahmen in Deutschland

Neben diesen Handlungsoptionen, die Deutschland direkt beeinflussen kann, bestehen des Weiteren mögliche Entwicklungen für externe Rahmenbedingungen, welchen das deutsche Stromsystem ausgesetzt sein wird. Ein Überblick über die möglichen Ausprägungen dieser Rahmenbedingungen, die im Modell berücksichtigt werden, ist in Tabelle 2 zu sehen.

Tabelle 2: Ausprägung exogener Rahmenbedingungen für zwei Szenarien

	Optimistisch	Pessimistisch
Ziel Stromnachfrage senken	-10% Nachfrage	bisherige Prognose
Großhandelspreis für Erdgas	120 EUR/MWh	180 EUR/MWh
Französische Kernkraftwerke	370 TWh	330 TWh
Ausbaupfad EE Nachbarländer	ambitioniert	verzögert
Verfügbarkeit Erneuerbare	Wetterjahr 2020	Wetterjahr 2020 minus 10%

Externe Faktoren, welche das deutsche Stromsystem beeinflussen werden, sind zum einen der Großhandelspreis für Erdgas, die erreichte Effizienzsteigerung und die daraus resultierende Nachfragereduktion sowie die Verfügbarkeit von erneuerbaren Anlagen in Abhängigkeit von Wetterbedingungen. Diese Effekte (und weitere) sind auch für die Nachbarländer zu berücksichtigen. Zum Beispiel kann der Ausbau an Erneuerbaren Energien auch in den Nachbarländern schneller oder langsamer erfolgen. Die Annahmen zu den Zielwerten bzgl. Erzeugungskapazitäten in den Nachbarländern bis 2030 orientieren sich dabei am Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022. Eine weitere Unsicherheit ist die zukünftige Verfügbarkeit

des alternden französischen Kernkraftwerksparks, die im Jahr 2022 durch Hitzewellen, technische Probleme und Revisionen einen historischen Tiefstwert erreicht hat.

Die Angebotsfunktion (Merit-Order) der verfügbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland kann, wie in Abbildung 2 dargestellt, durch einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke und der Kohlekraftwerke aus der Netzreserve nach rechts verschoben werden. Ein Gaspreis von 120 EUR/MWh bewirkt, dass trotz eines hohen CO₂-Preises die Verstromung von Kohle und auch von Erdöl günstigere Grenzkosten aufweist als Gaskraftwerke. Für einen noch höheren Großhandelspreis für Erdgas im pessimistischen Szenario findet keine Verschiebung innerhalb der Merit-Order mehr statt; es erhöht sich lediglich der Preisunterschied zwischen den Grenzkosten von Gaskraftwerken und den anderen Technologien.

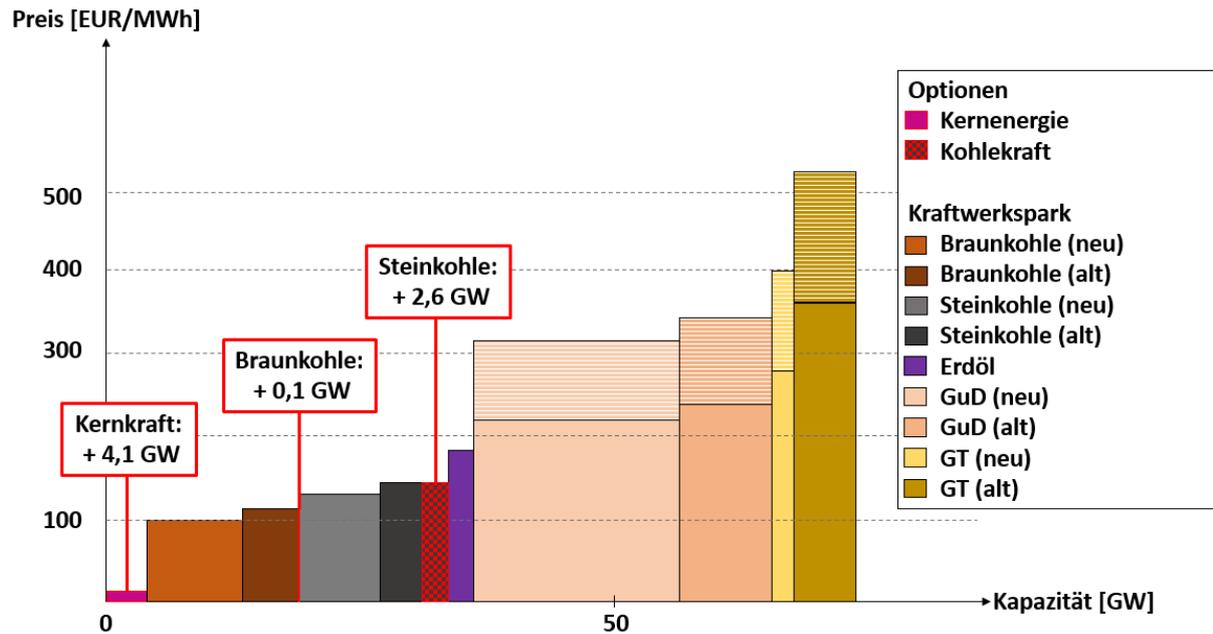


Abbildung 2: Konventionelle Merit-Order für Deutschland im Jahr 2024 für einen Gaspreis von 120 EUR/MWh und 180 EUR/MWh (schraffiert) sowie Auswirkungen von zusätzlich drei Kernkraftwerken und einer Reservekapazität aus Kohlekraftwerken

Das preissetzende Kraftwerk wird durch die Residualnachfrage, d.h. die verbleibende Nachfrage nach Abzug der erneuerbaren Erzeugung, zum jeweiligen Zeitpunkt im Jahr bestimmt. Eine hohe Residuallast stellt sich somit in Stunden mit hoher Stromnachfrage und wenig erneuerbarer Erzeugung ein. Zu diesen Stunden müssen gegebenenfalls teure Gaskapazitäten genutzt werden, um die Stromnachfrage zu decken. Eine zunehmende Anzahl an Stunden mit sehr niedriger oder sogar negativer residualer Nachfrage verdeutlichen die wachsende Bedeutung von räumlichen und zeitlichen Flexibilitäten, wie interzonalem Stromhandel, Stromspeicher, Nachfragemanagement oder Sektorenkopplung.

Im Marktmodell wird unter diesen Rahmenbedingungen der stündliche Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Elektrolyseuren am Strommarkt ermittelt. Für die Betrachtung im Jahr 2027 wird außerdem endogen über den Weiterbetrieb und den Neubau von konventionellen Kraftwerken entschieden. Im Folgenden werden ausgewählte Kombinationen an Rahmenbedingungen für die Jahre 2024 und 2027 analysiert, insbesondere hinsichtlich der Änderungen bei Strompreisen, Erzeugungsmengen und Handelsmengen mit den Nachbarländern.

3. Auswirkungen der Entscheidungsoptionen mit Jahr 2024

3.1. Preiseffekte verschiedener Maßnahmen für Deutschland

Bei der Betrachtung der angebotsseitigen Maßnahmen in Deutschland ist zunächst auf die große Spannbreite der äußeren Rahmenbedingungen hinzuweisen. Die durchschnittlichen nachfragegewichteten Strompreise in Deutschland in Tabelle 1 bewegen sich zwischen 120,3 EUR/MWh im optimistischen Szenario, im Vergleich zu einem mehr als doppelt so hohen Preis von 243,7 EUR/MWh im pessimistischen Szenario. Dies zeigt, dass die Kombination mehrerer Dimensionen auf europäischer Ebene einen sehr großen Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der deutschen Strompreise haben kann. Trotzdem könnte durch eine kurzfristige Bereitstellung von mehr Erzeugungskapazität in Deutschland ein zusätzlicher Preiseffekt erzielt werden.

Im optimistischen Szenario sind Preiseffekte dadurch zu erklären, dass in Folge einer Verschiebung des Kernkraftausstiegs die Nachfrage in einer größeren Anzahl an Stunden bereits im Jahr 2024 ohne fossile Kraftwerke gedeckt werden kann und sich in Folge sehr niedrige stündliche Preise einstellen. Dies wird insbesondere daraus ersichtlich, dass dieser Effekt deutlich geringer ausfällt, falls sich eine höhere Nachfrage einstellt, bzw. von einem Jahr mit geringerer Verfügbarkeit der Erneuerbaren ausgegangen wird. Zusätzliche Kohlekraftwerke wirken kaum preissenkend, da Gaskraftwerke in nur wenigen Stunden laufen und ersetzt werden können. Im pessimistischen Szenario liegt eine angespannte Versorgungssituation mit hohen Strompreisen vor. Daher sind Preiseffekte stärker durch die Substitution von Gaskraftwerken begründet und zusätzliche Kohlekraftwerke können unter diesen Bedingungen einen Preiseffekt erzielen. Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren hat noch keinen großen Preiseffekt, da sich stark steigende jährliche Investitionen im Vergleich zum verzögerten Zubau erst über mehrere Jahre akkumulieren müssen.

Tabelle 3: Durchschnittliche nachfragegewichtete Preise (EUR/MWh) für einzelne bzw. kombinierte Maßnahmen in Deutschland im Falle des optimistischen und pessimistischen Szenarios in 2024

Maßnahmen Deutschland	EE ambitioniert Kernkraftwerke Kohlekraftwerke	▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲ ▲							
		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
Optimistisch	120,3	117,3	105,7	118,6	103,4	115,9	104,6	102,4	
		-2,5%	-12,1%	-1,4%	-14,1%	-3,7%	-13,0%	-14,8%	
+ Nachfrage normal	154,1	152,5	146,6	152,2	143,2	150,6	144,7	143,2	
		-1,1%	-4,9%	-1,2%	-7,1%	-2,3%	-6,1%	-7,1%	
+ EE verzögert	130,8	128,6	118,6	128,3	115,6	126,2	116,9	114,0	
		-1,7%	-9,4%	-1,9%	-11,7%	-3,5%	-10,7%	-12,8%	
+ schlechtes EE-Jahr	140,6	139,5	133,0	139,2	131,2	138,1	130,9	129,3	
		-0,8%	-5,4%	-1,1%	-6,7%	-1,8%	-7,0%	-8,0%	
+ hoher Gaspreis	124,8	121,9	108,0	121,1	105,5	118,4	106,6	104,4	
		-2,3%	-13,5%	-3,0%	-15,5%	-5,2%	-14,7%	-16,4%	
+ wenig KKW in FR	126,9	124,3	115,5	125,1	113,5	122,7	113,9	112,1	
		-2,0%	-9,0%	-1,4%	-10,5%	-3,3%	-10,3%	-11,7%	
Pessimistisch	243,7	239,8	222,9	231,4	219,3	228,2	211,0	207,5	
		-1,6%	-8,5%	-5,0%	-10,0%	-6,4%	-13,4%	-14,8%	
+ Nachfrage geringer	173,3	171,8	161,8	168,6	160,1	167,6	156,5	154,4	
		-0,9%	-6,6%	-2,7%	-7,7%	-3,3%	-9,7%	-10,9%	
+ EE ambitioniert	222,0	218,9	203,6	212,3	200,7	210,2	195,6	193,6	
		-1,4%	-8,3%	-4,4%	-9,6%	-5,3%	-11,9%	-12,8%	
+ normales EE-Jahr	199,4	196,6	184,8	191,3	182,6	189,4	179,8	178,0	
		-1,4%	-7,3%	-4,1%	-8,4%	-5,0%	-9,8%	-10,8%	
+ moderater Gaspreis	194,2	192,1	184,7	188,7	183,0	187,2	179,5	177,1	
		-1,1%	-4,9%	-2,9%	-5,8%	-3,6%	-7,6%	-8,8%	
+ normal KKW in FR	219,1	216,3	202,0	209,2	200,0	207,1	195,3	193,2	
		-1,2%	-7,8%	-4,5%	-8,7%	-5,5%	-10,9%	-11,8%	

3.2. Preiseffekte verschiedener Maßnahmen auf die Nachbarländer

Der europäische Binnenmarkt für Strom ermöglicht im Rahmen der verfügbaren Handelskapazitäten einen Stromhandel über die Grenzen der heute meist nationalen Gebotszonen. Die Maßnahmen zur Angebotssteigerung in Deutschland wirken sich dadurch auch auf Strompreise in den Nachbarländern aus, wobei je nach Szenario die Wirkung auf verschiedene Nachbarländer unterschiedlich stark ausgeprägt sein kann. Abbildung 3 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Strompreise ohne angebotssteigernde Maßnahmen in Deutschland für alle Länder in den beiden Szenarien.

Im optimistischen Fall sind insbesondere die Strompreise in Skandinavien durch ausreichende Erzeugung aus Wasserkraft und die Annahme geringerer Stromnachfrage deutlich günstiger. Außerdem wirkt in Frankreich die angenommene Normalisierung bei der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke preissenkend. In den anderen Ländern sind vor allem Kohlekraftwerke preissetzend. In einem solchen Szenario hat ein zusätzliches Angebot einen größeren Preiseffekt für Stunden, in denen Kernkraft und Erneuerbare dann preissetzend werden. Dies passiert neben Deutschland insbesondere in den Niederlanden, Belgien, der Schweiz und Österreich, die in diesen Stunden selbst eine geringe verbleibende residuale Last für fossile Kraftwerke zu ersetzen haben.

Im pessimistischen Szenario drückt sich die angespannte Versorgungssituation in hohen Strompreisen aus, die in vielen Stunden auf den Grenzkosten von Erdgas basieren. Einzig Polen und Tschechien haben in diesem Szenario geringere Strompreise, da der größte Teil der Nachfrage über Kohlekraftwerke gedeckt werden kann. Die angebotssteigernden Maßnahmen in Deutschland haben in diesem Szenario das Potential die Strompreise, im Vergleich zum optimistischen Szenario, um einen doppelt so hohen absoluten Betrag zu senken. Dabei werden vor allem Kohlekraftwerke in einer zunehmenden Anzahl an Stunden preissetzend, indem sie Gaskraftwerke aus dem Markt drängen.

Insgesamt zeigen Preisunterschiede zwischen den Ländern in allen Szenarien ein Potential auf, durch eine stärkere physische Integration zwischen den Gebotszonen zusätzliche Handelskapazitäten zu schaffen. Dadurch können bestehende Erzeugungskapazitäten besser genutzt und die regionale Verfügbarkeit von Erneuerbaren weiträumiger ausgeglichen werden.

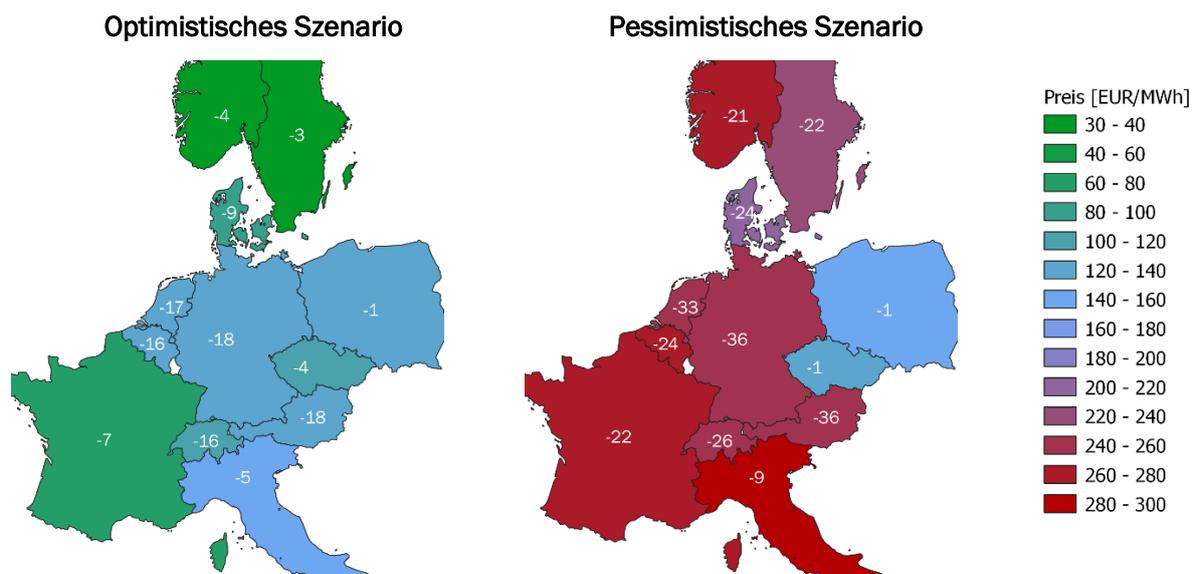


Abbildung 3: Jährliche Durchschnittspreise (Einfärbung) in Deutschland und den Nachbarländern im Jahr 2024 für beide Extremszenarien und Preissenkungen (Zahlenwerte) bei der Umsetzung aller angebotssteigernden Maßnahmen in Deutschland

3.3. Szenario mit positiver Entwicklung der Rahmenbedingungen

Die zusätzliche Erzeugungskapazität in Deutschland hat eine Auswirkung auf die erzeugten Strommengen aus verschiedenen Energieträgern, sowohl für inländische Erzeugung als auch für Erzeugung in den Nachbarländern. Im optimistischen Szenario für das Jahr 2024 wird durch ein hohes Angebot und eine geringe Nachfrage, ohne dass in Deutschland dafür zusätzliche Erzeugung bereitgestellt werden müsste, kaum Erdgas verstromt (außer in der Kraft-Wärme-Kopplung). Abbildung 4 verdeutlicht, dass ein ambitionierterer Ausbaupfad für Erneuerbare für das Jahr 2024 noch keinen großen Unterschied macht. Die zusätzliche Erzeugung von 6 TWh ersetzt in gleichen Maßen inländische Braunkohleverstromung und Importe aus dem Ausland. Dabei reduziert sich die Stromerzeugung aus Kernenergie und Erneuerbaren im Ausland um zusammen 1 TWh.

Ein ähnlicher Zusammenhang, um einem Faktor von fünf größer, ist für eine zusätzliche Kapazität an Kernenergie zu beobachten. Neben einer Substitution von Kohleverstromung wird auch hier teilweise weniger Strom aus Kernenergie und Erneuerbaren im Ausland produziert und importiert. Dieser Effekt ist bei einer Kombination aller Maßnahmen besonders deutlich. Die gesteigerte Erzeugung von knapp 40 TWh aus Kernenergie und Erneuerbaren in Deutschland ersetzt nur knapp zur Hälfte inländische Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Der größere Teil verringert den Umfang an Stromimporten, wodurch Kernkraftwerke und Erneuerbare im Ausland in Folge etwa 5 TWh weniger produzieren.

In Deutschland wird im optimistischen Szenario insbesondere Braunkohle aus dem Markt gedrängt. Dies ermöglicht für jede zusätzliche Erzeugungseinheit aus Erneuerbaren und Kernenergie einen stärkeren Effekt auf CO₂-Emissionen zu erreichen als in anderen Szenarien. Es zeigt auch, dass die Stromerzeugung aus Kohle (im In- und Ausland) eine Verstromung von Erdgas übergangsweise substituieren kann, allerdings auf Kosten höherer CO₂-Emissionen.

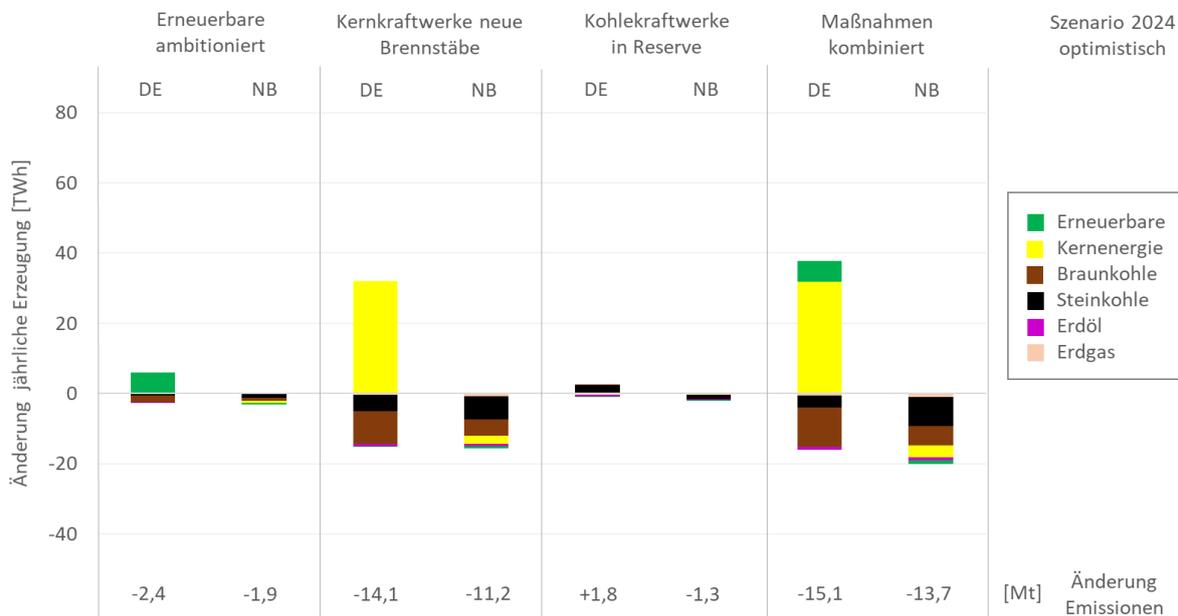


Abbildung 4: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im optimistischen Szenario im Jahr 2024. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

3.4. Szenario mit negativer Entwicklung der Rahmenbedingungen

Im pessimistischen Szenario wird von einem höheren Gaspreis, einer höheren Stromnachfrage, weniger Zubau und Verfügbarkeit für Erneuerbare und von weiterhin reduzierten Strommengen aus französischen Kernkraftwerken ausgegangen. In diesem Szenario ist das Angebot für Importe aus den Nachbarländern begrenzt und damit sehr teuer. Dies führt zu mehr Stromerzeugung in Deutschland, die trotz der hohen Rohstoffpreise in größeren Umfang über die Verstromung von Erdgas und Erdöl erzeugt werden müssen.

Damit ergibt sich für das pessimistische Szenario im Jahr 2024 ein größerer Nutzen aus einem zusätzlichen Angebot in Deutschland. Alle Maßnahmen führen über weniger Stromimporte zu einer Reduktion der Verstromung von Erdgas, Erdöl und Kohle in den Nachbarländern. Außerdem tragen zusätzliche Kohlekraftwerke in Deutschland mit einer relevanten Auslastung dazu bei, die inländische Erzeugung aus Gaskraftwerken deutlich zu senken. Mit einer Kombination aller Maßnahmen würde Deutschland in diesem Szenario einen fast ausgeglichenen Handelssaldo erreichen und könnte damit die angespannte Stromversorgung in den Nachbarländern entlasten.

Falls sich in den kommenden Monaten eine Entwicklung in Richtung der pessimistischen Annahmen abzeichnet und sich die Wiederaufnahme des Betriebs der deutschen Kernkraftwerke bis zum Winter 2024 nicht realisieren lässt, könnte in diesem Szenario eine zusätzliche temporäre Reaktivierung von Kohlekraftwerken eine sinnvolle Option sein, um Importe aus den Nachbarländern durch mehr inländische Kohleverstromung zu begrenzen und gleichzeitig den Einsatz von Gaskraftwerken zu reduzieren. Grundsätzlich zeigen aber die angenommenen Rahmenbedingungen, dass es viele Stellschrauben, insbesondere bei koordiniertem Handeln mit den Nachbarländern, zur Vermeidung des pessimistischen Szenarios gibt.

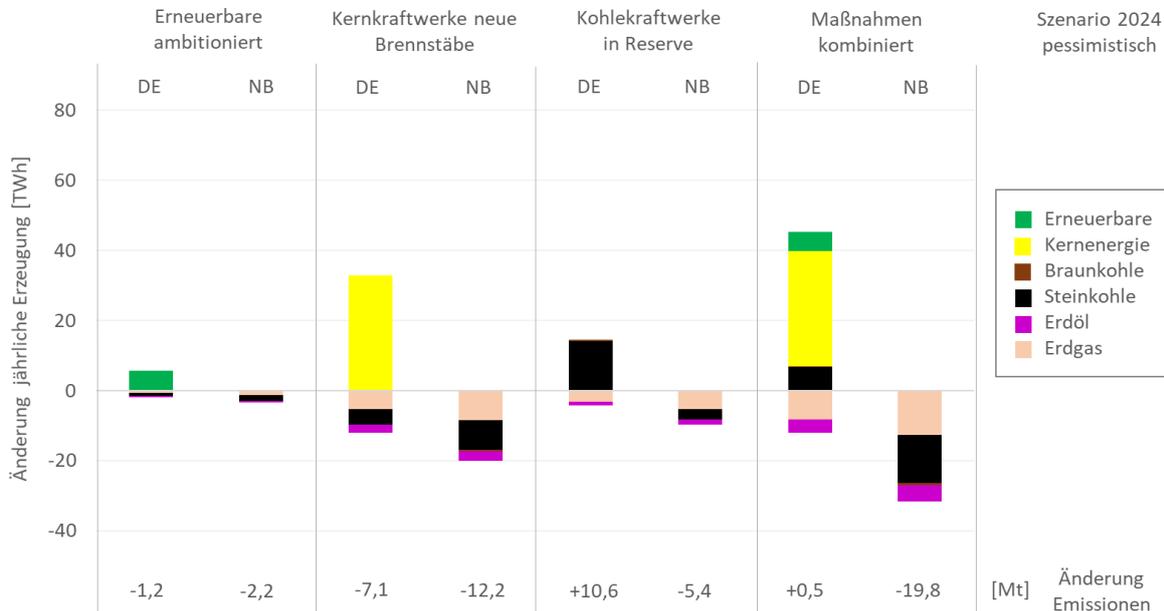


Abbildung 5: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im pessimistischen Szenario im Jahr 2024. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

4. Perspektive auf das Jahr 2027

4.1. Preiseffekte verschiedener Maßnahmen für Deutschland

Die aktuelle Herausforderung hoher fossiler Energiepreise in Europa und global stark ansteigende Ausbaumengen und Ausbauziele für Photovoltaik und Windkraft können zu einer gesteigerten Dynamik in der Transformation des europäischen Stromsystems führen. Im optimistischen Szenario wird auch im Jahr 2027 eine Nachfrageentwicklung angenommen, die 10% unter bisherigen Prognosen liegt. Außerdem unterscheiden sich die beiden Szenarien in Tabelle 4 bezüglich ihrer Annahme bei der Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien. Weiter gehen wir für das Jahr 2027 davon aus, dass sich ein Preis von 60 EUR/MWh für Erdgas einstellt und sich die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke stabilisiert.

Tabelle 4: Ausprägung exogener Rahmenbedingungen für zwei Szenarien

	Optimistisch	Pessimistisch
Ziel Stromnachfrage senken	-10% Nachfrage	Keine Änderung
Ausbaupfad EE Nachbarländer	Ambitioniert	Verzögert
Verfügbarkeit Erneuerbare	Wetterjahr 2020	Wetterjahr 2020 minus 10%

Im optimistischen Szenario gibt es ein stark ausgeweitetes Angebot an Erzeugung und eine geringere Nachfrage. Die im Vergleich zu 2024 stark gesunkenen Preise für Erdgas und der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Nachbarländern führen allgemein zu niedrigeren Strompreisen, selbst bei einem verzögerten Ausbaupfad der Erneuerbaren in Deutschland. Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien und zusätzliche Kernkraftwerke in Deutschland führen in dieser Situation zu starken Preiseffekten, da diese beiden Technologien in einer steigenden Anzahl an Stunden um die verbleibende Stromnachfrage konkurrieren und damit preissetzend werden. In Folge ist wegen sehr beschränkter und mit entsprechenden Kosten verbundener Flexibilität von Kernkraftwerken in diesem Szenario von vielen Stunden mit negativen Preisen auszugehen. Zudem würde Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in dieser Situation teilweise vor Kernkraftwerken abgeregelt werden. Im pessimistischen Szenario mit weniger erneuerbarer Stromerzeugung und höherer Nachfrage bleibt der Strompreis vergleichsweise hoch. Im Vergleich zu 2024 hat die Option zusätzlicher Kernkraftwerke aufgrund der geringen Kapazität kaum Potential den durchschnittlichen Strompreis zu senken, da mit dem geringeren Preis für fossiles Gas der Spread zwischen Kohle- und Gaskraftwerken viel geringer ist als im Jahr 2024. Zwischen dem ambitionierten und verzögerten Ausbau für Erneuerbare Energien im Jahr 2027 ist der Unterschied sowohl für die Kapazität als auch für die zusätzlichen Erzeugungsmengen, deutlich größer als für die Option drei Kernkraftwerke weiterhin zu nutzen. Zusätzliche Kohlekraftwerke führen in beiden Szenarien zu keinen Preiseffekten.

Tabelle 5: Durchschnittliche nachfragegewichtete Preise (EUR/MWh) für einzelne und kombinierte Maßnahmen in Deutschland für beide Szenarien des Gesamtsystems in 2027

Maßnahmen Deutschland	EE ambitioniert Kernkraftwerke Kohlekraftwerke	▲		▲		▲		▲	
Rahmen- bedingungen	optimistisch	86,9	75,9 -12,7%	78,7 -9,5%	86,9 -	68,3 -21,4%	75,9 -12,7%	78,7 -9,5%	68,2 -21,5%
	pessimistisch	136,6	131,6 -3,7%	134,5 -1,5%	136,5 -	128,4 -6,0%	131,1 -4,0%	134,1 -1,8%	128,1 -6,2%

4.2. Szenario mit positiver Entwicklung der Rahmenbedingungen

Auch im Jahr 2027 haben die verschiedenen Maßnahmen zur Angebotssteigerung in Deutschland Auswirkungen auf den Erzeugungsmix, Stromhandel und Emissionen. Grundsätzliche Unterschiede zum Jahr 2024 sind ein gesteigertes Angebot aus Erneuerbaren und ähnlich hohe variable Erzeugungskosten für Strom aus Braunkohle-, Steinkohle- und mit Erdgas befeuerten Gas- und Dampfkraftwerken.

Der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren schafft in Deutschland ein zusätzliches Potential von 48 TWh. Dieses führt aber, wie in Abbildung 6 zu sehen, nur zu einer Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung um 35 TWh, da die restlichen 13 TWh ohne zusätzliche flexible Nachfrage nicht abgerufen werden. Ersetzt werden die inländische Verstromung von Braun- und Steinkohle in Höhe von etwa 12 TWh sowie Importe aus den Nachbarländern. Der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Nachbarländern und die Annahme einer reduzierten Nachfrage führen zu weniger Exporten nach Deutschland und in Folge insbesondere zu einer Reduktion der Produktion aus Erneuerbaren und Kernkraftwerken von in Summe 15 TWh in den Nachbarländern. Dies passiert in noch größeren Umfang bei der Nutzung aller Maßnahmen zur Angebotssteigerung in Deutschland und in geringeren Umfang auch bei einem verzögerten Ausbau der Erneuerbaren und gleichzeitiger Nutzung der Kernenergie. Die deutlich sinkenden Importe in Deutschland führen in diesem Fall zu kaum Emissionsminderungen in den Nachbarländern.

Das optimistische Szenario für das Jahr 2027 zeigt damit, dass eine mittelfristige Erhöhung des Stromangebots unter diesen Rahmenbedingungen zu vielen Stunden mit einem Überangebot an inflexibler Erzeugung aus Erneuerbaren und Kernkraftwerken führen kann. Dies würde zeitnah zu einem steigenden Flexibilitätsbedarf im Stromsystem mit den damit verbundenen Kosten führen.

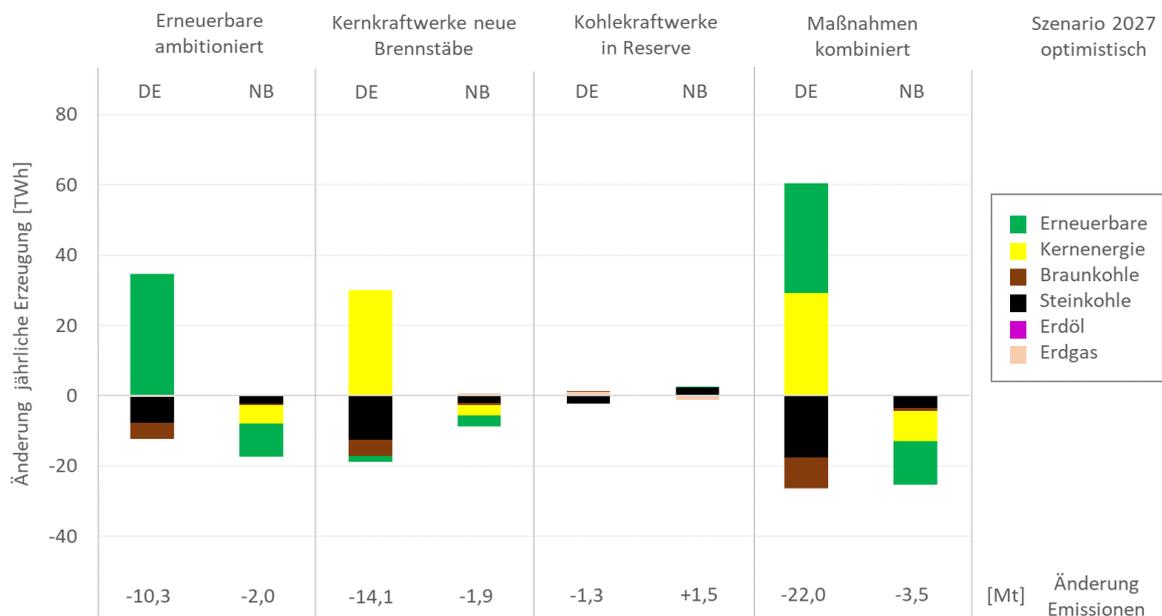


Abbildung 6: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im optimistischen Szenario im Jahr 2027. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

4.3. Szenario mit negativer Entwicklung der Rahmenbedingungen

Für das pessimistische Szenario im Jahr 2027, mit einer kaum gesenkten Stromnachfrage, einem verzögerten Ausbau der Erneuerbaren in Europa und negativen Wetterverhältnissen für die Erzeugung aus Erneuerbaren, ist grundsätzlich mit einer stärkeren Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu rechnen.

Zusätzliche Kapazitäten in Deutschland können, wie in Abbildung 7 zu sehen, genutzt werden, die Gas- und Kohleverstromung im Inland und in den Nachbarländern zu reduzieren. Im Falle einer ceteris paribus Befolgung des ambitionierten Ausbaupfades für Erneuerbare kann sowohl in Deutschland als auch den Nachbarländern Gas- und Kohleverstromung deutlich reduziert werden. Ähnliche Auswirkungen sind von einem verlängerten Betrieb von Kernkraftwerken zu erwarten, da auch diese mit niedrigen Grenzkosten in den deutschen Kraftwerkspark eingehen. Ein Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken hat unter diesen Rahmenbedingungen keinen merklichen Effekt auf Erzeugungsmengen und Preise.

Durch die verzögerte Transformation des europäischen Stromsystems wäre im Jahr 2027 noch genügend Raum für die Kombination aus ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren und Weiterbetrieb der Kernenergie in Deutschland. Dies war bisher jedoch kein ausreichendes Argument für die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland. Für den Transformationspfad zu einem System mit 100% Erneuerbaren benötigt es zudem in den kommenden Jahren Investitionsanreize für eine gewisse Menge an neuen flexiblen Kraftwerken, die temporär mit Erdgas und ab den frühen 2030er Jahren zunehmend mit Wasserstoff befeuert werden können.

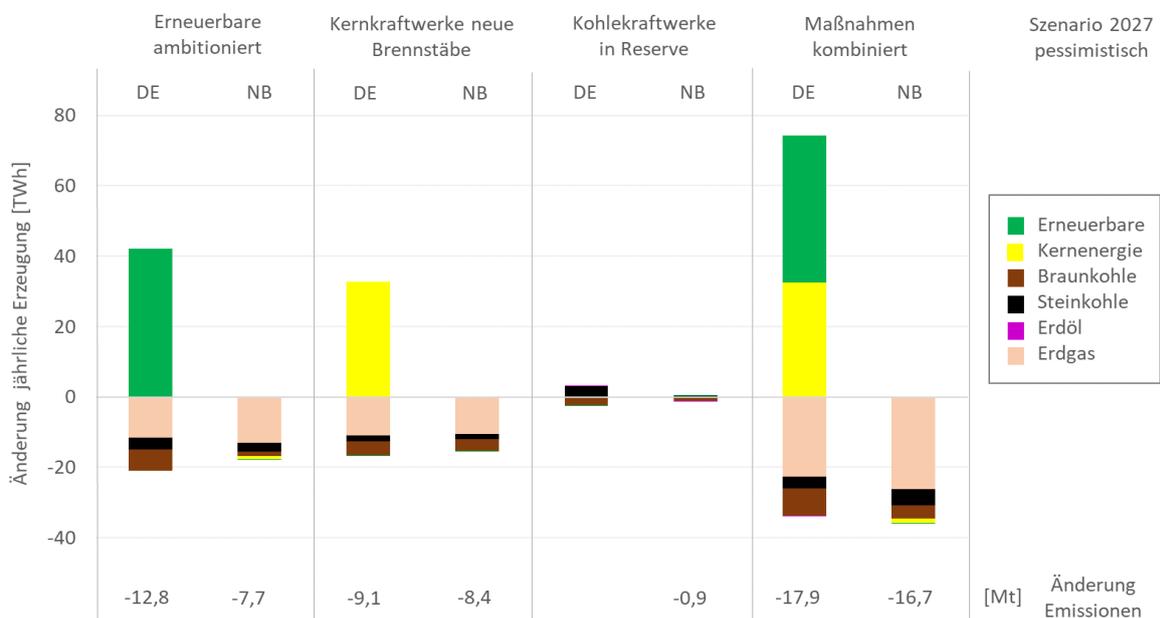


Abbildung 7: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im pessimistischen Szenario im Jahr 2027. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

Quellenverzeichnis

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>

Bundesnetzagentur (2022). Kohleausstieg. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html> [aufgerufen am 04.10.2022]

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>

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>

Egerer, J., V. Grimm, L.M. Lang, und U. Pfefferer (2022). Kohleausstieg 2030 unter neuen Vorzeichen. *Wirtschaftsdienst*, 102 (8), 600-608. <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2022/heft/8/beitrag/kohleausstieg-2030-unter-neuen-vorzeichen-7155.html>

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 (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>

KVBG (2020). Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG). <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/KVBG.pdf>

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

Dr. Christian Sölch – Wissenschaftlicher Mitarbeiter 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