

## **Stellungnahme**

**Beitrag zum 2. Untersuchungsausschuss der 20. Wahlperiode**

-

**Sachverständigenanhörung zur Entscheidung des Streckbetriebs  
der verbleibenden Atomkraftwerke im Winter 2022/2023**

Prof. Dr. Claudia Kemfert

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)

Mohrenstraße 58

10117 Berlin

Berlin, den 31. Oktober 2024

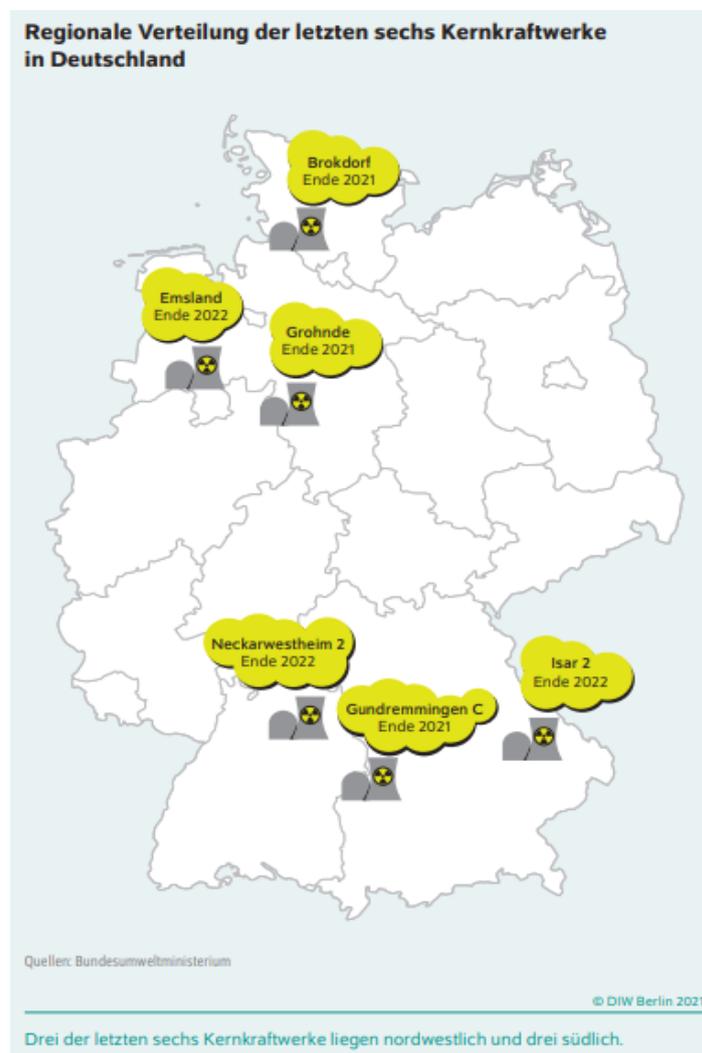
# Inhalt

<b>1</b>	<b>Einordnung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Ex-post-Analysen: Keine signifikanten Auswirkungen auf das Stromsystem durch den Atomausstieg beobachtet</b> .....	<b>2</b>
2.1	Strompreise stiegen nach Atomausstieg nicht, sondern sanken .....	2
2.2	Netze blieben nach Atomausstieg stabil .....	6
2.3	Ausreichend Kapazitäten vorhanden – Europäischer Stromhandel hilft .....	6
2.4	Die CO <sub>2</sub> -Emissionen sind im Jahr der Stilllegung der Atomkraftwerke gesunken....	7
<b>3</b>	<b>Ex-ante-Studien haben Auswirkungen des Atomausstiegs als unkritisch eingeordnet</b> .....	<b>7</b>
3.1	Netze und Kapazitäten ausreichend .....	7
3.2	Ex-ante-Studien schätzten den Anstieg der Strompreise auf ca. 10€/MWh .....	9
3.3	Ex-ante-Studie aus April 2022 analysierte, wie ein Atomausstieg trotz Erdgaslieferengpässe durchführbar ist .....	9
<b>4</b>	<b>Fazit: Abschaltung der Kernkraftwerke war gerechtfertigt, Versorgungssicherheit war jederzeit gewährleistet, weder Strompreise noch Emissionen sind gestiegen</b> .....	<b>12</b>
<b>5</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>13</b>

# 1 Einordnung

Der Deutsche Bundestag entschied nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima in Japan am 30.06.2011, dass dies auch einen Einschnitt für die friedliche Nutzung der Kernenergie in Deutschland zu bedeuten hat und definierte unter anderem die Berechtigung zum Leistungsbetrieb der verbliebenen Atomkraftwerke neu (Deutscher Bundestag 2011; Wealer et al. 2021). So wurden acht Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von über 7,5 GW direkt in 2011 stillgelegt. Danach wurden bis 2019 stufenweise drei weitere Kernkraftwerke mit einer Kapazität von knapp 4 GW stillgelegt.

Es war hierbei geplant, dass die letzten sechs Kernkraftwerke zwischen dem 31.12.2021 (Grohnde, Grundremmingen C und Brokdorf) und dem 31.12.2022 (Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2) ihren Leistungsbetrieb einstellen (Abbildung 1).



**Abbildung 1: Standorte der letzten sechs Atomkraftwerke in Deutschland**

Quelle: Kendziorski et al. (2021, 770)

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine im Jahre 2022 und die vertragswidrige Einstellung der russischen Gaslieferungen nach Deutschland führten zu Turbulenzen auf den Energiemärkten. In dieser Krisensituation stellte sich die Frage, ob ein sogenannter Streckbetrieb für den Winter 2022/2023 der

letzten drei deutschen Atomkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland (ca. 4 GW) zu einer Reduktion der Importabhängigkeit und Erhöhung der Versorgungssicherheit führen würde.

Im 2. Untersuchungsausschuss der 20. Wahlperiode sind Fragen zu drei Themen gestellt worden. Im Folgenden werden die Fragen beantwortet, die sich mit der energiewirtschaftlichen Analyse nach Kriegsbeginn im Februar 2022 beschäftigen. Insbesondere wird die Entscheidung in Bezug auf den Streckbetrieb der letzten drei Atomkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland untersucht. Hierbei werden Einschätzungen aus vorhandenen Studien zu den Auswirkungen eines Streckbetriebs vor dem Winter 2022/23 (ex-ante) mit den tatsächlich eingetretenen Auswirkungen (Ex-post-Analyse) gegenübergestellt.

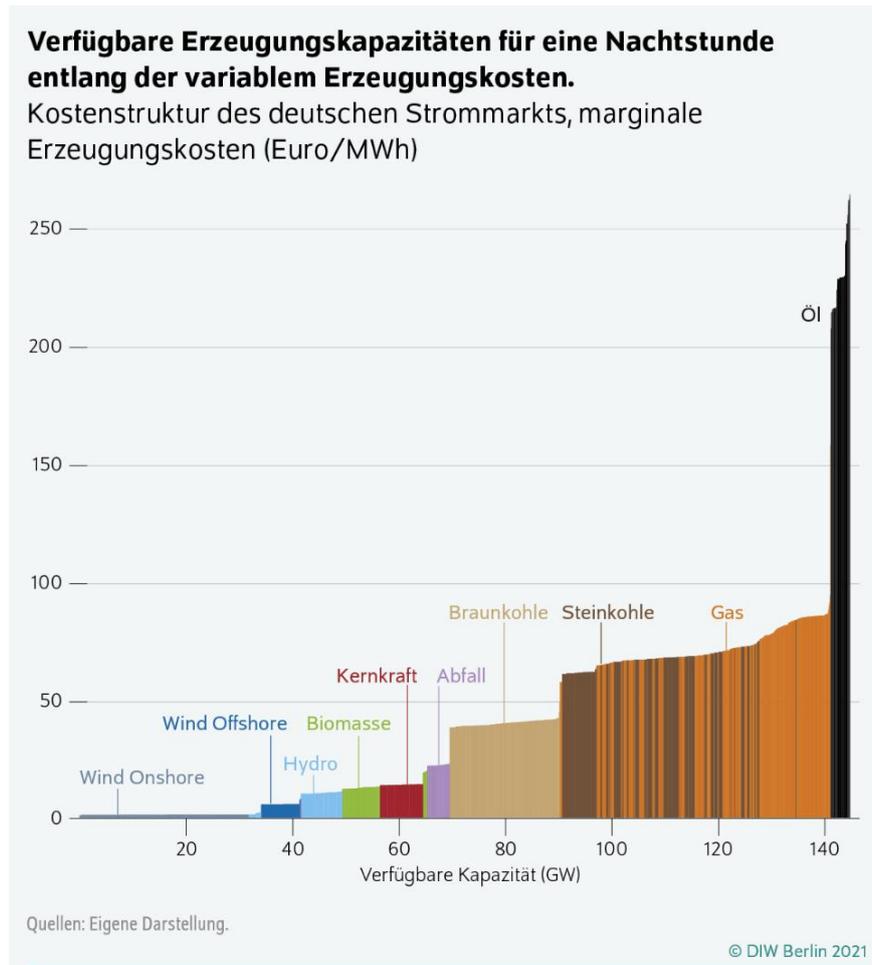
Wir beziehen uns hierbei auf veröffentlichte Ex-ante-Studien, insb. Kendziorzski et al. (2021), Hauenstein et al. (2022) und die Ex-post-Betrachtungen von Kendziorzski et al. (2024). Diese Arbeiten sind auch in Journal-Aufsätze eingeflossen wie Weinhold and Mieth (2021), Kendziorzski et al. (2022) und Wiebrow (Forthcoming). Die vor dem Inkrafttreten des Streckbetriebs erstellten Ex-ante-Studien schätzten die Auswirkungen des Streckbetriebs als gering ein. Dies ist rückblickend genau so passiert – die Netze waren stabil, Stromerzeugungskapazitäten waren ausreichend vorhanden und die CO<sub>2</sub>-Emissionen waren in 2023 sogar rückläufig.

Unabhängig von der Energiekrise stellt die Atomenergie keine nachhaltige Energieform dar. Alle grundsätzlichen Probleme (Sicherheitsrisiken, ungelöste Endlagerfrage, fehlende Wirtschaftlichkeit und fehlende Passfähigkeit mit einem auf erneuerbaren Energien basierten System) bestehen unverändert fort. Um die Energie- und Klimakrise zu überwinden, ist ein massiver und beschleunigter Zubau an Photovoltaik- und Windenergieanlagen erforderlich.

## **2 Ex-post-Analysen: Keine signifikanten Auswirkungen auf das Stromsystem durch den Atomausstieg beobachtet**

### **2.1 Strompreise stiegen nach Atomausstieg nicht, sondern sanken**

Der Strompreis wird an der Strombörse nach dem Preisbildungsmechanismus der „Merit Order“ (Englisch) oder „Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit“ (Deutsch) gebildet und an der Strombörse zu 20% der vorhandenen produzierten Menge gehandelt. Die übrigen 80% werden außerbörslich über langfristige Lieferverträge zwischen Versorgern und Stromerzeugern abgewickelt (Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag 2022). Die Merit-Order ist die Reihenfolge, nach der Kraftwerke je nach ihren Grenzkosten zur Stromerzeugung in den Markt kommen: Die günstigsten Kraftwerke (meist erneuerbare Energien) decken zuerst die Nachfrage, gefolgt von teureren Kraftwerken wie Kohle oder Gas (Abbildung 2). Diese Reihenfolge bestimmt den Strompreis, da das teuerste zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk den Marktpreis festlegt.

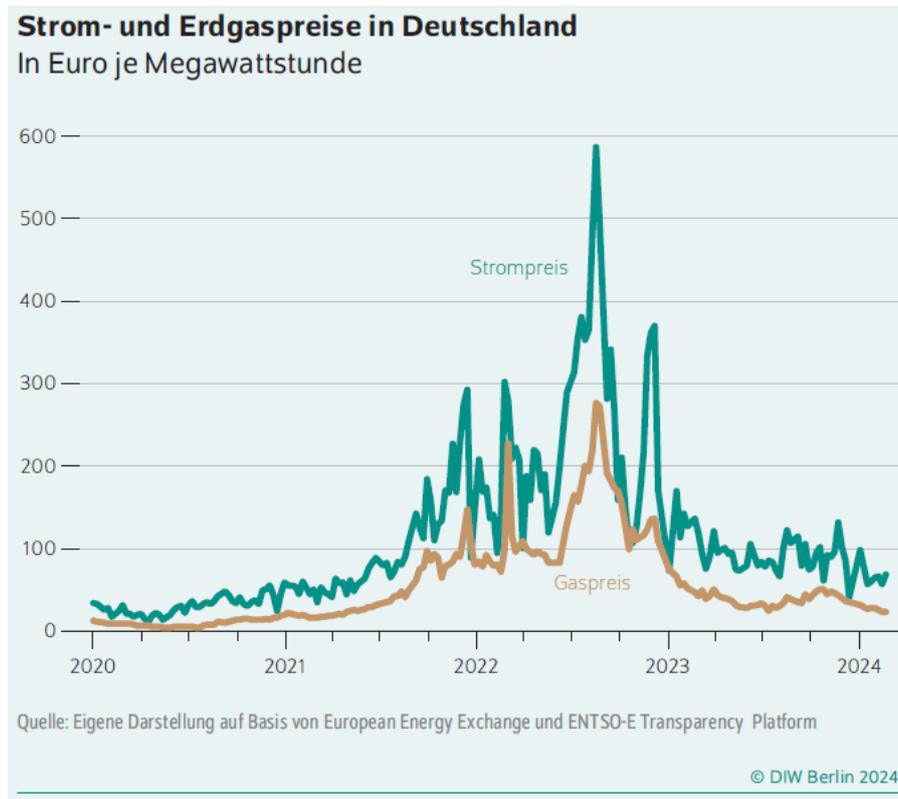


**Abbildung 2: Merit-Order des deutschen Strommarkts**

Quelle: Kendzioriski et al. (2021)

Wenn ein Gaskraftwerk den Preis setzt, dann erhalten alle Kraftwerke links vom Gaskraftwerk in der Merit-Order den gleichen Strompreis, den auch das letzte Gaskraftwerk erhält. Durch den Wegfall der Kernkraftwerke kommt es nur dann zu einer signifikanten Erhöhung der Strompreise, wenn dadurch signifikant teurere Gas- oder Ölkraftwerke das preissetzende Kraftwerk sind. Durch die Überführung von Kohlekraftwerken in die Reserve konnten jedoch zusätzliche Kapazitäten am Markt gehalten und der Wegfall der Kernkraftwerke kompensiert werden. Dies führte dazu, dass die Stromkosten nicht stark stiegen. Die Day-Ahead-Strompreise<sup>1</sup> sanken sogar trotz der Stilllegung der verbleibenden drei Kernkraftwerke Emsland, Neckarwestheim 2 and Isar 2 am 15. April 2023 (siehe Abbildung 3).

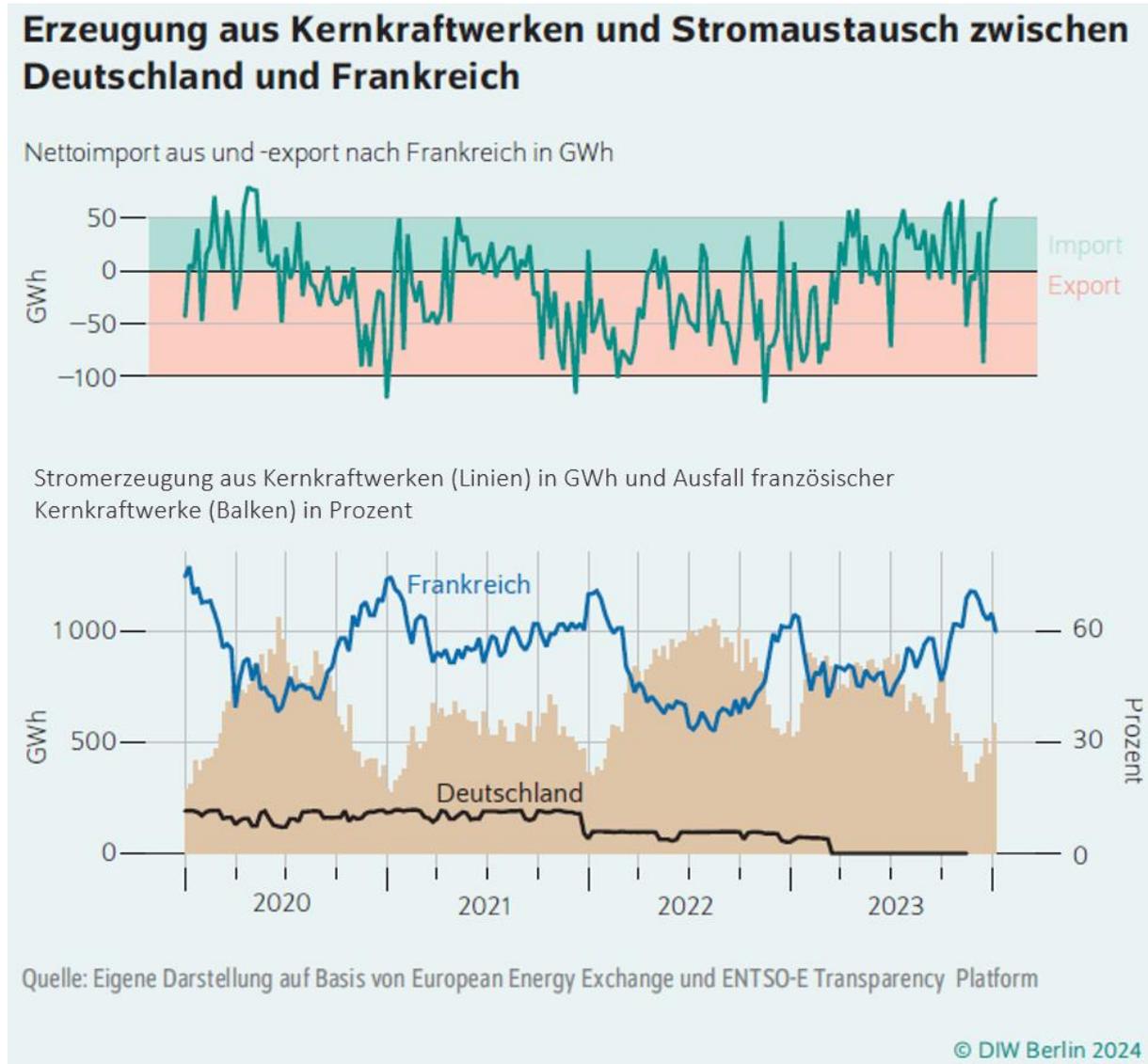
<sup>1</sup> Die Day-Ahead-Strompreise beziehen sich auf den Großhandelsmarktpreis für Strom, der am Vortag für jede Stunde des folgenden Tages festgelegt wird. Dieser Preis bildet die Grundlage für die kurzfristige Stromversorgung und wird durch Angebot und Nachfrage bestimmt.



**Abbildung 3: Historische Strom- und Gasmarktpreise**

Quelle: Kendzioriski et al. (2024, 269)

Grund für die hohen Strompreise in 2022 und 2023, also vor dem Atomausstieg in Deutschland, waren unter anderem die Ausfälle der französischen Atomkraftwerke. Im Sommer 2022 war zwischenzeitlich über die Hälfte der französischen Kernkraftwerke wegen Wartungsarbeiten, Korrosionsproblemen und zu niedrigen Flusspegelständen nicht am Netz (Abbildung 4, Schneider et al. 2023). Dies könnte in Zukunft ein verstärktes Problem werden.



**Abbildung 4: Erzeugung aus Kernkraftwerken und Stromaustausch zwischen Deutschland und Frankreich**

Quelle: Kendziorski et al. (2024, 271)

Deutschland exportierte daher Strom nach Frankreich, was zu einer höheren Stromnachfrage und damit zu einem Strompreisanstieg führte. Der Strompreisanstieg lässt sich wieder durch die Merit-Order in Abbildung 2 erklären. Dadurch, dass durch den Export nach Frankreich mehr Strom in Deutschland produziert werden musste, kamen immer teurere Kraftwerke zum Einsatz, um den Bedarf zu decken. Da das teuerste Kraftwerk den Strompreis festlegt, steigt der Preis mit den teureren Kraftwerken. Seitdem Frankreich wieder ausreichend Eigenproduktion hatte, sanken die Strompreise wieder. Bei einer inflationsbereinigten Betrachtung der Strompreise liegt der Strompreis aktuell leicht über dem Vorkriegsniveau in 2021 und damit in etwa auf dem Niveau von Werten zwischen 2006 und Ende 2008 (Fraunhofer ISE 2024a).

## **2.2 Netze blieben nach Atomausstieg stabil**

Die Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke im vergangenen Jahr führte nicht zu Instabilitäten im Stromnetz. Die notwendigen Netzanpassungsmaßnahmen (Redispatch<sup>2</sup>) stiegen um 50% gegenüber 2021 an, da der Ausbau der erneuerbaren Energien zunahm. Im Jahr 2021 betrug die Menge der Netzanpassungsmaßnahmen rund 21,5 TWh und wuchs 2022 und 2023 auf 32,5 TWh und 33,1 TWh an. Dies entspricht etwa 5% des deutschen Stromverbrauchs (BNetzA 2024). Trotz der gestiegenen Redispatchmaßnahmen sanken die Kosten für die Redispatchmaßnahmen von ca. 4 Mrd. € auf 3 Mrd. € in 2023<sup>3</sup>. In dem aktuellen Quartalsbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) sanken die Netzanpassungsmaßnahmen wieder um 12% gegenüber dem Vorjahresquartal (BNetzA 2024).

## **2.3 Ausreichend Kapazitäten vorhanden – Europäischer Stromhandel hilft**

Der Europäische Stromhandel stabilisiert zusätzlich das deutsche Stromsystem. Während Deutschland in 2022 Strom noch nach Frankreich exportierte, bezieht Deutschland aktuell mehr Strom als es exportiert. Davon ist bereits ca. die Hälfte des importierten Stroms aus erneuerbaren Energien (Agora Energiewende 2024). Aber auch ohne den Import von günstigerem Strom wären ausreichend Kapazitäten in Deutschland vorhanden, um den Bedarf zu decken. Eine Mischung aus Steinkohle-, Braunkohle-, Erdgas-, Erdöl- und Biomassekraftwerken in Kombination mit Pumpspeichern ist in der Lage, die Last zu decken, wenn die erneuerbaren Energien nur minimal einspeisen (Abbildung 5).

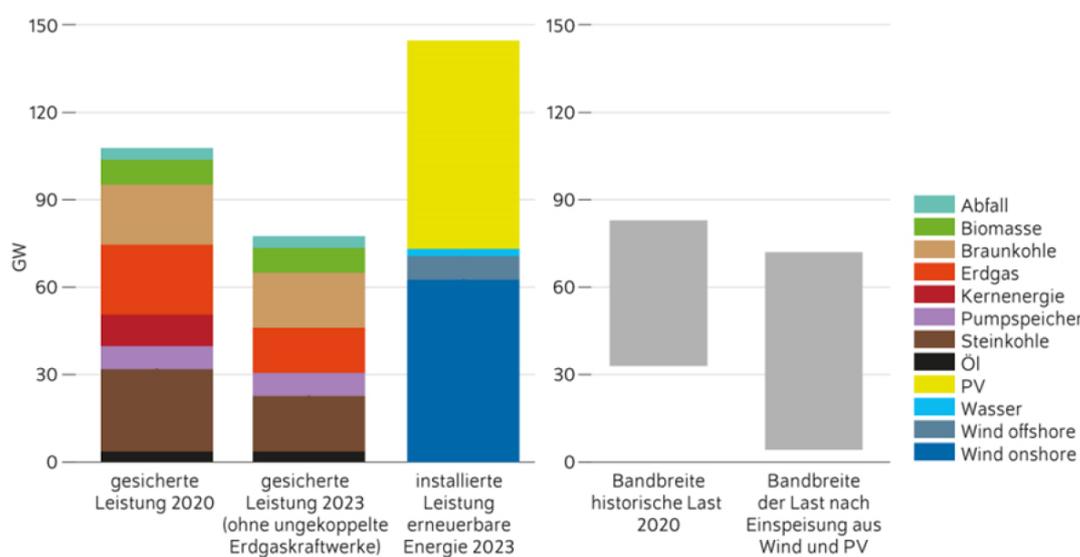
---

<sup>2</sup> Beim Redispatch werden einzelne Kraftwerke entgegen den vorher vereinbarten Erzeugungsplänen herunter- oder angefahren.

<sup>3</sup> Die durch Anpassungsmaßnahmen in Form von Redispatch angefallenen Kosten werden durch Netzentgelte auf die Haushalte umgelegt. Das Abschalten der Atomkraftwerke und der Ausbau der erneuerbaren Energien führten zu zusätzlichen Anpassungsmaßnahmen und somit zu einem moderaten Anstieg der Netzentgelte von 7,8 Cent je kWh im Jahr 2021 auf 8,08 Cent je kWh in 2022 und auf 9,52 Cent je kWh im Jahr 2023. Ein größerer Preiseffekt ist jedoch im Bereich der Strombeschaffungskosten zu verzeichnen. Im Jahr 2022 zahlten private Haushalte im Durchschnitt 16,97 Cent je kWh für die Beschaffung und den Vertrieb von Strom. Im Vergleich dazu lag der durchschnittlich gezahlte Preis für Beschaffung und Vertrieb im Jahr 2021 lediglich bei 7,93 Cent je kWh. Die Zahlen basieren auf der BDEW-Strompreisanalyse .

## Kraftwerksleistung im Jahr 2020 und im Jahr 2023 sowie die Last (gesamt, und nach Einspeisung von Wind und Photovoltaik) in Deutschland

in Gigawatt



Anmerkung: Auch die ungekoppelten Gaskapazitäten stehen 2023 noch zur Verfügung, sind hier jedoch für 2023 nicht mit abgebildet, um die ausreichende Menge an gesicherter Leistung auch ohne diese Anlagen zu verdeutlichen. Die Stein- und Braunkohlekapazitäten für das Jahr 2023 beinhalten die entsprechenden Kapazitäten in der Netzreserve beziehungsweise Sicherheitsbereitschaft.

Quelle: Eigene Berechnungen mit Daten der Bundesnetzagentur.

© DIW Berlin 2022

**Abbildung 5: Kraftwerksleistung im Jahr 2020 und im Jahr 2023 sowie die Last (gesamt, und nach Einspeisung von Wind und Photovoltaik) in Deutschland**

Quelle: Hauenstein et al. (2022, 6)

## 2.4 Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind im Jahr der Stilllegung der Atomkraftwerke gesunken

Enervis (2024) stellte fest, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in 2023 um 24% (50 Millionen Tonnen) zurückgingen. Grund für die gesunkenen Emissionen waren die gestiegenen Strommengen aus den Erneuerbaren Energien und erhöhte Stromimporte aus dem Ausland.

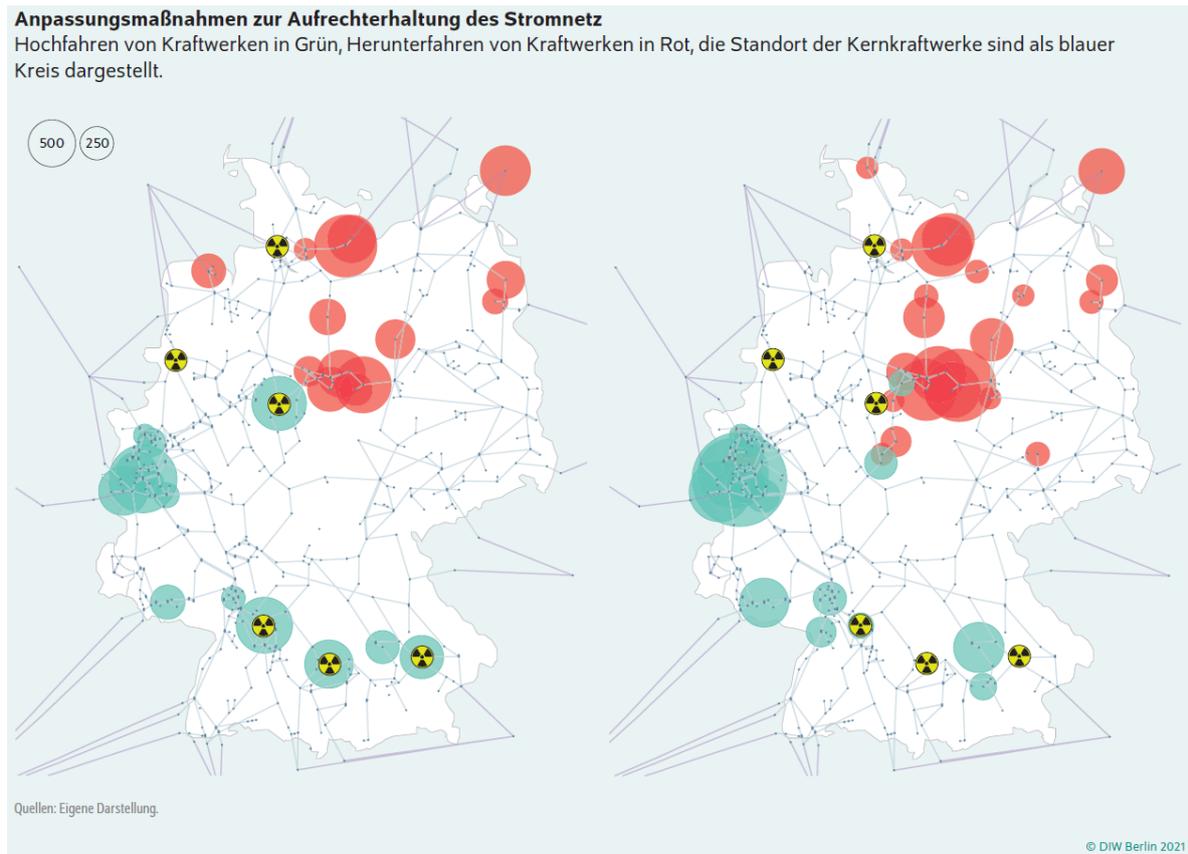
## 3 Ex-ante-Studien haben Auswirkungen des Atomausstiegs als unkritisch eingeordnet

Bereits vor Beschluss des Streckbetriebs der verbleibenden drei Atommeiler war erkennbar, dass das deutsche und das europäische Stromsystem auf einen Atomausstieg gut vorbereitet sind.

### 3.1 Netze und Kapazitäten ausreichend

Modellrechnungen, die die Stilllegung der letzten Kernkraftwerke untersuchten, legten nahe, dass es zu geringen Netz- oder Kapazitätsengpässen kommen würde. Die Redispatchmaßnahmen würden durch die Stilllegung minimal ansteigen. Zudem ergaben die Modellierungen, dass die Stilllegung der letzten Atomkraftwerke nichts an den strukturellen Engpassproblemen im Übertragungsnetz ändern würde (Abbildung 6). Die Stromerzeugung im Norden und Nordosten müsste weiterhin häufiger abgeregelt

werden, während durch Kraftwerke im Süden und Westen zusätzliche Engpassleistung bereitgestellt werden müsste (Kendzioriski et al. 2021).



**Abbildung 6: Modellerte Anpassungsmaßnahmen im deutschen Stromsystem – links mit Kernkraftwerken, rechts ohne Kernkraftwerke**

Quelle: Kendzioriski et al. (2021, 772)

Diese Einschätzung wurde auch von den Übertragungsnetzbetreibern geteilt. In einem Stresstest für den Winter 2022/2023 untersuchten die vier Netzbetreiber, wie sich ein Streckbetrieb der drei Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 auf die Gasverstromung, die Netzsicherheit und die Lastdeckung auswirken würde. Der Stresstest (mittleres Szenario) zeigte, dass die Kernkraftwerke bis zum Frühjahr 2023 4,7 TWh Strom einspeisen könnten, dies aber nur teilweise die Gasverstromung reduzierte (in Deutschland um 0,9 TWh<sub>el</sub>, im Rest Europas um 1,5 TWh<sub>el</sub>), da auch Kohleverstromung verdrängt würde (50Hertz et al. 2022). Eine substantielle Linderung einer eventuellen Gasmangellage wäre durch den Streckbetrieb nicht zu erwarten gewesen. Auch würde der Streckbetrieb nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Netzsicherheit leisten können, da der Auslands-Redispatch-Bedarf nur um 0,5 GW reduziert würde. Die Netzbetreiber bilanzierten, dass der Redispatch-Bedarf auch bei einem Streckbetrieb „kritisch“ bliebe.

Zudem konnten Untersuchungen aus 2022 aufzeigen, dass ausreichend gesicherte Leistung für Deutschland zur Verfügung steht und notfalls auch ohne Importe und minimaler Erneuerbaren Einspeisung die Last decken kann (Hauenstein et al. 2022). Auch ohne die ungekoppelten Erdgaskraftwerke und trotz Abschaltung der letzten Kernkraftwerke war ersichtlich, dass zu jeder Zeit

ausreichende Kapazitäten vorlägen, um die Nachfrage in 2023 zu decken. Daher war für 2023 keine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zu befürchten.

### **3.2 Ex-ante-Studien schätzten den Anstieg der Strompreise auf ca. 10€/MWh**

Auch mögliche Auswirkungen eines Streckbetriebs auf die Strompreise wurden vorab diskutiert. Vermutlich würde ein Streckbetrieb der drei Kernkraftwerke bis ins Frühjahr 2023 die Großhandelspreise nur um 0,5 bis 0,8% senken (Herold 2022). Modellierungen, die eine darüberhinausgehende Laufzeitverlängerung annehmen, schätzten die Preiseffekte für 2023/2024 entsprechend höher ein. Insgesamt war in den Modellierungsergebnissen eine Strompreiserhöhung in Folge des Atomausstiegs von ca. 10€/MWh Konsens (Wiebrow (Forthcoming): 11€/MWh, Egerer et al. (2022): 5-20€/MWh, Mier (2022): 6-8€/MWh, Glynos und Scharf (2024): 9€/MWh).

### **3.3 Ex-ante-Studie aus April 2022 analysierte, wie ein Atomausstieg trotz Erdgaslieferengpässe durchführbar ist**

Das DIW Berlin entwickelte in 2022 Szenarien, wie die Erdgasversorgung in Deutschland bei einem drohenden Lieferstopp aus Russland bei gleichzeitigem Atomausstieg kompensiert werden könnte (Holz et al. 2022). Neben Importen aus anderen Erdgaslieferungen wurde dabei auf Einsparungen gesetzt. Insbesondere bei der Stromerzeugung wurde von einem großen Einsparpotential von Erdgas durch eine erhöhte Stromerzeugung aus anderen Quellen ausgegangen. Im Szenario mit den stärksten kurzfristigen Einsparungen von Erdgas im Stromsektor ergaben sich etwa 43 TWh<sub>el</sub>, was etwa 45% der Stromerzeugung aus Erdgas entsprach (Vergleichsjahr 2020)<sup>4</sup>, für die Ersatzkapazitäten gefunden werden müssten. Dies beinhaltete hauptsächlich den Ersatz der ungekoppelten Stromerzeugung (Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung) aus Erdgas der öffentlichen Versorgung sowie etwa 40% der ungekoppelten Stromerzeugung aus Industrieanlagen.<sup>5</sup>

Im Folgenden werden die Veränderungen des Strommixes dargestellt, wie sie aus dem Wegfall der Erdgasverstromung abgeschätzt wurden. Als Vergleichsjahr diente das Jahr 2020. Betrachtet wurde das Jahr 2023, für das der größte Anteil an Ersatzerzeugung aus Kohle anzunehmen war, da durch die Abschaltung der Kernkraftwerke 64 TWh Stromerzeugung im Vergleich zu 2020 wegfallen (Abbildung 7). Davon entfällt etwa die Hälfte auf den Jahreswechsel von 2022/2023. Zeitgleich wird von einem Zubau der Erneuerbaren von Photovoltaik auf 71,5 GW sowie Wind an Land auf 62,5 GW bis Ende Juni 2023 ausgegangen (BMWK 2022). Da die Erzeugung aus diesen Stromquellen auch abhängig vom Wetterjahr ist, wurde die zu erwartende Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien auf Basis der historischen Wetterjahre 1980 bis 2019 analysiert (Pfenninger and Staffell 2016). Es war eine Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen und Wind auf See von ungefähr 184 TWh zu erwarten (153 TWh in 2020). Plausible Abweichungen wurden mit circa 15 TWh nach unten beziehungsweise 17 TWh nach

---

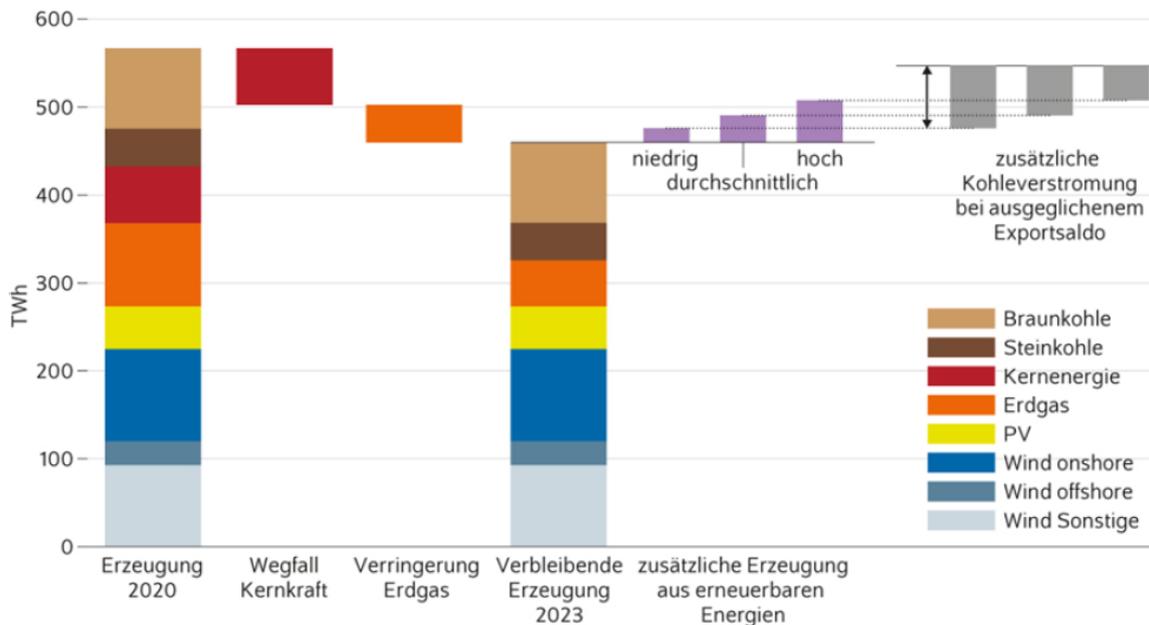
<sup>4</sup> Die Bruttostromerzeugung aus Erdgas erreicht mit 95 TWh im Jahr 2020 den höchsten Wert für den Zeitraum 2010-2021. Vergleiche AG Energiebilanzen: Auswertungstabellen.

<sup>5</sup> Bei mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen ist das Einsparpotential aufgrund des weiterhin bestehenden Bedarfs der Wärmebereitstellung geringer. Hier wird von einem Reduktionspotential der erdgasbasierten Stromerzeugung von 10% in KWK-Anlagen der öffentlichen Versorger ausgegangen sowie 40% bei Industrie-KWK-Anlagen.

oben bewertet. Die zu erwartende zusätzliche Erzeugung aus Kohlkraftwerken bei maximalen Einsparungen von Erdgas lag im Jahr 2023 ungefähr zwischen 41 TWh und 73 TWh.<sup>6</sup> Dies stellt die unter den angegebenen Bedingungen als plausibel betrachtete Spannweite der Stromerzeugung aus Kohle dar. Die tatsächliche Stromerzeugung im Jahr 2023 wurde neben dem Ausbau und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Entwicklung der Stromnachfrage auch durch die Entwicklung der Preise der Brennstoffe (inklusive des Preises für Erdgas) und für CO<sub>2</sub>-Zertifikate beeinflusst.<sup>7</sup>

### Zusätzliche Stromproduktion aus Erneuerbaren und Kohle für das Jahr 2023

In Terawattstunden



Quelle: Eigene Darstellung mit Daten der AG Energiebilanzen.

© DIW Berlin 2022

### Abbildung 7: Abschätzung aus 2022 für die Stromproduktion in 2023

Quelle: Hauenstein et al. (2022, 4)

Die Abschätzungen ergaben, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus Kohle in Deutschland durch eine erhöhte Auslastung der in Betrieb befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie durch zusätzliche Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken in der Netzreserve und Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft gewährleistet wird. Es wurde empfohlen, an den für 2022 geplanten Kohlekraftwerksabschaltungen festzuhalten. Zur Absicherung der Stromversorgung im Jahr 2023

<sup>6</sup> Vereinfachend wird hier von einem ausgeglichenen Exportsaldo ausgegangen. In Summe ergibt sich eine Gesamtstromerzeugung aus Kohle von etwa 175 bis 207 TWh im Jahr 2023. Sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien langsamer erfolgen als erwartet oder der Verbrauch höher liegen als hier angenommen beziehungsweise für den Export von Strom in europäische Nachbarländer, ließe sich die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken in Betrieb sowie aus der Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft auf bis zu etwa 220 TWh steigern (ohne Rückholung von 2021 stillgelegten Kraftwerken). Vergleiche BDEW (2022): Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland.

<sup>7</sup> Diese Analyse beschränkt sich auf den deutschen Stromsektor und bezieht mögliche Entwicklungen im Stromsektor europäischer Nachbarländer nicht mit ein. Diese werden unter anderem in den folgenden Veröffentlichungen detailliert dargestellt: Karlo Hainsch et al. (2020): Make the European Green Deal Real – Combining Climate Neutrality and Economic Recovery. *Politikberatung Kompakt* 153. DIW Berlin (<https://hdl.handle.net/10419/222849>) sowie Mario Kendzioriski et al. (2021): 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. *Politikberatung Kompakt* 167. DIW Berlin (<https://hdl.handle.net/10419/236742>).

sollten jedoch die in diesem Jahr zur Stilllegung vorgesehenen Steinkohlekraftwerke vorübergehend als Reserve vorgehalten werden sowie die sich schon in der Reserve befindlichen Steinkohleblöcke in dieser verbleiben. Zudem sollten die in diesem Jahr zur Stilllegung vorgesehenen Blöcke des Braunkohlekraftwerks Neurath vorübergehend in die Sicherheitsbereitschaft aufgenommen werden. Außerdem sollten die schon in der Sicherheitsbereitschaft befindlichen Braunkohleblöcke für einen begrenzten Zeitraum, etwa bis Ende des Winters 2023/2024, zur weiteren Absicherung in der Sicherheitsbereitschaft verbleiben. Es wurde geschätzt, dass Braunkohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft voraussichtlich einen begrenzten Beitrag zur Stromproduktion insbesondere im Winterhalbjahr leisten könnten. Der Beitrag der Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft (Versorgungsreserve) fiel mit knapp 4 TWh für den Winter 2022/2023 dann tatsächlich gering aus (Abbildung 8).

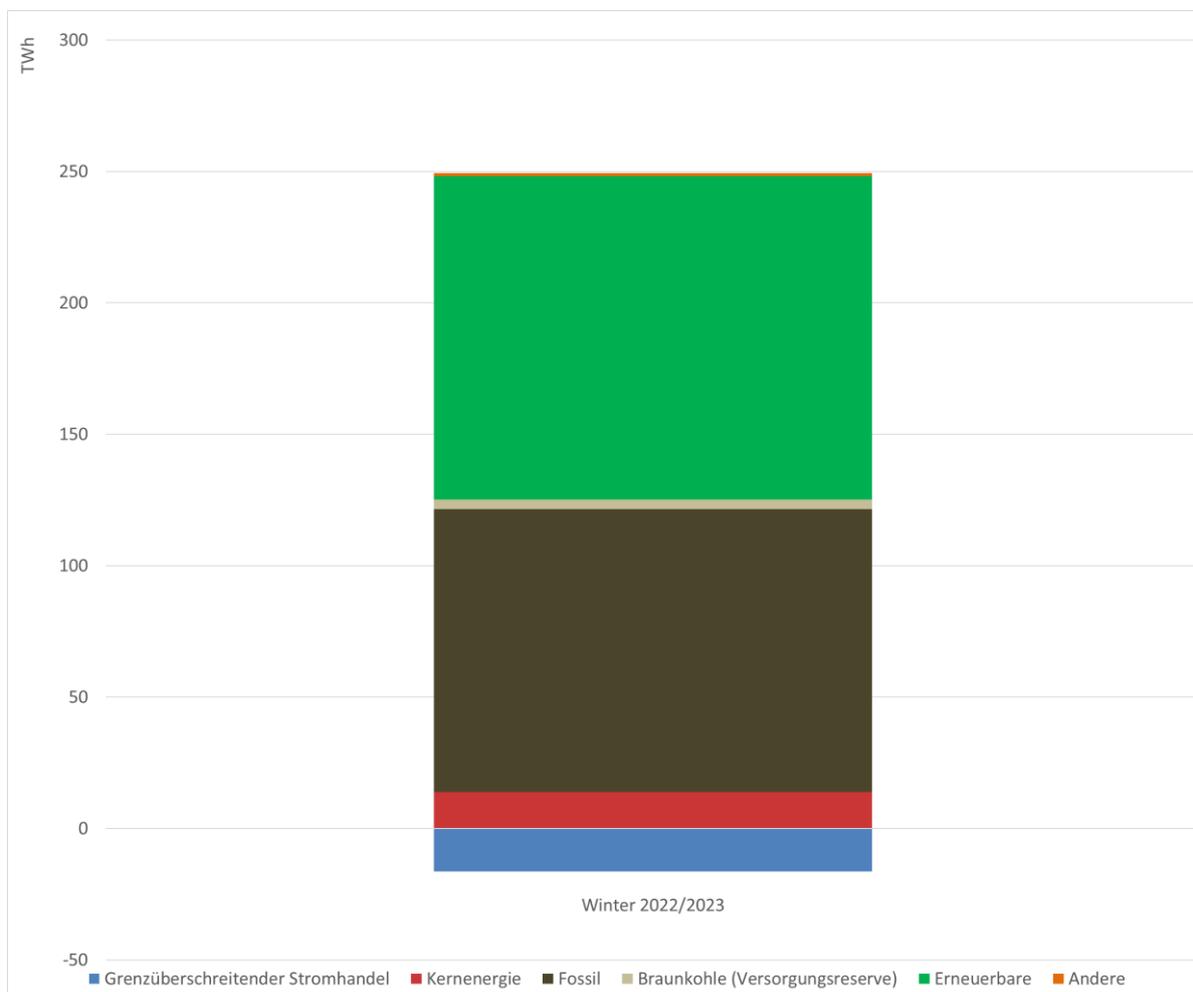


Abbildung 8: Öffentliche Nettostromerzeugung deutscher Kraftwerke im Winter 2022/2023

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten vom Fraunhofer ISE (2024b)

## **4 Fazit: Abschaltung der Kernkraftwerke war gerechtfertigt, Versorgungssicherheit war jederzeit gewährleistet, weder Strompreise noch Emissionen sind gestiegen**

Die vorhandenen Studien zu den energiewirtschaftlichen Effekten des Streckbetriebs bzw. Atomausstiegs im Vorfeld der Entscheidung Ende 2022 schätzten die Auswirkungen rückblickend akkurat ein. Ein über das Frühjahr 2023 hinausgehender Weiterbetrieb von Kernkraftwerken, inklusive der Beschaffung neuer Brennstäbe, war für die Sicherheit der Stromversorgung nicht notwendig, aus energieökonomischer Sicht unnötig sowie kontraproduktiv und wurde daher nicht umgesetzt. Stattdessen erhöhte gerade ein deutlich schnellerer Ausbau erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit in Deutschland und schaffte Unabhängigkeit von russischem Erdgas. Dieser Weg sollte weiterverfolgt werden. Kernenergie stellt keine „Brückentechnologie“ hin zu einem nachhaltigen Energiesystem dar. Vielmehr behindern längere Laufzeiten für Kernkraftwerke den Ausbau erneuerbarer Energien (Eisenack and Mier 2019; Präger et al. 2024). Fluktuierende erneuerbare Energien ergänzen sich mit Speichertechnologien, Demand-Side-Management und ggf. flexiblen Backup-Kapazitäten passfähig zu einem effizienten Gesamtsystem, nicht aber mit inflexiblen Kernkraftwerken. Auch Modellierungen zu potenziellen Laufzeitverlängerungen über 2023 hinaus zeigen, dass solche längeren Laufzeiten nur den Erneuerbaren-Ausbau weiter verzögern würden (Mier 2022). Eine beschleunigte Energiewende war dabei der beste Weg aus der Energiekrise– und der einzige, der sowohl die zurückliegende Energiekrise, kommende Krisen und die Abhängigkeiten von russischen Gasimporten überwindet als auch den Klimaschutz vorantreibt. Investitionen in Atomkraftwerke sind – auch global gesehen – nicht wirtschaftlich. Gründe hierfür sind unter anderem die sehr hohen spezifischen Investitionskosten für neue Atomkraftwerke, zunehmende Betriebskosten, hohe Kosten des Rückbaus, ungelöste Fragen der Endlagerung sowie der nach wie vor fehlenden Versicherbarkeit von Atomunfällen. Das zeigt sich beispielsweise in Großbritannien, wo für den Bau des Atomkraftwerks Hinkley Point C von der Regierung sehr hohe Einspeisevergütungen garantiert wurden (Bridle and Attwood 2016) – weit über den durchschnittlichen Strompreisen und den Einspeisevergütungen für Wind- und Solarenergie. Die Baukosten sind gegenüber den ursprünglichen Planungen bereits mehrfach erhöht und die Inbetriebnahme weiter in die Zukunft verschoben worden (Bloomberg 2022). Derzeit ist der kritischste Bereich die zeitnahe Entsorgung der radioaktiven Abfälle, welche sich gegenüber den Plänen des Standortauswahlgesetzes um mehrere Jahrzehnte verzögern und nach aktuellen Planungen tief in das 22. Jahrhundert hineinziehen wird (Öko-Institut e.V. 2024), sowie deren Finanzierung, die durch diese Verschiebung ebenfalls unsicher geworden ist (Hirschhausen and Wimmers 2023).

## 5 Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, Tennet, and TransnetBW. 2022. "Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023." [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220914-stresstest-strom-ergebnisse-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=18).
- Agora Energiewende. 2024. "Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024." Berlin. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2023>.
- Bloomberg. 2022. "EDF's UK Nuclear Project Cost Swells, Pushing Start Further Back." <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-05-19/edf-s-uk-nuclear-project-cost-swells-as-startup-is-delayed-again>.
- BMWK. 2022. "Überblickspapier Osterpaket." Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12).
- BNetzA. 2024. "Netzengpassmanagement." Bonn. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>.
- Bridle, Richard, and Clement Attwood. 2016. "It's Official: The United Kingdom Is to Subsidize Nuclear Power, but at What Cost?" IISD, GSI. <https://www.iisd.org/system/files/publications/united-kingdom-subsidize-nuclear-power-at-what-cost.pdf>.
- Deutscher Bundestag. 2011. *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*. NO25. Vol. 36232. <https://dip.bundestag.de/vorgang/dreizehntes-gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-atomgesetzes/36232>.
- Egerer, Jonas, Veronika Grimm, Lukas M. Lang, Ulrike Pfefferer, and Christian Sölch. 2022. "Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt." Kurzstudie. [https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2022/10/Kurzstudie\\_Mobilisierung\\_Erzeugungskapazitaeten\\_Preiseffekte\\_2022.pdf](https://www.wirtschaftstheorie.rw.fau.de/files/2022/10/Kurzstudie_Mobilisierung_Erzeugungskapazitaeten_Preiseffekte_2022.pdf).
- Eisenack, Klaus, and Mathias Mier. 2019. "Peak-Load Pricing with Different Types of Dispatchability." *Journal of Regulatory Economics* 56 (2–3): 105–24. <https://doi.org/10.1007/s11149-019-09394-9>. Fraunhofer ISE.
- 2024a. "Durchschnittliche Börsenstrompreise | Energy-Charts." 2024. [https://www.energy-charts.info/charts/price\\_average/chart.htm?l=de&c=DE&month=-1&year=-1&source=inflation\\_adjusted&legendItems=3w](https://www.energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&c=DE&month=-1&year=-1&source=inflation_adjusted&legendItems=3w).
- . 2024b. "Stromproduktion | Energy-Charts." 2024. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&week=43>.
- Glynos, Dimitrios, and Hendrik Scharf. 2024. "Postponing Germany's Nuclear Phase-out: A Smart Move in the European Energy Crisis?" *Energy Policy* 192 (September):114208. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114208>.
- Hainsch, Karlo, Hanna Brauers, Thorsten Burandt, Leonard Göke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendzioriski, Konstantin Löffler, Pao-Yu Oei, Fabian Präger, and Ben Wealer. 2020. Make the European Green Deal Real: Combining Climate Neutrality and Economic Recovery. *Politikberatung Kompakt* 153. DIW Berlin. <https://hdl.handle.net/10419/222849>.
- Hauenstein, Christian, Karlo Hainsch, Philipp Herpich, Christian R. von Hirschhausen, Franziska Holz, Claudia Kemfert, Mario Kendzioriski, Pao Yu Oei, and Catharina Rieve. 2022. "Stromversorgung auch ohne russische Energielieferungen und trotz Atomausstiegs sicher – Kohleausstieg 2030 bleibt machbar." *DIW aktuell*, no. Nr. 84 (April). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.839634.de/diw\\_aktuell\\_84.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.839634.de/diw_aktuell_84.pdf).
- Herold, Anke. 2022. "Atomausstieg – Mythen zu Streckbetrieb und Laufzeitverlängerung." Berlin. <https://blog.oeko.de/atomausstieg-mythen-zu-streckbetrieb-und-laufzeitverlaengerung/>.
- Hirschhausen, Christian von, and Alexander Wimmers. 2023. "Rückbau von Kernkraftwerken Und Entsorgung Radioaktiver Abfälle in Deutschland: Ordnungspolitischer Handlungsbedarf." *Perspektiven Der Wirtschaftspolitik* 24 (3). <https://doi.org/doi.org/10.1515/pwp-2023-0032>.
- Holz, Franziska, Robin Sogalla, Christian von Hirschhausen, and Claudia Kemfert. 2022. "Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert." *DIW aktuell*, Sonderausgaben zum Krieg in der Ukraine, 83 (April). [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.838841.de/diw\\_aktuell\\_83.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.838841.de/diw_aktuell_83.pdf).
- Kendzioriski, Mario, Lukas Barner, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, and Enno Wiebrow. 2024. "Strommärkte Nach Energiekrise Stabilisiert – 80 Prozent Erneuerbare Energien Und Kohleausstieg Bis 2030 Erreichbar." *DIW Wochenbericht*. [https://doi.org/10.18723/DIW\\_WB:2024-18-1](https://doi.org/10.18723/DIW_WB:2024-18-1).
- Kendzioriski, Mario, Leonard Göke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, and Elmar Zozmann. 2022. "Centralized and Decentral Approaches to Succeed the 100% Energiewende in Germany in the European Context – A Model-Based Analysis of Generation, Network, and Storage Investments." *Energy Policy* 167 (August):113039. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113039>.
- Kendzioriski, Mario, Leonard Göke, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen, and Elmar Zozmann. 2021. 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher

- Verbrauchsnahe: Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen. *Politikberatung Kompakt* 167. DIW Berlin. <https://hdl.handle.net/10419/236742>.
- Kendzioriski, Mario, Claudia Kemfert, Fabian Präger, Christian von Hirschhausen, Robin Sogalla, Björn Steigerwald, Ben Wealer, Richard Weinhold, and Christoph Weyhing. 2021. "Atomwende: Abschaltung von Kernkraftwerken eröffnet Perspektiven für die Endlagersuche." *DIW Wochenbericht* 88:767–75. [https://doi.org/10.18723/DIW\\_WB:2021-47-1](https://doi.org/10.18723/DIW_WB:2021-47-1).
- Mier, Mathias. 2022. "Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima." *ifo Schnelldienst* 75. Jahrgang (09/2022). file:///C:/Users/fpr/Downloads/sd-2022-09-mier-erdgaspreise-strompreise-klima-1.pdf.
- Öko-Institut e.V. 2024. "Unterstützung des BASE bei der Prozessanalyse des Standortauswahlverfahrens (PaSta)." Ergebnisbericht FKZ 4718F10001 im Auftrag des Bundesamts für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE). [https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/fachinfo/fa/pasta\\_abschlussbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.base.bund.de/SharedDocs/Downloads/BASE/DE/fachinfo/fa/pasta_abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Pfenninger, Stefan, and Iain Staffell. 2016. "Long-Term Patterns of European PV Output Using 30 Years of Validated Hourly Reanalysis and Satellite Data." *Energy* 114 (November):1251–65. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060>.
- Präger, Fabian, Christian Breyer, Hans-Josef Fell, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Björn Steigerwald, Thure Traber, and Ben Wealer. 2024. "Evaluating Nuclear Power's Suitability for Climate Change Mitigation: Technical Risks, Economic Implications and Incompatibility with Renewable Energy Systems." *Frontiers in Environmental Economics* 3 (April):1242818. <https://doi.org/10.3389/frevc.2024.1242818>.
- Schneider, Mycle, Antony Froggatt, Julie Hazemann, Christian von Hirschhausen, M.V. Ramana, Alexander James Wimmers, Nina Schneider, et al. 2023. "World Nuclear Industry Status Report 2023." Paris: Mycle Schneider Consulting. <https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnisr2023-v1-hr.pdf>.
- Wealer, Ben, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Fabian Präger, and Björn Steigerwald. 2021. "Zehn Jahre nach Fukushima – Kernkraft bleibt gefährlich und unzuverlässig." 8. Wochenbericht. Berlin: DIW Berlin. [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.812103.de/dwr-21-07-1.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.812103.de/dwr-21-07-1.pdf).
- Weinhold, Richard, and Robert Mieth. 2021. "Power Market Tool (POMATO) for the Analysis of Zonal Electricity Markets." *SoftwareX* 16 (December):100870. <https://doi.org/10.1016/j.softx.2021.100870>.
- Wiebrow, Enno. Forthcoming. "Analyzing the Effects of Decommissioning Nuclear Power Plants in Germany - Model Based Analysis of Network Flows and Re-Dispatch." *Energy Policy*.
- Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag. 2022. "Titel: Merit-Order-Modell am Strom." Ausarbeitung WD 5-3000-121/22. WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft. <https://www.bundestag.de/resource/blob/918822/abb4747668630cbe6d457512d42265c4/WD-5-121-22-pdf-data.pdf>.