

Stellungnahme

im Rahmen des 2. Untersuchungsausschusses der 20. Wahlperiode -
Sachverständigenanhörung zur Entscheidung des Streckbetriebs der
verbleibenden Atomkraftwerke im Winter 2022/2023

Prof. Dr. Veronika Grimm

Technische Universität Nürnberg

1. Einleitung

Der am 4. Juli 2024 vom Deutschen Bundestag eingesetzte 2. Untersuchungsausschuss der 20. Wahlperiode hat die Autorin dieser Stellungnahme als Sachverständige zu einer Anhörung am 28. November 2024 zu Beweisbeschluss SV-1 eingeladen und um Erstellung eines Gutachtens zu den im Beweisbeschluss genannten Fragen gebeten.

Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich auf die Einordnung einer Kurzstudie, die die Autorin gemeinsam mit Dr. Jonas Egerer, Lukas M. Lang, Ulrike Pfefferer, und Dr. Christian Sölch am 7.10.2022 vorgelegt hat. In der Studie wurden im September/Oktober 2022 verschiedene nach damaligem Stand plausible Szenarien sowie einige Risikoszenarien mithilfe eines technoökonomischen Modells für Deutschland und seine europäischen Nachbarstaaten analysiert. Der Fokus dieser Stellungnahme liegt somit auf der **Abschätzung des Effekts einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke aus damaliger Sicht (Spätsommer/Herbst 2022)**. Aufgrund von günstigen Entwicklungen, etwa einem warmen Winter 2022/23, hoher Erfolge beim Einsparen von Gas und der Befüllung der Gasspeicher, sowie der Reduktion der Stromnachfrage, **haben sich die Rahmenbedingungen günstiger entwickelt, als man es seinerzeit erwarten konnte**.

Die Analysen identifizierten in den verschiedenen betrachteten Szenarien folgende Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke, die unterschiedlich stark ausgeprägt waren je nach den unterstellten Rahmenbedingungen für Deutschland und die europäischen Nachbarstaaten:

- Für das Jahr 2024 wurde die **Möglichkeit einer Senkung des deutschen Strompreises** identifiziert, die sich über eine Verschiebung der Merit Order durch die zusätzliche Kapazität der Kernkraftwerke ergeben hätte.
- Die zusätzliche Kapazität in Deutschland hätte darüber hinaus **in verschiedenen Nachbarstaaten einen Strompreis-senkenden Effekt** ergeben.
- Durch den Einsatz der Kernkraftwerke hätte die **Stromerzeugung** gemäß der damaligen Abschätzung **etwa 20 Mt weniger CO₂-Emissionen pro Jahr** verursacht. Dies hätte den Anstieg der Preise im europäischen Emissionshandel leicht gedämpft.
- Im Jahr **2027** ergaben die Berechnungen, dass der **Preiseffekt** der zusätzlichen Kapazitäten der Kernkraftwerke **deutlich geringer** gewesen wäre. Allerdings hätte auch im

Jahr 2027 die **CO₂-Bilanz der deutschen Stromerzeugung verbessert** werden können, was die Preise im europäischen Emissionshandel leicht gedämpft hätte.

Zu Aspekten der nuklearen Sicherheit kann sich die Autorin dieser Stellungnahme aufgrund mangelnder eigener Expertise nicht äußern.

Die Arbeit wurde zusammen mit anderen Veröffentlichungen im Jahresgutachten 2022/23 des Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung aufgegriffen. Der Sachverständigenrat schreibt (JG 2022, Ziff. 334 ff.):

Egerer et al. (2022b) kommen in einer Kurz- und Mittelfristanalyse des europäischen Strommarkts bis zum Jahr 2027 zu dem Ergebnis, dass diese Maßnahmen den **durchschnittlichen Strompreis** in Deutschland und auch in den Nachbarländern um bis zu 15 % **reduzieren** könnten. Allein die AKW-Laufzeitverlängerung könnte demnach die Preise um 8 bis 12 % (Egerer et al., 2022b) absenken. Mier (2022) ermittelt dagegen nur eine Preissenkung von etwa 4 % im Jahr 2023 und von knapp 2 % in den beiden Folgejahren. Eine Laufzeitverlängerung der AKWs würde gemäß den Studien außerdem in den kommenden Jahren zu einer deutlichen Reduktion der Kohleverstromung und somit der CO₂-Preise beitragen (Egerer et al., 2022b; Mier, 2022). Eine Laufzeitverlängerung über den 15. April 2023 hinaus würde also zu einer Entspannung des Strommarktes beitragen. Für eine solche Verlängerung wären umfangreiche Sicherheitsüberprüfungen notwendig (BMWK und BMUV, 2022b). Laut TÜV Süd (2022) stünden einem Weiterbetrieb des AKW Isar 2 allerdings keine sicherheitstechnischen Bedenken entgegen und etwaige sicherheitsrelevante Maßnahmen könnten betriebsbegleitend umgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund sollte die Bundesregierung sorgfältig prüfen, ob eine Laufzeitverlängerung über den 15. April 2023 hinaus möglich ist.

2. Hintergrund

Die Energiekrise zwang die politischen Entscheidungsträger in Deutschland und in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Jahr 2022, energiepolitische Entscheidungen neu zu bewerten und gegebenenfalls anzupassen. Dabei rückte die Notwendigkeit, die Erneuerbaren Energien schnell und ambitioniert auszubauen noch stärker in den Fokus. Darüber hinaus gab es einerseits Überlegungen, Kohlekraftwerke aus der Reserve oder der Betriebsbereitschaft zu reaktivieren. Andererseits wurden Entscheidungen hinterfragt, Kohle- und Kernkraftwerke wie geplant stillzulegen.

Die hier beschriebene Kurzstudie **analysierte im September/Oktober 2022 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 wurde die Situation einer Entspannung der Energiekrise mit einer weiterhin angespannten Lage am europäischen Energiemarkt verglichen.

Da **große Unsicherheit** bestand, mit welcher Entwicklung kurz- und mittelfristig gerechnet werden konnte, analysierte die Studie die Aktivierung von kurzfristig verfügbaren Kraftwerkskapazitäten in **verschiedenen Szenarien**, die optimistisch beziehungsweise pessimistisch hinsichtlich der Entwicklung verschiedener externer Faktoren waren. Die Unsicherheit betraf den **Preis für Erdgas**, die seinerzeit auf europäischer Ebene **mögliche Reduzierung der Stromnachfrage** sowie

Annahmen zur **Verfügbarkeit von erneuerbaren Anlagen** in Hinblick auf jährlich wetterbedingt schwankende Erzeugungspotentiale. All diese Unsicherheiten betrafen das Gesamtsystem und somit auch Entwicklungen in den Nachbarländern. Darüber hinaus flossen unterschiedlich optimistische Annahmen bezüglich der **Ausbaupfade für Erneuerbare Energien in den Nachbarländern** und der zukünftigen **Verfügbarkeit des alternden französischen Kernkraftwerksparks** ein.

Ausgangspunkt der Kurzstudie war ein Benchmark-Szenario, in dem der Ausbau der Erneuerbaren in den kommenden Jahren nur langsam beschleunigt werden würde und konventionelle Kraftwerke wie geplant stillgelegt würden. In der Studie wurde dann in verschiedenen weiteren Szenarien die folgenden **Handlungsoptionen** analysiert:

(1) **Erneuerbare ambitionierter ausbauen:** Für den ambitionierten Zubau an Erneuerbaren wurde 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 hätte bedeutet, 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. Allerdings gab es in Deutschland keine Grundlage für einen Regelbetrieb der drei verbleibenden Kernkraftwerke nach dem 31.12.2022. Es wurde für die Berechnungen angenommen, dass eine Verlängerung der Laufzeiten, mit der notwendigen Sicherheitsüberprüfung inklusive der erforderlichen Ertüchtigungen und der Beschaffung neuer Brennstäbe, bis Anfang 2024 realisierbar wäre. Im Rahmen der Strommarktmodellierung wurden in der Kurzstudie die Effekte einer Laufzeitverlängerung auf Strompreise, Erzeugungsmengen und Emissionen bewertet. Eine Entscheidung über die Verschiebung des Atomausstiegs, also die temporär weitere Nutzung von Kernkraftwerken, musste zwischen Nutzen, Kosten, und Risiken abwägen. Dabei wären auch Kosten zu berücksichtigen und zu beziffern gewesen, die in der Analyse der Kurzstudie nicht berücksichtigt wurden (etwa Kosten der notwendigen Sicherheitsüberprüfung).

(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 im Jahr 2022 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 standen 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 der Kurzstudie wurde als eine mögliche Maßnahme eine Reaktivierung dieser Kohlekraftwerke für eine Marktteilnahme über dieses Enddatum hinaus angenommen.

In den Ergebnissen zeigte sich, dass die externen Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene in Summe einen deutlich größeren Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise haben würden als die untersuchten nationalen Maßnahmen in Deutschland. Trotzdem hätte durch mehr Erzeugungskapazität in Deutschland ein Preiseffekt erzielt werden können.

Für das Jahr 2024 ergab die Analyse, dass eine temporäre Verlängerung der Kernkraftwerke neben der Preiseffekte eine Reduzierung der Stromerzeugung aus Erdgas sowie eine Reduktion der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zur Folge gehabt hätte. Für das Jahr 2027 ergaben sich in der Analyse weniger Gründe, die Laufzeit von bestehenden Kernkraftwerken zu verlängern. Im

Gegenteil zeigte sich für die getroffenen Annahmen, dass zusätzliche und vergleichsweise inflexible Kraftwerkskapazitäten die Integration der Erneuerbaren behindern und Anreize für Flexibilität und Sektorkopplung reduzieren könnten.

2. Beschreibung der Modellannahmen und Szenarien

Für die Kurzstudie wurden für Deutschland und seine Nachbarländer in einem Strommarktmodell, das im Einklang mit dem aktuellen europäischen Strommarktdesign von nationalen Gebotszonen ausgeht, Handelsergebnisse und Investitionsentscheidungen berechnet. Für die Berechnungen wurde 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 betrachtete im Jahr 2022 diskutierte Maßnahmen, die zu einer Erhöhung des Stromangebots in Deutschland beitragen konnten. Dabei wurden 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 **Weiterbetrieb von 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
		Ausbau ambitioniert	45,2 GW
	2022 – 2027	Ausbau verzögert	95,2 GW
		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 umfassten die möglichen Maßnahmen für Kohlekraftwerke zusätzliche 2,7 GW, sowie mit den drei Kernkraftwerken zusätzliche 4,1 GW. Ein ambitionierter Zubau von erneuerbaren Anlagen hätte darüber hinaus bereits im Zeitraum 2022 bis 2024 mit zusätzlichen 45,2 GW um 7,0 GW mehr beitragen können 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 wären sowohl Kernkraftwerke als auch Kohlekraftwerke günstiger als Gaskraftwerke. Während für Kernkraftwerke generell eine hohe Auslastung zu erwarten gewesen wäre, hätte dies bei Kohlekraftwerken davon abgehangen, in welchem Umfang Stromerzeugung aus Gaskraftwerken im jeweiligen Szenario benötigt worden und durch Kohle ersetzt worden wäre.

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 hätte gedeckt werden können. Um den unterjährigen Einfluss des hohen jährlichen Zubaus an Erneuerbaren in der Untersuchung zu berücksichtigen, wurde für die Energiemengen von Investitionen, die im betrachteten Jahr erfolgen, vereinfachend ganzjährig nur die halbe Verfügbarkeit angenommen. **Es zeigte sich, dass im Jahr 2024 durch den Weiterbetrieb von**

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

Kohle- und Kernkraftwerken knapp 10% der Nachfrage hätte bedient werden können, im Jahr 2027 etwas weniger.

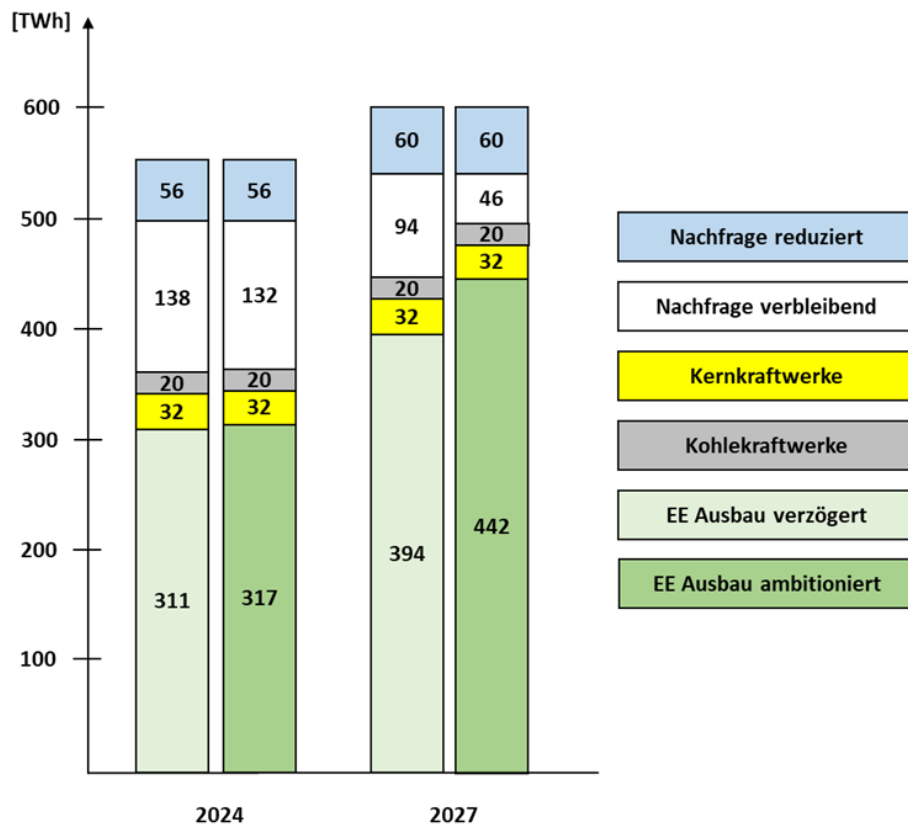


Abbildung 1: Jährliche Stromnachfrage (ohne Speicherverluste und Elektrolyseure) und verfügbare jährliche Erzeugungsmengen abhängig von Annahmen in Deutschland

Neben diesen Handlungsoptionen, die Deutschland direkt beeinflussen konnte, gab es weitere mögliche Entwicklungen von externen Rahmenbedingungen, welchen das deutsche Stromsystem ausgesetzt war. 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 2024	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 beeinflussten, waren zum einen der Großhandelspreis für Erdgas, die erreichte Effizienzsteigerung und die daraus resultierende Nachfragereduktion sowie die Verfügbarkeit von erneuerbaren Anlagen in Abhängigkeit von Wetterbedingungen. Abbildung 2 zeigt exemplarisch die Markterwartungen für den Erdgaspreis

Ende Oktober 2022, als die erwarteten Preise im Vergleich zu den Erwartungen im Spätsommer 2022 schon etwas gefallen waren. Für das Jahr 2027 wurde aufgrund der Markterwartungen (die im Sommer 2022 noch etwas höher lagen als Ende Oktober 2022) in den Berechnungen ein Erdgaspreis von 60 EUR/MWh angenommen.

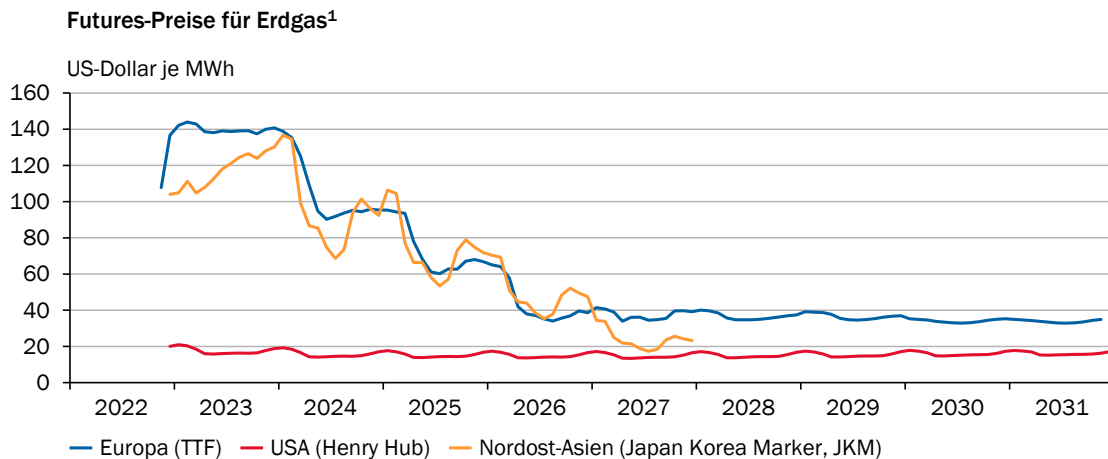


Abbildung 2: Markterwartungen der zukünftigen Preise für Erdgas, Stand 27. Oktober 2024 (Quelle: SVR, 2022)

Die beschriebenen Effekte (und weitere) waren 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 orientierten sich dabei am Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022. Eine weitere Unsicherheit war die zukünftige Verfügbarkeit des alternden französischen Kernkraftwerksparks, die im Jahr 2022 durch Hitzewellen, technische Probleme und Revisionen einen historischen Tiefstwert erreicht hatte.

Die Betrachtung auch pessimistischer Szenarien war in der Situation vor dem Winter 2022/23 von großer Bedeutung, da erwartet wurde, dass eine Vulnerabilität Deutschlands und der Europäischen Union (EU) im Bereich der Energieversorgung ausgenutzt werden könnte – etwa durch Russland, um die Bereitschaft europäischer Staaten zur Unterstützung der Ukraine zu reduzieren.

Die Angebotsfunktion (Merit-Order) der verfügbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland hätte, wie in Abbildung 3 dargestellt, durch einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke und der Kohlekraftwerke aus der Netzreserve nach rechts verschoben werden können. Ein Gaspreis von 120 EUR/MWh hätte bewirkt, dass trotz eines hohen CO₂-Preises die Verstromung von Kohle und auch von Erdöl günstigere Grenzkosten aufgewiesen hätte als Gaskraftwerke. Für einen noch höheren Großhandelspreis für Erdgas im pessimistischen Szenario (etwa, wenn die Gaslieferungen Russlands an Österreich schon früher eingestellt worden wären) hätte keine Verschiebung innerhalb der Merit-Order mehr stattgefunden; es hätte sich lediglich der Preisunterschied zwischen den Grenzkosten von Gaskraftwerken und den anderen Technologien erhöht.

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 hätten gegebenenfalls teure Gaskapazitäten genutzt werden müssen, um die Stromnachfrage zu decken.

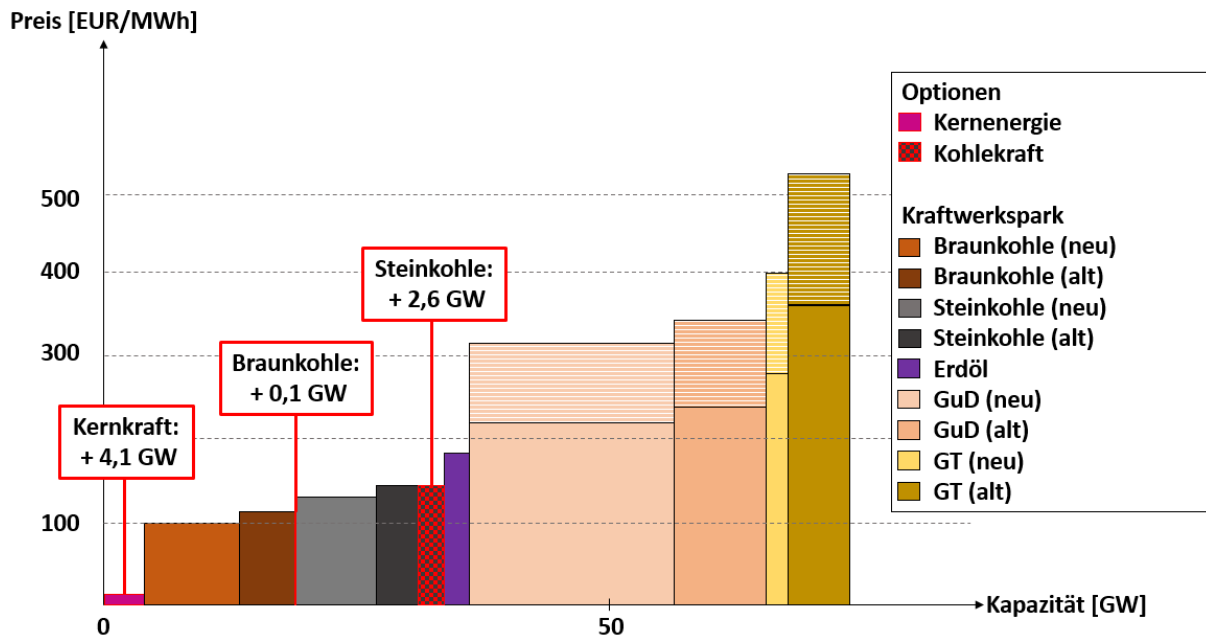


Abbildung 3: Konventionelle Merit-Order für Deutschland im Jahr 2024 für einen Gaspreis von 120 EUR/MWh und 180 EUR/MWh (schraffiert) sowie Auswirkungen von zusätzlich drei Kernkraftwerken und einer Reservekapazität aus Kohlekraftwerken

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.

3. Auswirkungen der Entscheidungsoptionen mit Jahr 2024

Im Folgenden werden Analysen für ausgewählte Kombinationen an Rahmenbedingungen für die Jahre 2024 und 2027 dargestellt, insbesondere hinsichtlich der Änderungen bei Strompreisen, Erzeugungsmengen und Handelsmengen mit den Nachbarländern.

3.1. Preiseffekte verschiedener Maßnahmen für Deutschland

Bei der Betrachtung der angebotsseitigen Maßnahmen in Deutschland ist zunächst auf die große Spannweite der äußeren Rahmenbedingungen hinzuweisen. Die durchschnittlichen nachfragegewichteten Strompreise in Deutschland in Tabelle 3 (Berechnungen für das Jahr 2024) 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 hätte haben können. **Durch eine kurzfristige Bereitstellung von mehr Erzeugungskapazität in Deutschland hätte ein zusätzlicher Preiseffekt erzielt werden können.**

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 hätte gedeckt werden können und sich in Folge sehr niedrige stündliche Preise eingestellt hätten. Dies wird insbesondere daraus ersichtlich, dass dieser Effekt deutlich geringer gefallen wäre, falls sich eine höhere Nachfrage einstellt hätte, 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 wären Preiseffekte stärker durch die Substitution von Gaskraftwerken begründet gewesen und zusätzliche Kohlekraftwerke hätten unter diesen Bedingungen einen Preiseffekt erzielen können. Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren hätte im Jahr 2024 noch keinen großen Preiseffekt gehabt, da sich stark steigende jährliche Investitionen im Vergleich zum verzögerten Zubau erst über mehrere Jahre akkumulieren müssten.

Tabelle 3: Durchschnittliche nachfragegewichtete Preise (EUR/MWh) für einzelne bzw. kombinierte Maßnahmen in Deutschland im Falle des optimistischen und pessimistischen Szenarios für das Jahr 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%	
Sensitivitäten Gesamtsystem	+ 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%
Sensitivitäten Gesamtsystem	+ 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 hätten sich dadurch auch auf Strompreise in den Nachbarländern ausgewirkt, wobei je nach Szenario die Wirkung auf verschiedene Nachbarländer unterschiedlich stark ausgeprägt gewesen wäre.** Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Analysen zu durchschnittlichen jährlichen Strompreisen 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 im optimistischen Fall angenommene Normalisierung bei der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke preissenkend. In den anderen Ländern sind vor allem

Kohlekraftwerke preissetzend. In einem solchen Szenario hätte ein zusätzliches Angebot einen größeren Preiseffekt für Stunden gehabt, in denen Kernkraft und Erneuerbare durch die zusätzliche Kapazität preissetzend geworden wären. Dies wäre neben Deutschland insbesondere in den Niederlanden, Belgien, der Schweiz und Österreich passiert, die in diesen Stunden selbst eine geringe verbleibende residuale Last für fossile Kraftwerke zu ersetzen gehabt hätten.

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 hätten in diesem Szenario das Potential gehabt, die Strompreise, im Vergleich zum optimistischen Szenario, um einen doppelt so hohen absoluten Betrag zu senken. Dabei wären vor allem Kohlekraftwerke in einer zunehmenden Anzahl an Stunden preissetzend geworden, indem sie Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt hätten.

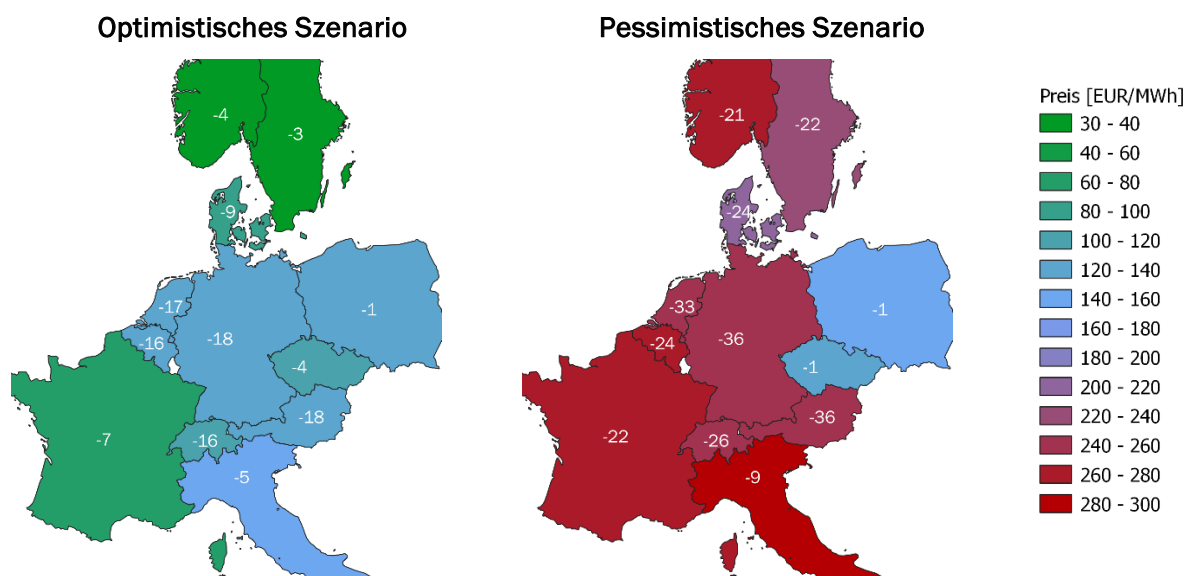


Abbildung 4: Jährliche Durchschnittspreise (Einfärbung) in Deutschland und den Nachbarländern für beide Extremszenarien und Preissenkungen (Zahlenwerte) bei der Umsetzung aller angebotssteigernden Maßnahmen in Deutschland (für das Jahr 2024)

3.3. Szenario mit positiver Entwicklung der Rahmenbedingungen

Die Berechnungen zeigen, dass die zusätzliche Erzeugungskapazität in Deutschland eine Auswirkung auf die erzeugten Strommengen aus verschiedenen Energieträgern gehabt hätte, sowohl für inländische Erzeugung als auch für Erzeugung in den Nachbarländern. Im optimistischen Szenario für das Jahr 2024 wäre kaum Erdgas verstromt worden (außer in der Kraft-Wärme-Kopplung).

Abbildung 5 verdeutlicht, dass ein **ambitionierterer Ausbaupfad für Erneuerbare** für das Jahr 2024 noch keinen großen Unterschied gemacht hätte. Die zusätzliche Erzeugung von etwa 7 TWh hätte im gleichen Maße inländische Braunkohleverstromung und Importe aus dem Ausland ersetzt. Dabei hätte sich die Stromerzeugung aus Kernenergie und Erneuerbaren im Ausland um zusammen 1 TWh reduziert.

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

In Deutschland wäre im optimistischen Szenario insbesondere Braunkohle aus dem Markt gedrängt worden. Dies hätte es für jede zusätzliche Erzeugungseinheit aus Erneuerbaren und Kernenergie ermöglicht, 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.

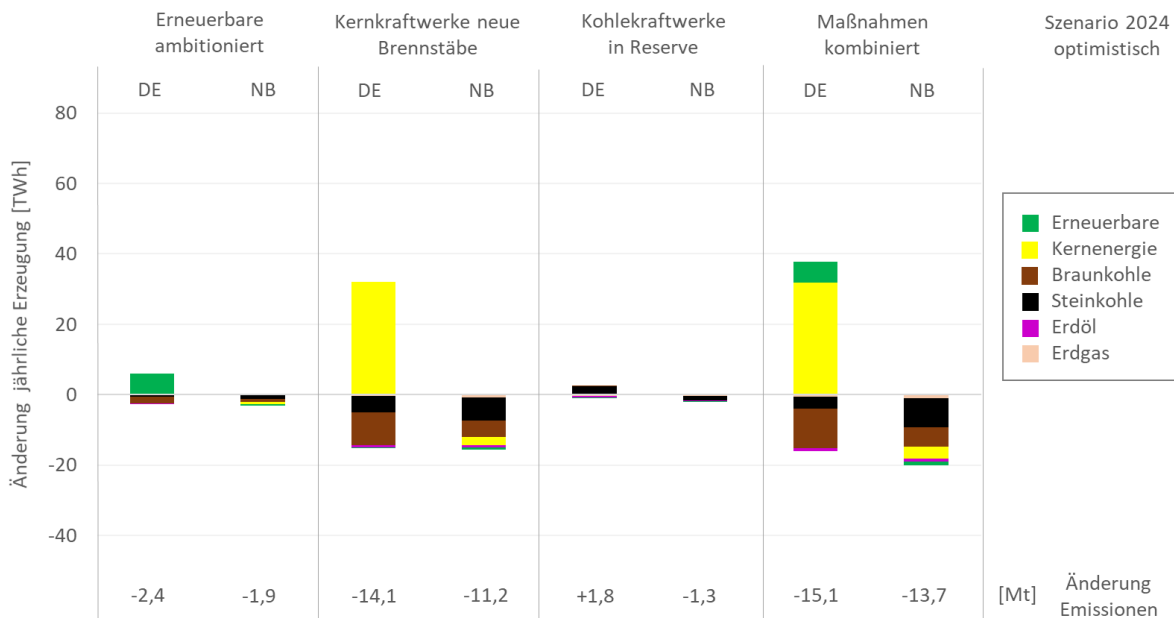


Abbildung 5: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im optimistischen Szenario im Jahr 2024. Basisfall ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

3.4. Szenario mit negativer Entwicklung der Rahmenbedingungen

Im pessimistischen Szenario wurde 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 wäre das Angebot für Importe aus den Nachbarländern begrenzt gewesen und damit sehr teuer. Dies hätte zu mehr Stromerzeugung in Deutschland geführt, die trotz der hohen Rohstoffpreise in größeren Umfang über die Verstromung von Erdgas und Erdöl hätte erzeugt werden müssen.

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

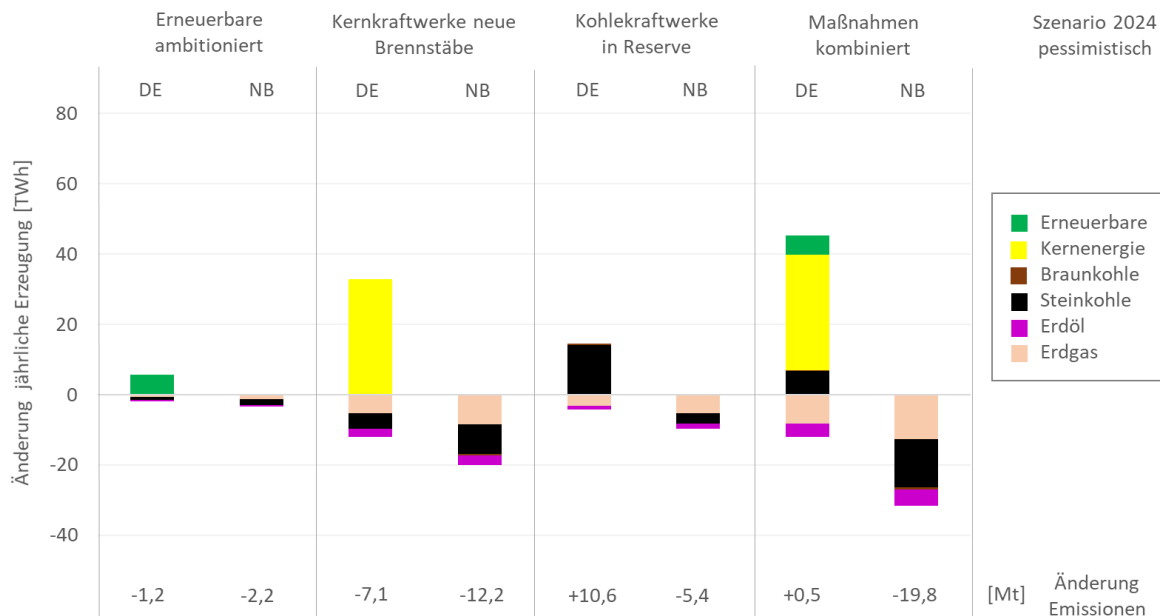


Abbildung 5: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im pessimistischen Szenario im Jahr 2024. Basisfall ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

4. Perspektive auf das Jahr 2027

4.1. Preiseffekte verschiedener Maßnahmen für Deutschland

Im optimistischen Szenario wurde auch im Jahr 2027 eine Nachfrageentwicklung angenommen, die 10% unter den Prognosen aus dem Jahr 2022 liegt. Außerdem unterschieden sich die beiden Szenarien in Tabelle 4 hinsichtlich ihrer Annahmen zur Verfügbarkeit der Erneuerbaren Energien. Weiter wurde für das Jahr 2027 davon ausgegangen, dass sich ein **Preis von 60 EUR/MWh für Erdgas** einstellen würde 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** hätte sich ein stark ausgeweitetes Angebot an Erzeugung und eine geringere Nachfrage eingestellt. Die im Vergleich zu 2024 stark gesunkenen Preise für Erdgas und der Ausbau der Erneuerbaren Energien in den Nachbarländern hätten allgemein zu niedrigeren Strompreisen geführt, selbst bei einem verzögerten Ausbaupfad der Erneuerbaren in Deutschland. Ein ambitionierter Ausbau der Erneuerbaren Energien und zusätzliche Kernkraftwerke in Deutschland hätten in dieser Situation zu starken Preiseffekten geführt, da diese beiden Technologien in einer steigenden Anzahl an Stunden um die verbleibende Stromnachfrage konkurriert hätten und damit preissetzend geworden wären. **In Folge wäre wegen sehr beschränkter und mit entsprechenden Kosten verbundener Flexibilität von Kernkraftwerken in diesem Szenario von vielen Stunden mit negativen Preisen auszugehen gewesen. Zudem wäre Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in dieser Situation teilweise vor Kernkraftwerken verdrängt worden.**

Im **pessimistischen Szenario** mit weniger erneuerbarer Stromerzeugung und höherer Nachfrage wäre der Strompreis vergleichsweise hoch geblieben. **Im Vergleich zu dem Jahr 2024 hätte die Option zusätzlicher Kernkraftwerke aufgrund der geringen Kapazität kaum Potential gehabt, den durchschnittlichen Strompreis zu senken**, da mit dem geringeren Preis für fossiles Gas der Spread zwischen Kohle- und Gaskraftwerken viel geringer gewesen wäre als im Jahr 2024. Zwischen dem ambitionierten und verzögerten Ausbau für Erneuerbare Energien im Jahr 2027 wäre der Unterschied sowohl für die Kapazität als auch für die zusätzlichen Erzeugungsmengen, deutlich größer gewesen als für die Option drei Kernkraftwerke weiterhin zu nutzen. Zusätzliche Kohlekraftwerke führen in beiden Szenarien für das Jahr 2027 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	78,7	86,9	68,3	75,9	78,7	68,2
	pessimistisch	136,6	131,6	134,5	136,5	128,4	131,1	134,1	128,1
			-12,7%	-9,5%	-	-21,4%	-12,7%	-9,5%	-21,5%
			-3,7%	-1,5%	-	-6,0%	-4,0%	-1,8%	-6,2%

4.2. Szenario mit positiver Entwicklung der Rahmenbedingungen

Auch im Jahr 2027 hätten die verschiedenen Maßnahmen zur Angebotssteigerung in Deutschland Auswirkungen auf den Erzeugungsmix, Stromhandel und Emissionen gehabt. 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 hätte in Deutschland ein zusätzliches Potential von 48 TWh geschaffen. Dieses hätte aber, wie in Abbildung 6 zu sehen, nur zu einer Erhöhung der erneuerbaren Erzeugung um 35 TWh geführt, da die restlichen 13 TWh im Strommarkt ohne zusätzliche flexible Nachfrage keinen Abnehmer finden. Ersetzt würden 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.

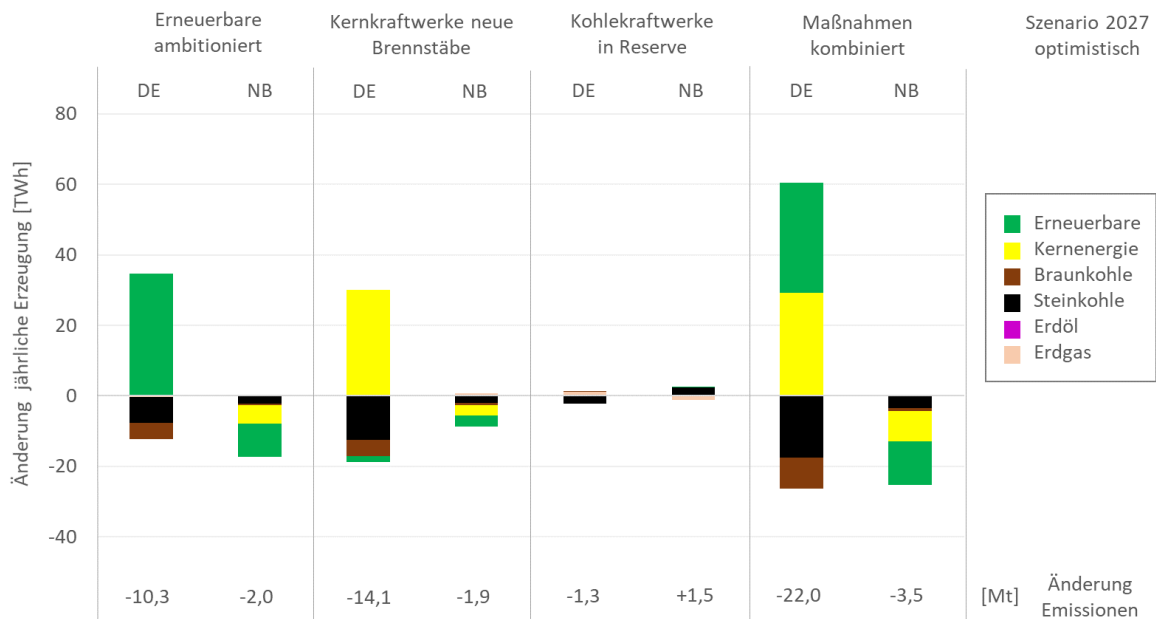


Abbildung 6: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im optimistischen Szenario im Jahr 2027. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

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 hätten, wie in Abbildung 7 zu sehen, genutzt werden können, die Gas- und Kohleverstromung im Inland und in den Nachbarländern zu reduzieren. Im Falle einer ceteris paribus Befolgung des ambitionierten Ausbaupfades für Erneuerbare könnte 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 hätte unter diesen Rahmenbedingungen keinen merklichen Effekt auf Erzeugungsmengen und Preise.

Durch die verzögerte Transformation des europäischen Stromsystems im pessimistischen Szenario 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.

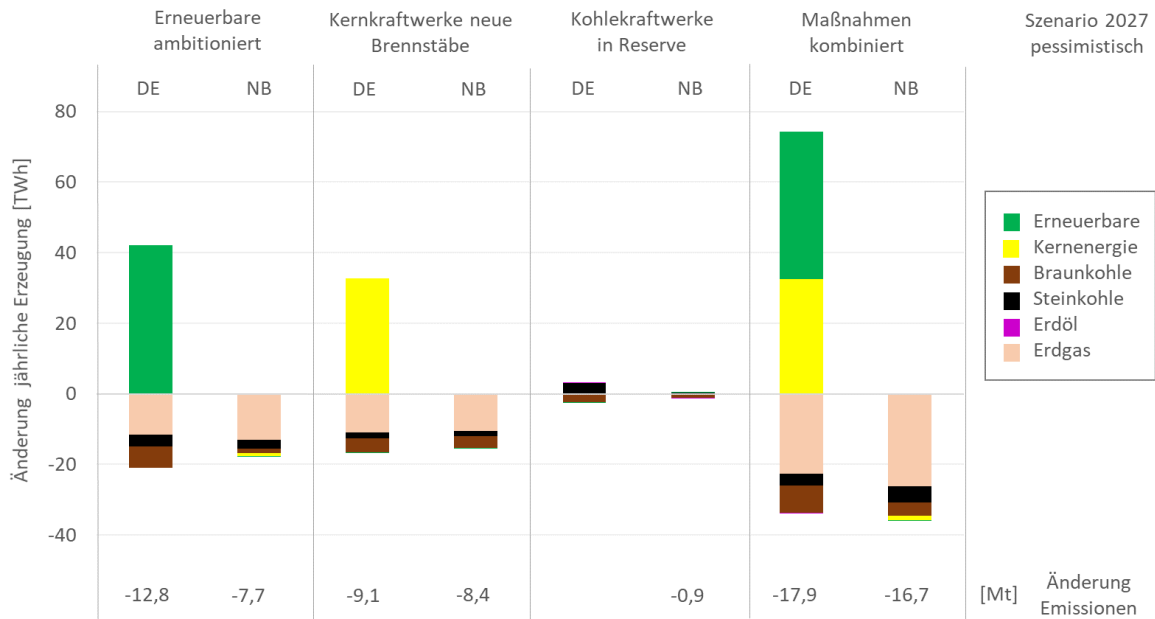


Abbildung 7: Änderung der Erzeugungsmengen in Deutschland (DE) und Nachbarländern (NB) für einzelne und kombinierte deutsche Maßnahmen im pessimistischen Szenario im Jahr 2027. Basis ist ein verzögerter Ausbau von Erneuerbaren und das geplante Abschalten von Kraftwerken

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>

BMWK und BMUV (2022b), Prüfung des Weiterbetriebs von Atomkraftwerken aufgrund des Ukraine-Kriegs, 7. März 2022, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Berlin.

Bundesnetzagentur (2022). Kohleausstieg. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html> (Letzter Aufruf: 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>

Egerer, J., V. Grimm, L.M. Lang, und U. Pfefferer und C. Sölch (2022) Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt. *Wirtschaftsdienst* 102, 846–854. <https://doi.org/10.1007/s10273-022-3310-5>

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> (Letzter Aufruf: 04.10.2022)

Mier, M. (2022), Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst 75 (9), 20–26.

SVR (2022), Energiekrise solidarisch bewältigen, neue Realität gestalten, Jahresgutachten des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden. https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_Gesamtausgabe.pdf

TÜV Süd (2022), Brief an das Bayerische Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz zur Bewertung der konkreten erforderlichen technischen Maßnahmen für einen Weiterbetrieb des KKI 2 bzw. eine Wiederinbetriebnahme des Blocks C des KRB II, 7. April.

An der Kurzstudie beteiligte Wissenschaftler*innen:

Dr. Jonas Egerer – Akademischer Rat am Energy Systems and Market Design Lab, Technische Universität Nürnberg (UTN)

Prof. Dr. Veronika Grimm – Professorin für Energy Systems and Market Design, Technische Universität Nürnberg (UTN) und Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung sowie in der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

Lukas Lang – Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energy Systems and Market Design Lab, Technische Universität Nürnberg (UTN)

Ulrike Pfefferer - Wissenschaftliche Mitarbeiterin am Energy Systems and Market Design Lab, Technische Universität Nürnberg (UTN)

Dr. Christian Sölch – Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Energy Systems and Market Design Lab, Technische Universität Nürnberg (UTN) und in der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring

Kontakt

Prof. Dr. Veronika Grimm
Technische Universität Nürnberg (UTN)
Energy Systems and Market Design Lab
Ulmenstr. 52i
90443 Nürnberg

Kontakt:

Prof. Dr. Veronika Grimm
E-Mail: veronika.grimm@utn.de
Internet: <https://www.utn.de/person/prof-veronika-grimm/>