

# Energiewirtschaftliche Aspekte der Entscheidungsalternativen zum Primärenergiemix nach dem 24. Februar 2022

Marc Oliver Bettzüge<sup>1</sup>, Philipp Artur Kienscherf<sup>2</sup>, Nils Namockel<sup>3</sup>

Köln, 9. November 2024

## 1. Einleitung

### 1.1 Aufgabenstellung

Der am 4. Juli 2024 vom Deutschen Bundestag eingesetzte 2. Untersuchungsausschuss der 20. Wahlperiode hat den erstgenannten Autor am 22. Oktober 2024 als Sachverständigen 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 folgende Stellungnahme konzentriert sich auf die energiewirtschaftlichen Fragen aus dem Beweisbeschluss. Die tatsächlichen Marktentwicklungen im Betrachtungszeitraum werden beschrieben (Abschnitt 2) und mit Blick auf die Auswirkungen des Streckbetriebs eingeordnet (Abschnitt 3). Abschließend wird der Befund mit Blick auf die im Beweisbeschluss genannten Fragen gewürdigt (Abschnitt 4). Einleitend werden kurz einige energiewirtschaftliche Grundlagen erläutert, welche aus Sicht der Autoren dieser Stellungnahme relevant für die anschließende Gedankenführung sind (Abschnitt 1.2).

### 1.2 Relevante energiewirtschaftliche Grundlagen

Für die Analyse der energiewirtschaftlichen Aspekte der Entscheidungsalternativen zum Primärenergiemix nach dem 24. Februar 2022 ist vor allem das Zusammenspiel zwischen dem europäischen Strom- und Gasmarkt in Verbindung mit dem ebenfalls europäischen Markt für den Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EU ETS) von Bedeutung.

Eine isolierte nationale Betrachtung, welche die innereuropäischen Wechselwirkungen vernachlässigt, springt dabei grundsätzlich zu kurz. Allerdings müssen physische Transportengpässe für Strom oder Gas berücksichtigt werden, welche die gemeinsame Preisbildung abschwächen oder ganz verhindern können. Für die Preisbildung auf dem deutschen Strommarkt ist vor allem die Region Zentralwesteuropa zu betrachten, also neben Deutschland auch Frankreich, BeNeLux, Österreich und die Schweiz, wobei die Verbindung zu Frankreich aufgrund dessen Größe naturgemäß besonders ins Gewicht fällt. Im Gasmarkt hat die Krise der Jahre 2022/23 unterstrichen, dass aufgrund der vorhandenen Infrastruktur Kontinentaleuropa einschließlich dem Vereinigten Königreich aber ohne Spanien und Portugal stark miteinander gekoppelt sind. Der EU ETS ist ein gesamteuropäisches System, in dem physische Engpässe, seiner Konstruktion nach, keine Rolle spielen.

Die Preisbildung am Strommarkt erfolgt über das Prinzip kurzfristiger Grenzkosten („Merit Order“). Insofern keine Marktmacht vorliegt, bieten Kraftwerke ihre Grenzkosten und werden entsprechend dieser zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Das teuerste zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk bestimmt dabei den einheitlichen Strompreis für alle Nachfrager und Erzeuger; dieses Kraftwerk wird häufig als preissetzend bezeichnet. Die Grenzkosten der inframarginalen Kraftwerke, welche zu einem Zeitpunkt am Anfang und in der Mitte der Merit Order stehen, sind kurzfristig nachrangig für die Preisbildung, ebenso die zu diesem Zeitpunkt extramarginalen, also nicht zur Nachfragedeckung benötigten, Kraftwerke. Die Betrachtung einer nationalen Grenzkostenkurve ist jedoch unzureichend für die vollständige Erfassung der Preisdynamik, da sie u.a. Im- und Exporte sowie den Einsatz von Speichern außer Acht lässt. Diese Effekte wirken preisglättend, da in Zeiten hoher Preise verstärkt Importe und die Ausspeicherung zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt werden (und umgekehrt).

---

<sup>1</sup> Universität zu Köln und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

<sup>2</sup> Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

<sup>3</sup> Universität zu Köln und Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

Über die Verstromung von Erdgas in Gaskraftwerken besteht somit ein direkter Einfluss des Preises für Erdgas auf den Preis für Strom. Üblicherweise haben Gaskraftwerke aufgrund ihrer höheren Brennstoffkosten vergleichsweise hohe Grenzkosten. Sie sind damit häufig preissetzend im Strommarkt. In Zeiten erhöhter Gaspreise steigen somit auch die Strompreise an. Gleiches gilt für den Preis von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten aus dem EU ETS. Hohe CO<sub>2</sub>-Preise verteuern die Verstromung von Kohle stärker als die von Gas, die kurzfristige Grenzkostenkurve steigt an und wird dabei insgesamt flacher und bestimmte, sehr effiziente Gaskraftwerke können in der kurzfristigen Angebotskurve vor ältere Kohlekraftwerke rücken (vgl. Abbildung 7, rechte Seite). Umgekehrt beeinflusst der Gas-Kohle-Spread (also die Differenz aus Gas- und Kohlepreisen) die Nachfrage nach Zertifikaten und damit den CO<sub>2</sub>-Preis. Je teurer Gas im Verhältnis zu Kohle ist, desto mehr verschiebt sich der Stromerzeugungsmix zu Kohle, und desto mehr CO<sub>2</sub>-Zertifikate werden im Strommarkt benötigt.

Der für den Kraftwerksbetrieb relevante CO<sub>2</sub>-Preis bildet sich im europäischen Emissionshandelssystem. Insbesondere aufgrund der Möglichkeit des privaten ‚Banking‘ von Zertifikaten (Vorhalten von Zertifikaten für spätere Nutzung) sowie der komplexen Regelungen für das staatliche ‚Banking‘ in der Marktstabilitätsreserve (MSR), können Preis- und Mengeneffekte bestimmter Ereignisse oder Maßnahmen nur in einer ganzheitlichen Betrachtung des EU ETS diskutiert werden.

Der Strompreis wirkt schließlich auch zurück auf den Gaspreis, insbesondere in Knappheitssituationen auf dem Gasmarkt. Die Stromnachfrage reagiert typischerweise kurzfristig nur in geringem Umfang auf Preisänderungen (niedrige Elastizität). Werden Gaskraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage benötigt, weil alle anderen Kraftwerke bereits ausgelastet (oder nicht verfügbar) sind, resultiert diese unelastische Stromnachfrage mittelbar in einer vergleichsweise unelastischen, kurzfristigen Gasnachfrage. Das Angebot von Erdgas wird bestimmt durch die laufenden Zuflüsse aus Pipelines und über LNG-Regasifizierungsterminals sowie durch das ausspeicherbare Gas in europäischen Gasspeichern. Die Angebotskurve wird unelastisch (unendlich steil), wenn es beispielsweise Kapazitäts- oder Mengenengpässe beim Import gibt. Dadurch können Preisspitzen auf dem Gasmarkt entstehen. Treffen unelastische Angebots- und Nachfragekurven aufeinander, kommt es bereits bei geringen Schwankungen der Mengen zu einer stark volatilen Preisbildung. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass Gasspeicher, welche in engen Zeitfenstern gesetzlich mandatierte Füllstandsvorgaben erreichen müssen, eine kurzfristig unelastische Gas-Nachfrage darstellen. In der skizzierten Situation würde diese unelastische Nachfrage problemverschärfend wirken.

## 2. Tatsächliche Marktentwicklungen

Im Folgenden wird die Preisentwicklung an den Gasmärkten (Kapitel 3.1) sowie Strommärkten (Kapitel 3.2) im Betrachtungszeitraum des Untersuchungsausschusses beschrieben und eingeordnet.

### 2.1 Gasmarkt

Abbildung 1 veranschaulicht den Verlauf der TTF-Spotpreise im Jahr 2022 sowie die Markterwartung für die Gas Futures für die Monate Januar 2022 bis April 2023. Unmittelbar nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine kam es im Frühjahr 2022 zu einem drastischen Preisschock auf dem Gasmarkt. Die Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit russischen Erdgases führte kurzfristig zu einem starken Anstieg der Spotmarktpreise und Futures auf jeweils über 250 €/MWh im Zeitraum Ende Februar/Anfang März 2022.

Die Situation auf dem Gasmarkt entspannte sich in den frühen Sommermonaten 2022 leicht. Bis Juni gingen die Preise temporär zurück, was auf mehrere Faktoren zurückzuführen war: Zum einen hatten die am Jahresbeginn verhängten Sanktionen gegen Russland und die politische Ungewissheit eine anfängliche Überreaktion der Märkte bewirkt, die im Laufe des Frühjahrs zu einem gewissen Grad korrigiert wurde. Zum anderen wurden alternative Gasquellen kurzfristig intensiver erschlossen, wie etwa LNG, welches in zusätzlichen Mengen über den Weltmarkt beschafft werden konnte.

Im Sommer 2022 kam es dann zu einer krisenhaften Zuspitzung der Preisbildung. Hierzu trugen vermutlich vor allem zwei Effekte bei: Zum einen die Vorbereitung auf einen möglicherweise kritischen Winter 2022/23 durch Einspeicherung, zum anderen eine trotz des hohen Preisniveaus immer noch signifikante Nachfrage nach Erdgas aus dem Strommarkt aufgrund von dortigen Erzeugungsempässen, welche völlig unabhängig vom Krieg gegen die Ukraine aufgetreten sind (s.u., Abschnitt 2.2). Ein wichtiger Faktor war in diesem Zusammenhang sicherlich auch der europäische Beschluss zur Festlegung von Mindestfüllständen für Gasspeicher (Europäische Kommission, 2022) sowie in Deutschland das Speichergesetz, welches Mindestfüllstände für die Gasspeicher verpflichtend

festlegt (Deutscher Bundestag, 2022a). Diese Mindestfüllstände sollen sicherstellen, dass Deutschland in den kommenden Wintern über ausreichend Gasreserven verfügt, um Versorgungsengpässe und Preisspitzen abzpuffern. Die Einführung dieser Regelung machte die Gasspeicher allerdings in einer ohnehin engen Marktsituation zu unelastischen Nachfragern, da sie unabhängig vom Preis Gas einkaufen mussten, um die vorgeschriebenen Füllstände zu erreichen.

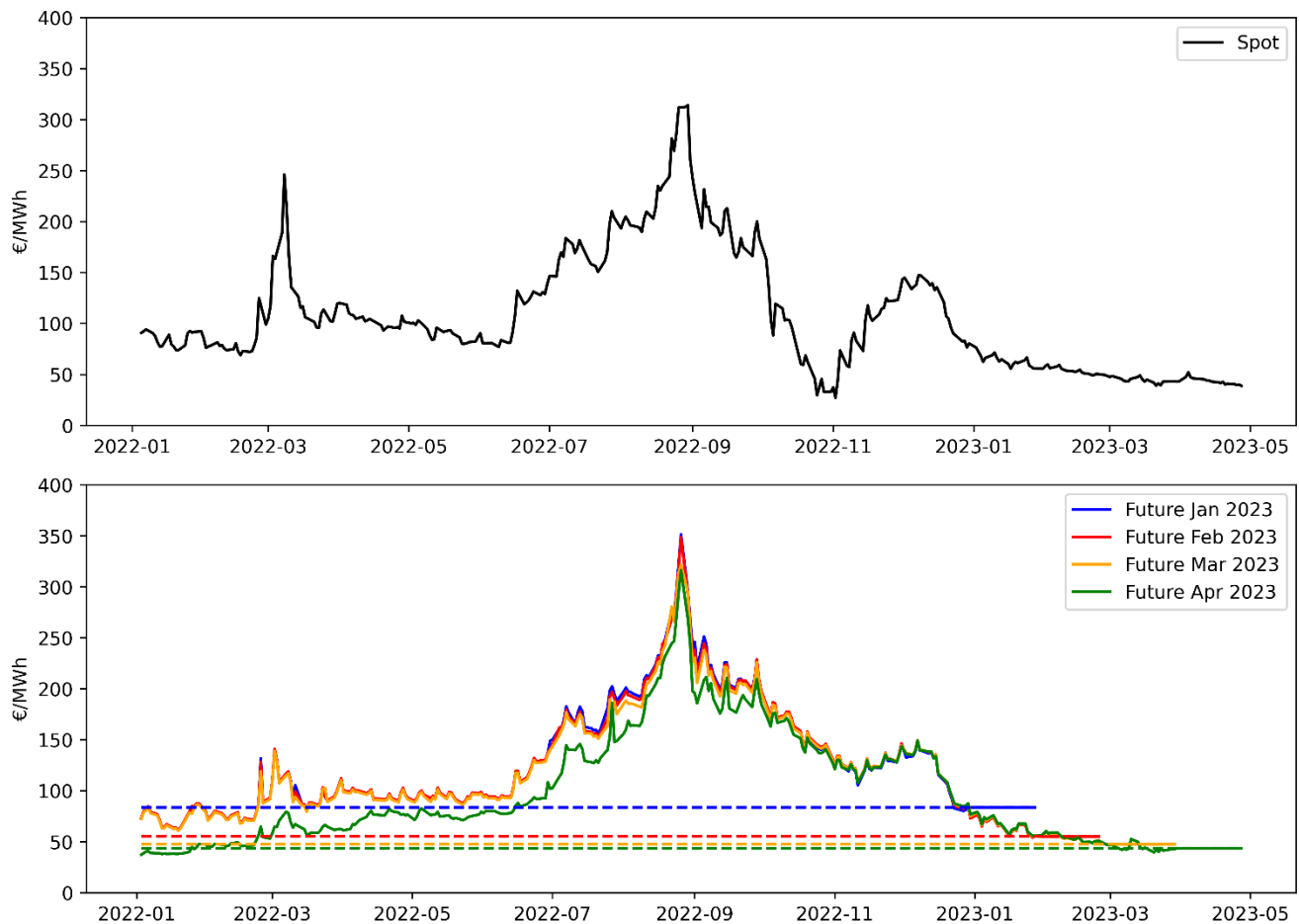


Abbildung 1: Verlauf der TTF Gas Spotmarktpreise (oben) und Entwicklung der Markterwartung zu den TTF Gas Futures (unten) für den Zeitraum Januar 2022 bis April 2023. Die unteren Kurven sind wie folgt zu lesen: Der Terminkontrakt für April 2023 wurde im Verlauf des Jahres 2022 und bis zum 31.03.2023 mit den rot dargestellten Preisen gehandelt. (Quelle: EEX, aufgerufen am 5.11.2024)

Nachdem im Spätsommer 2022 die geforderten Füllstände erreicht waren, und es auch bereits zu Reduktionen bei der Erdgasnachfrage gekommen war, sind die Preise für Erdgas in Europa binnen weniger Wochen gefallen, kurzfristig sogar auf Vorkrisenniveau. Die Terminmärkte haben diese Entwicklung der Struktur nach, nicht aber der Höhe nach nachvollzogen und sahen auch im Herbst 2022 noch Preise von rund 100 Euro/MWh im ersten Quartal 2023, allerdings weit unterhalb des Höchstniveaus aus dem Sommer 2022. Für diese Markterwartung war einerseits bedeutsam, dass sich die geopolitische Lage zunehmend anspannte; insbesondere bestand die Möglichkeit, dass Russland seine Gaslieferungen nach Europa vollständig einstellen könnte. Zudem war zu diesem Zeitpunkt nicht klar, wie sich die Heizgradtage im kommenden Winter 2022/23 einstellen würden, und auch im Stromsektor gab es weiterhin kritische Risiken (s.u., Abschnitt 2.2). Andererseits wurden die Preiserwartungen durch die Aussicht auf kurzfristig wachsendes Angebot gedämpft, da die ersten deutschen LNG-Terminals im Dezember 2022 und Januar 2023 den Betrieb aufnehmen würden.<sup>4</sup> Die schnelle Inbetriebnahme dieser Anlagen stellte einen wichtigen Schritt zur Diversifizierung der Gasquellen dar und trug dazu bei, den Preisdruck im Gasmarkt zu verringern.

Ein (wie im Vorjahr 2021/22 abermals) insgesamt überdurchschnittlich milder Winter und ein damit verbundener geringerer Heizbedarf (vgl. Abbildung 2) trugen maßgeblich dazu bei, dass die Nachfrage nach Gas geringer ausfiel als denkbar gewesen wäre. Ein weiterer Faktor war die allgemeine Nachfragereduktion, die sowohl bei Haushalten (Ruhnau et al., 2023), als auch im produzierenden Gewerbe (UBA, 2023) zu beobachten war. Diese Kombination

<sup>4</sup> Wilhelmshaven, ab 21. Dezember 2022 in Betrieb; Lubmin, ab 15. Januar 2023 in Betrieb; Brunsbüttel, ab 20. Januar 2023 in Betrieb.

aus mildem Wetter, reduzierter Nachfrage und den durch das Speichergesetz mandatierten hohen Gasspeicherfüllständen zu Beginn der Heizperiode führte letztlich zu einer Versorgungssituation weit oberhalb eines Mengengpasses. Der Verlauf der Gasmarktpreise im Jahr 2022 entsprach weitgehend dem unteren Ende der Preiserwartungen, die am Jahresanfang angesetzt worden waren. Die tatsächlich realisierten Preise lagen somit deutlich unter dem Höchstwert aus dem Sommer 2022 und auch nennenswert unterhalb der Preiserwartungen noch aus dem Herbst 2022.

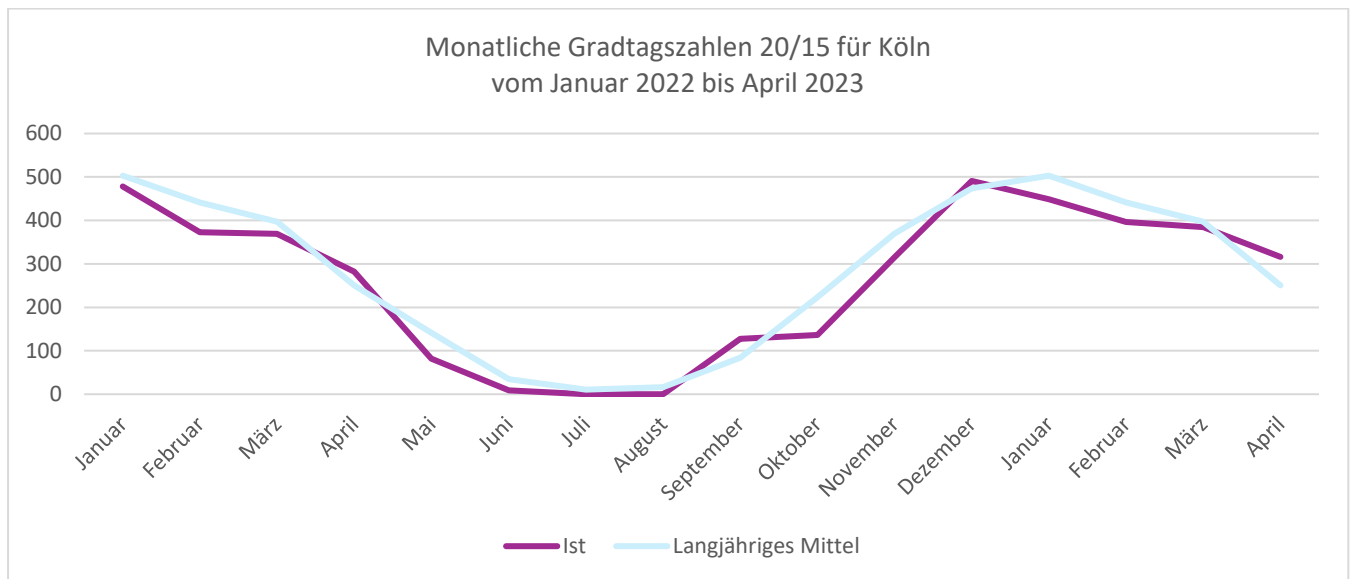


Abbildung 2: Monatliche Gradtagszahlen 20/15 (Innen-/Außentemperatur) für Köln, ermittelt als gewichteter Durchschnitt aus den Stationen Köln-Stammheim, Köln/Bonn und Nörvenich-Niederbolheim. Quelle: IWU-Gradtagszahlentool mit Daten des Deutschen Wetterdiensts (DWD), zuletzt aufgerufen am 9. November 2024. Das langjährige Mittel betrifft den Zeitraum 2004-2023. Die Summe der Gradtagszahlen über den gesamten Zeitraum Januar 2022 bis April 2023 beträgt 4.210 gegenüber 4.537 für das langjährige Mittel. Das Tool ist abrufbar unter <https://www.iwu.de/publikationen/fachinformationen/energiebilanzen/#c205>.

## 2.2 Strommarkt

Abbildung 3 veranschaulicht den Preisverlauf am Strommarkt im Zeitraum Januar 2022 bis Mai 2023. Dargestellt ist der Day-Ahead-Preis der deutsch-luxemburgischen Gebotszone, der an der europäisch gekoppelten deutschen Strombörse EEX notiert wurde. Insgesamt wird erkennbar, dass die Struktur der Strompreisentwicklung der Struktur der Gaspreise weitgehend gefolgt ist. Hierfür sind in Abschnitt 1.2 erläuterten Preisbildungsprozesse wesentlich.

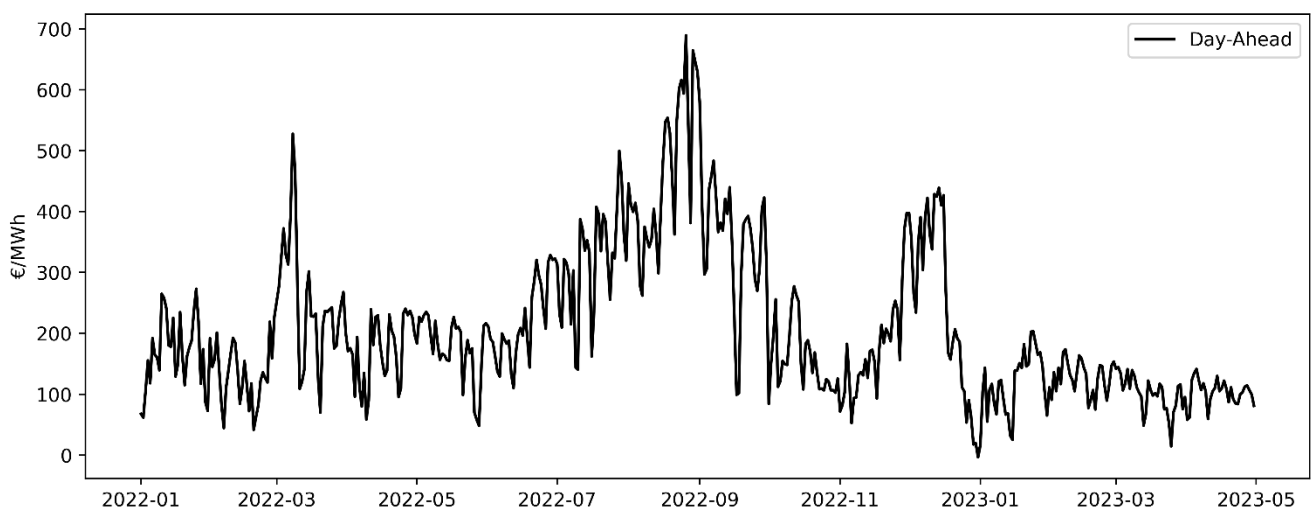


Abbildung 2: Entwicklung der Day-Ahead Strompreise. Dargestellt ist der ungewichtete Tagesdurchschnittspreis im Zeitraum 01.01.2022 bis 30.04.2023. Die Preisspitzen des Strommarktes korrelieren aufgrund der dargelegten Marktkopplung mit denen des Gasmarktes. (Quelle: EEX, aufgerufen am 5.11.2024)

Allerdings sind im Strommarkt weitere Einflussfaktoren bedeutsam für die Preisentwicklung gewesen. Insbesondere kam es in Frankreich ab Ende Januar 2022 zu einer zunehmenden kritischen Lage bezüglich der

Verfügbarkeit von Kernkraftwerken. Aufgrund von Wartungsarbeiten und sicherheitsbedingten Stillständen standen große Kapazitäten nicht zur Verfügung (vgl. Abbildung 3). Waren Ende Januar 2022 noch 50 GW Erzeugungsleistung aus französischer Kernenergie am Netz, war dieser Wert bis Ende August 2022 auf nur noch etwa 22 GW gesunken. Zum Vergleich: Dieser Ausfall von bis zu 26 GW entspricht etwa der Größenordnung der maximalen, jemals in Deutschland installierten Kernenergiekapazität.

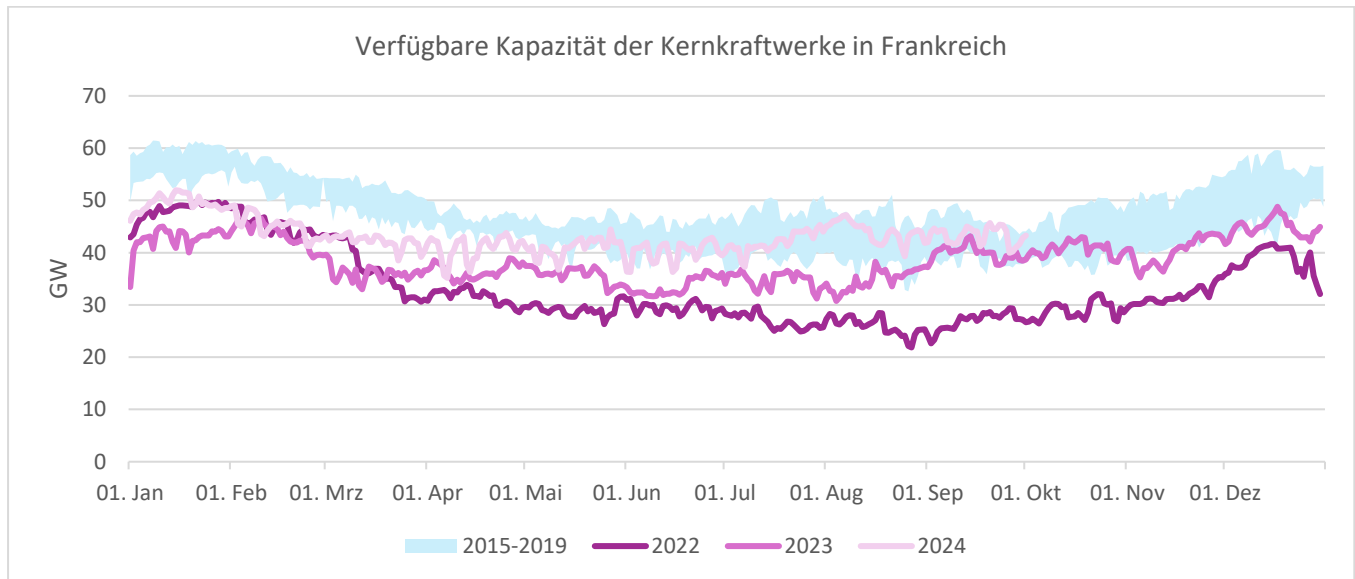


Abbildung 3: Erzeugungsleistung der französischen Kernkraftwerke im Jährlichen Vergleich. Die Erzeugung im Sommer und Herbst 2022 lag deutlich unterhalb des langjährigen Durchschnitts (Quelle: <https://analyseetdonnees.rte-france.com/en/generation/nuclear>, zuletzt aufgerufen am 08.11.2024)

Gleichzeitig sorgten niedrige Pegelstände in deutschen Flüssen, insbesondere im Rhein, für Transportengpässe, die den Betrieb von Steinkohlekraftwerken in Deutschland beeinträchtigten. Kohle konnte nicht in ausreichendem Umfang zu den Kraftwerken transportiert werden, was zu einer Reduktion der verfügbaren Stromproduktion aus Kohle führte.

Beide Entwicklungen trugen dazu bei, dass Gaskraftwerke, trotz der hohen Gaspreise, in erheblichem Umfang zur Stromerzeugung herangezogen werden und damit auf dem Gasmarkt als weitgehend unelastische Nachfrage auftreten mussten (vgl. Abschnitt 1.2). Insgesamt kam es zu einer ausgewachsenen Preiskrise sowohl auf dem Gas- als auch auf dem Strommarkt.

Angesichts der angespannten Versorgungssituation im Oktober und der Risiken eines kalten Winters beschlossen die Bundesregierung und der Bundestag am 11. November 2022 den Streckbetrieb für die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 bis zum 15. März 2023. Zudem wurde mit dem Beschluss des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz die zeitlich begrenzte Rückkehr von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt ermöglicht und in Höhe von rund 8 GW elektrischer Nennleistung umgesetzt.

Beginnend im November 2022 entspannte sich die Strommarktlage durch mehrere Faktoren. Insbesondere stieg die Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke signifikant an und erreichte bereits ab Dezember fast durchgängig Werte über 40 GW. Zudem fielen auch die pegelstandbedingten Versorgungsprobleme deutscher Kohlekraftwerke weg. Insgesamt ist das Preisniveau vor diesem Hintergrund ab etwa dem zweiten Quartal 2023 ungefähr auf das (bereits erhöhte) Niveau unmittelbar vor dem Beginn des Krieges gegen die Ukraine zurückgegangen.

## 2.3 EU ETS

Abbildung 4 veranschaulicht den Preisverlauf am EU ETS im Zeitraum Januar 2022 bis Mai 2023. Im Vergleich zu Gas- und Strompreisen waren die CO<sub>2</sub>-Preise weniger volatil und schwankten innerhalb einer Spanne von 60-80 €/tCO<sub>2</sub>-eq. Die höhere Nachfrage nach Zertifikaten im Zuge einer erhöhten Kohleverstromung könnte in Teilen durch den beobachteten Produktionsrückgang in der energieintensiven Industrie kompensiert worden sein.

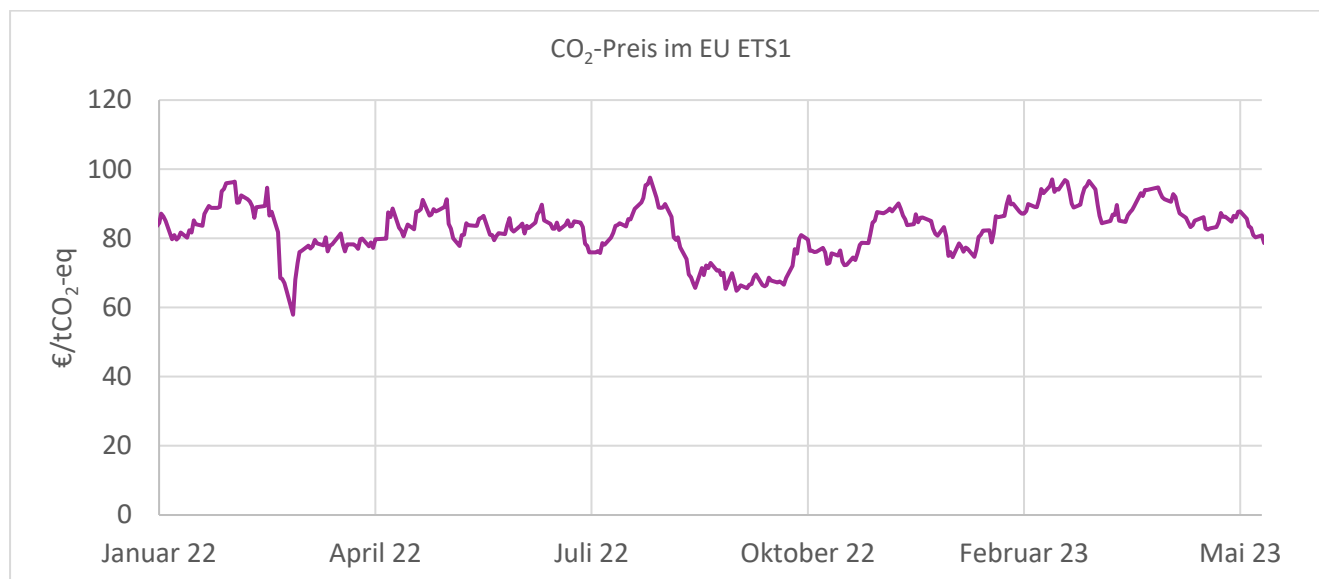


Abbildung 4: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises im EU ETS1 von Januar 2022 bis Mai 2023 (Quelle, <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>, zuletzt aufgerufen am 08.11.2024).

Zentral für die Bewertung von Effekten, wie etwa dem Streckbetrieb, auf die Emissionen in der Europäischen Union ist deren Einfluss auf die Verfügbarkeit von Zertifikaten. Die Löschung von Zertifikaten ist über zwei Mechanismen möglich: Zum einen kommt es zu automatischen Löschungen auf europäischer Ebene im Rahmen der Regeln für die MSR. Zum anderen könnten nationale Regierungen unter bestimmten Umständen Zertifikate löschen, beispielsweise im Zusammenhang mit einem mandatierten Kohleausstieg.

Tatsächlich wurden seit dem 24. Februar 2022 insgesamt knapp 2,9 Milliarden Zertifikate aus dem Bestand der MSR ungültig, und zwar 2,5 Milliarden zum 1. Januar 2023 ([https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0515\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023XC0515(01))) und weitere 381,7 Millionen zum 1. Januar 2024 ([https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:C\\_202403415](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:C_202403415)). Nationale Löschungen sind den Autoren nicht bekannt.<sup>5</sup>

### 3. Einordnung der Wirkung des Streckbetriebs

Aufgrund der kurzen vom Ausschuss gesetzten Frist für diese Stellungnahme war es den Autoren nicht möglich, neue Analysen zur Beantwortung der gestellten Fragen zu erstellen. Daher beruhen die nachfolgenden Überlegungen auf der Sichtung vorhandener Studien zum Thema. Insgesamt ist festzustellen, dass die Studienlage für die sehr spezifischen Fragen nicht sehr umfangreich ist. Dies zeigt auch der Sachstandsbericht des Deutschen Bundestages vom 11. November 2022, der „nur auf erste Szenarien“ für die Bewertung der möglichen Effekte eines zeitlich befristeten Weiterbetriebs der drei verbliebenen deutschen Kernkraftwerke verweisen kann, „die in der wirtschaftswissenschaftlichen Diskussion angeführt werden“ (Deutscher Bundestag, 2022b, S. 4).

Die verfügbaren Studien verglichen unterschiedliche Szenarien und Modellrechnungen, die methodisch komparativ statische ex-ante-Vergleiche von Entwicklungen mit/ohne Streckbetrieb darstellen. Eine ökonomische ex-post-Evaluation des Streckbetriebs, wie sie beispielsweise Thönes (2011) für die Wirkung des Betriebsmoratoriums als Reaktion auf die katastrophale Havarie in Fukushima angestellt hat, ist den Autoren nicht bekannt. Besondere Herausforderungen bei der Quantifizierung des Effekts des Streckbetriebs (und dessen Beendigung) resultieren zum einen aus den dynamischen Veränderungen auf dem Gasmarkt und zum anderen aus den begrenzten verfügbaren Daten über die konkrete Reaktion der Marktteilnehmer auf den Streckbetrieb.

Auch war die genaue Wirkung des Streckbetriebs auf die verfügbare Strommenge aus den Kernkraftwerken im Zeitverlauf für Außenstehende nicht exakt zu quantifizieren, so dass unterschiedliche Studien jeweils leicht abweichende Annahmen hierzu getroffen haben. Tatsächlich haben die verbliebenen Kernkraftwerke im Zeitraum Januar bis April 2023 eine Strommenge in Höhe von 6,7 TWh<sub>el</sub> bereitgestellt, was einer durchschnittlichen Leistung von 2,7 GW entspricht.<sup>6</sup> Dieser realisierte Wert liegt leicht unterhalb der Annahmen in ex-ante-Studien.

<sup>5</sup> Vgl. hierzu auch Bundesrechnungshof (2024).

<sup>6</sup> Quelle: smard.de, zuletzt abgerufen am 9.11.2024

### 3.1 Auswirkungen auf den Gasmarkt

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland führten im Rahmen des sogenannten zweiten Stresstests umfassende Analysen zur möglichen Wirkung des Streckbetriebs auf den Primärenergieverbrauch durch. In ihrem Abschlussbericht „Sonderanalysen Winter 2022/2023“ (BMWK, 2022) kamen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass ein Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Winter 2022/2023 potenziell zu einer Einsparung von 0,9 TWh<sub>el</sub> bei der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken führen könnte, sowie weiteren 0,5 TWh<sub>el</sub> aus vermindertem Einsatz von Gaskraftwerken zur Deckung von Redispatchbedarf. Diese Angaben würden rund 3 TWh<sub>th</sub> Erdgas entsprechen, das wäre weniger als 1 Prozent der jährlichen deutschen Erdgasnachfrage.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2022a) berechnete im November 2022 Szenarien mit/ohne Streckbetrieb für verschiedene Annahmen zur Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken. Unter Annahme geringer Verfügbarkeiten dieser Kraftwerke (geringer als später tatsächlich realisiert) würde es ohne den Streckbetrieb laut der Berechnung zu einem Anstieg der Gasverstromung in der EU um etwa 2 Prozent und in Deutschland zu einem zusätzlichen Gasverbrauch im Stromsektor von etwa 1 Prozent kommen. Das Szenario mit der erhöhten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke zeigt, dass dieser Effekt von deutlich größerer Bedeutung für den europäischen Gasverbrauch (10 Prozent Reduktion der europäischen Gasnachfrage für die Stromversorgung) ist als der deutsche Streckbetrieb.

Ein Sachstandsbericht des Deutschen Bundestages im Jahr 2022 (Deutscher Bundestag, 2022b) kam zu dem Schluss, dass der Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Wesentlichen die Stromproduktion aus dem Sommer 2022 in den Winter 2022/2023 verschieben würde und keinen substantziellen Beitrag zur langfristigen Senkung des Gasverbrauchs leisten könne. Insbesondere für das erste Quartal 2023 wurde erläutert, dass die Reduktion der Stromproduktion in Gaskraftwerken durch den Streckbetrieb nur geringfügig wäre, da diese Lücke vor allem durch die Nutzung von Kohle- und Braunkohlekraftwerken oder erhöhte Importe gedeckt werden könne. Das Ifo-Institut (Ifo, 2022) ergänzte diese Einschätzung und stellte fest, dass der Stromerzeugungsanteil von Erdgas durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Jahr 2023 leicht von 8,3 Prozent auf 7,6 Prozent hätte sinken können.

Das Beratungsunternehmen Enervis hat im Auftrag von Greenpeace einen Szenarienvergleich unter Berücksichtigung von Daten bis zum Frühjahr 2023 angefertigt (Enervis, 2023). Diese Analyse weist aus, dass der Verzicht auf den Streckbetrieb die Nachfrage nach Erdgas aus deutschen Gaskraftwerken zwischen November 2022 und April 2023 um etwa 2,2 TWh<sub>th</sub> erhöht hätte, was etwa 2 Prozent der Stromproduktion aus Gaskraftwerken im Jahr 2022 beziehungsweise 0,3 Prozent des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland im Jahr 2022 entsprochen hätte.

Insgesamt legt die Studienlage nahe, dass der Einfluss des Streckbetriebs auf den Gasmarkt aufgrund der sehr geringen Effekte vermutlich von vernachlässigbarer Bedeutung gewesen ist.

### 3.2 Auswirkungen auf den Strommarkt

Der Szenarienvergleich in EWI (2022a) ermittelt zum Stand November 2022, dass die Strompreise ohne den Streckbetrieb im Dezember 2022 um 0,8 Prozent niedriger und im Januar 2023 um 8,7 Prozent, im Februar 2023 um 5,1 Prozent, im März 2023 um 3,9 Prozent sowie im April 2023 um 2,0 Prozent höher ausfallen würden, sofern die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke weiterhin niedrig gewesen wäre. Da die tatsächliche Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sich aber wie dargestellt in diesem Zeitraum rascher erholt hat als in diesem Szenario unterstellt, und da sowohl die Annahmen zur bereitgestellten Kernenergieleistung als auch zu den Brennstoffpreisen etwas höher waren als die spätere tatsächliche Realisierung, können diese Abschätzungen als Obergrenze für den tatsächlich eingetretenen Effekt gelten.

Auch das Ifo-Institut (Ifo, 2022) schätzte eine moderat preisdämpfende Wirkung der Laufzeitverlängerung und ging davon aus, dass der durchschnittliche deutsche Strompreis über das gesamte Jahr 2023 durch den Streckbetrieb um etwa 4 Prozent gesenkt werden könnte. Diese Erwartung basierte auf der Annahme einer anhaltend schwierigen Energieversorgungslage im Winter und einem Bedarf an zusätzlicher Erzeugungskapazität in Deutschland, um Versorgungslücken zu vermeiden. Das Öko-Institut erwartete einen geringeren Effekt: „Berechnungen des Öko-Instituts zeigen, dass die Strompreiseffekte im Großhandelsmarkt eines Streckbetriebs der Kernkraftwerke Isar 2 und Neckarwestheim äußerst gering sind und lediglich zu einer Preissenkung von 0,5 bis 0,8 Prozent führen“ (Öko-Institut, 2022). Die Berechnungsgrundlagen wurden nicht veröffentlicht, und eine Einschätzung der zusätzlichen Bedeutung des Kraftwerks Emsland geht aus der Quelle nicht hervor.

Die tatsächliche Entwicklung auf dem Markt im Jahr 2023 zeigte letztlich, dass der Gaspreis zu Jahresbeginn erheblich niedriger und die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke höher waren als zuvor unterstellt. Die mit Daten zum Stand März 2023 durchgeführte Szenariostudie Enervis (2023) weist aus, dass der durchschnittliche Jahres-Base-Preis am Stromgroßhandelsmarkt ohne den Streckbetrieb im Jahr 2022 um 0,2 Euro pro MWh niedriger und im Jahr 2023 um 2,1 Euro pro MWh höher hätte ausfallen können.

Insgesamt weisen alle vorhandenen Studien auf dieselbe Struktur und vergleichsweise geringe Höhe des Effekts des Streckbetriebs hin. Der Vergleich der früheren und der späteren Studien gibt zudem einen Hinweis auf das Ausmaß der Bedeutung von externen, im Herbst 2022 nicht perfekt vorhersagbaren Faktoren, insbesondere Heizgradtage und Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken.<sup>7</sup>

Darüber hinaus teilen die Studien die Einschätzung zu den strukturellen Effekten des Streckbetriebs auf die Stromhandelsbilanz. So berechnet beispielsweise EWI (2022a) im Fall geringer französischer Kernkraftkapazitäten eine Erhöhung der Nettostromexporte aus Deutschland um 6 TWh<sub>el</sub> von November 2022 bis April 2023. Zum Vergleich: Die gesamte Erzeugung aus Kernenergie in diesen sechs Monaten beträgt in dieser Berechnung 13 TWh<sub>el</sub>. Für denselben Zeitraum berechnet Enervis (2023) einen Anstieg der Netto-Stromexporte Deutschlands um 3,8 TWh<sub>el</sub> (mit angenommenen höheren Verfügbarkeiten der französischen Kernenergie). Dieser Effekt dämpft die Preiswirkung des Streckbetriebs in Deutschland.

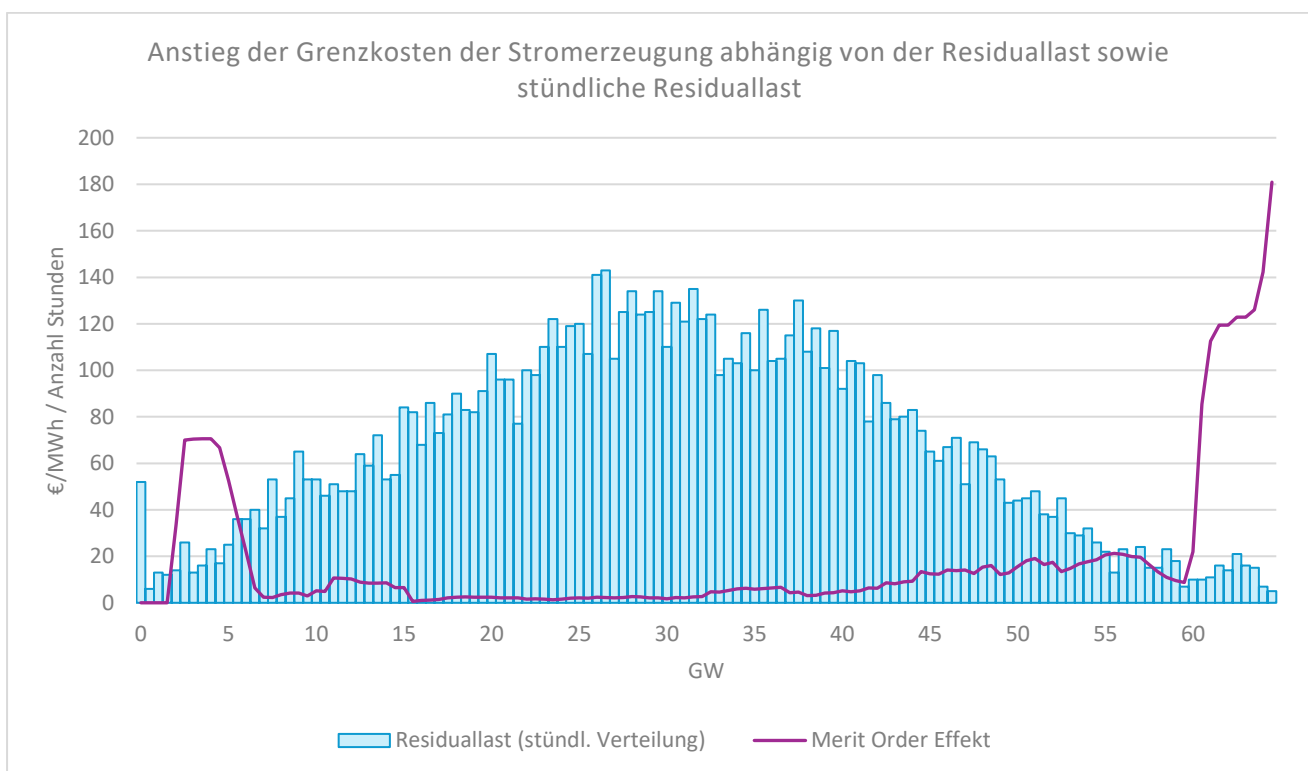


Abbildung 5: Merit-Order-Effekt einer fehlenden Stromerzeugung durch 2,7 GW Kernenergie. Die violette Linie zeigt den kurzfristigen Effekt des Fehlens der Stromerzeugung der Kernenergie auf die kurzfristigen Grenzkosten in Abhängigkeit von der Residuallast (also Stromnachfrage abzgl. Erzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien) bei Brennstoffpreisen zum 17.11.2023. Die blauen Balken repräsentieren die Verteilung der Residuallast im Jahr 2023. Es lässt sich erkennen, dass im mittleren Bereich der Residuallast zwischen 7 und 45 GW der Effekt von zusätzlichen 2,7 GW gering und im Bereich zwischen 45 und 60 GW immer noch begrenzt sein würde. Starke Effekte können sich nur in den Bereichen von 2 bis 7 GW oder jenseits von 60 GW Residuallast einstellen (ohne Im- und Exporte sowie Must-run).

Es ist anzumerken, dass die genannten Studien auf Strommarktsimulationen basieren, die eine einheitliche deutsch-luxemburgischen Gebotszone für den Stromhandel betrachten, welche wiederum das Vorliegen bzw. Auflösen von Netzengpässen nicht berücksichtigt. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2023) verdeutlicht, dass die Kosten zur Behebung von Engpässen innerhalb der genannten

<sup>7</sup> Vgl. hierzu auch die Einschätzung von Egerer et al. (2022, S. 3): „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“ (Egerer et al., 2022, S. 3).



Gebotszone, die sogenannten Redispatchkosten, im Jahr 2022 im Vergleich zum Jahr 2021 von 2,3 Mrd. Euro auf 4,2 Mrd. Euro gestiegen sind. Dieser Anstieg sei demnach einerseits „auf den mengenmäßigen Anstieg der Maßnahmen sowie andererseits hauptsächlich auf die stark gestiegenen Brennstoffpreise (Kohle, Gas und Öl) zurückzuführen“. Da zwei der drei Kernkraftwerke im Streckbetrieb südlich des Engpasses gelegen haben, spricht einiges dafür, dass der Streckbetrieb die Redispatchkosten gedämpft hat. Den Autoren ist keine Studie bekannt, welche die Höhe dieses Effekts quantifiziert.<sup>8</sup>

Ein zentraler Aspekt für das Verständnis der geringen Preiswirkung des Streckbetriebs liegt in der Struktur der Merit Order. Eine Erhöhung oder Verminderung des Angebots um 2,7 GW wirkt sich nur dann substantziell auf die Preisbildung aus, wenn die Angebotskurve an diesem Punkt steil ist. In weiten Teilen wird die Angebotskurve aber von Kohle- und Gaskraftwerken bestimmt, deren variable Kosten sich nach Berücksichtigung der ETS-Zertifikate sowie nach dem Ende der akuten Gaspreiskrise auf Strecken von 2,7 GW jeweils nur graduell unterscheiden. Auf dem Abstand von 2,7 GW ist die Angebotskurve über große Bereiche also verhältnismäßig flach (vgl. Abbildung 5). Durch die tatsächliche Realisierung von Wetter (Gaspreis) und französischer Kernenergie waren diese flachen Bereiche weitgehend relevant für die Preisbildung.

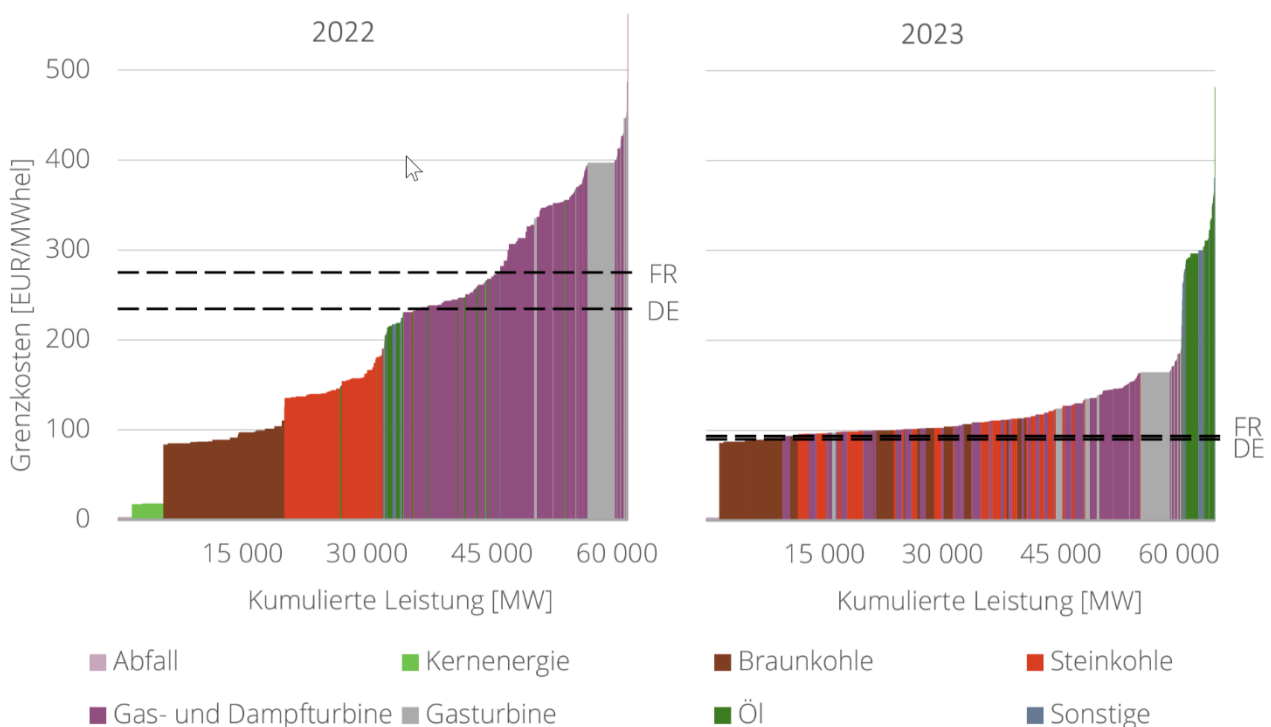


Abbildung 6: Kurzfristige Stromangebotskurve in Deutschland (ohne Erneuerbare Energieträger) in den Jahren 2022 und 2023. Die beiden eingezeichneten Linien zeigen den durchschnittlichen Strom-Großhandelspreis für Frankreich (FR) und Deutschland (DE) in den Jahren 2022 und 2023. (Quelle: ERK 2023, Abbildung 21).

Da zudem Im- und Exporte sowie die Must-run-Kapazitäten wärmegeführter Kraftwerke preisstabilisierend wirken, erscheinen die hier beschriebenen Einschätzungen zu den eher geringen Effekten des Streckbetriebs auf den Strom-Großhandelsbetrieb insgesamt plausibel. Durch die Funktionsweise des Strommarkts wird also der Vorteil der Kernkraftwerke hinsichtlich ihrer vergleichsweise geringen kurzfristigen Grenzkosten (auch wegen nicht benötigter CO<sub>2</sub>-Zertifikate aus dem EU ETS) kaum am Stromgroßhandel wirksam, sondern erscheint vor allem als Deckungsbeitrag bei den Betreibern der Kernkraftwerke (Produzentenrente).

Abbildung 7 (ERK, 2023; dort Abbildung 21) fasst die Entwicklungen in der deutschen Angebotskurve in den Jahren 2022 und 2023, jeweils im Durchschnitt, zusammen. Über den erkennbaren Rückgang des Preisniveaus hinaus wird sichtbar, dass sich erstens die durchschnittlichen Strompreise in Frankreich und Deutschland wieder annäherten, und dass sich zweitens die Stromerzeugung wieder in den Grenzkosten annäherte und zu einer

<sup>8</sup> Legt man die oben zitierte Größenordnung von 0,5 TWh<sub>el</sub> vermiedener Gaskraftwerkserzeugung aus BMWK (2022b) sowie den Gas- und Zertifikatpreis aus dem ersten Quartal 2023 zugrunde, könnte die entsprechende Kostenvermeidung in etwa einem Wert von weniger als 100 Millionen Euro entsprochen haben.

Abflachung der kurzfristigen Angebotskurve mit einer viel stärker ausgeprägten Durchmischung der verschiedenen Technologien (bzw. Brennstoffe) führte.

### 3.3 CO<sub>2</sub>-Emissionen

Aus europäischer Perspektive wirken nationale Maßnahmen im Stromsektor (wie etwa der Streckbetrieb) aufgrund der Systematik des EU ETS prinzipiell nur dann mindernd auf die kumulierten Treibhausgasemissionen, wenn diese Maßnahme dazu führt, dass Zertifikate gelöscht werden. Eine nationale Löschung hat nach dem Wissen der Autoren dieser Stellungnahme nicht stattgefunden. Es verbleibt die Frage nach der Auswirkung des Streckbetriebs auf die Löschung von Zertifikaten in der MSR (vgl. Abschnitt 1.2). Eine Studie zur Berechnung dieser CO<sub>2</sub>-Wirkung des Streckbetriebs im europäischen Gesamtzusammenhang ist den Autoren dieser Stellungnahme nicht bekannt.

Frühe Untersuchungen zu einem möglichen Streckbetrieb betonten mit Blick auf den nationalen CO<sub>2</sub>-Effekt, dass ein Streckbetrieb vor allem eine zeitliche Verschiebung von Emissionen zur Folge haben dürfte. Mehremissionen während der Zeit der Streckung der Brennelemente stünden Minderemissionen während der Zeit des zusätzlichen Streckbetriebs gegenüber. Ob dieser Effekt im Saldo positiv oder negativ ausfiele, hänge maßgeblich von der jeweiligen marginalen Erzeugungsstruktur ab. Wäre beispielsweise im Sommer 2022 bei hoher Gasknappheit die reduzierte Kernkraftkapazität vor allem durch Braun- und Steinkohle ersetzt worden, hätte es unter Umständen auch zu Mehremissionen im Saldo kommen können. Agora Energiewende schätzte im August 2022 die möglichen Mehrbelastungen durch die Aktivierung zusätzlicher Kohlekapazitäten im Jahr 2022 auf 20 bis 30 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> für das Jahr 2022 (Agora, 2022).

Das Ifo-Institut (Ifo, 2022) argumentierte, dass die zusätzliche Verfügbarkeit von Kernenergie in Deutschland den Anteil von Kohle, Öl, und Gas im Jahr 2023 um etwa 1,5 Prozent reduzieren könnte. Der Sachstandsbericht des Deutschen Bundestages vom November 2022 bestätigte diese Bewertungen und wies darauf hin, dass ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke bezogen auf den CO<sub>2</sub>-Ausstoß keine nachhaltige Verbesserung der Klimasituation bringen würde, solange die Emissionen innerhalb des EU ETS nicht über die Löschung von Zertifikaten reduziert werden.

Der Zeitraum von Beschluss bis Ende des Streckbetriebs (November 2022 bis April 2023) ist Untersuchungsgegenstand der Studien EWI (2022a) und enervis (2023). In der Studie EWI (2022a) wurden Emissionseffekte nicht ausgewiesen. Bewertet man die dort getroffenen Angaben zum Primärenergiemix, hätte der Streckbetrieb der drei Kernkraftwerke in Deutschland die deutsche Stromerzeugung aus Gaskraftwerken im Umfang von 0,7 TWh<sub>el</sub> und aus Stein- und Braunkohlekraftwerken im Umfang von 0,4 TWh<sub>el</sub> mindern können. In einer groben Abschätzung würden diese Werte einer Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen um etwa 0,6 bis 0,8 Millionen Tonnen entsprechen, ohne Berücksichtigung zusätzlicher Emissionen aus dem möglicherweise veränderten Redispatchbedarf.

Enervis (2023) findet, dass der Streckbetrieb aufgrund der verminderten Stromerzeugung aus Gas- und Kohlekraftwerken die nationalen Emissionen in Deutschland um 1,5 Millionen Tonnen zwischen November 2022 und April 2023 vermindert habe, also 0,7 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromwirtschaft (2022) oder 0,3 Prozent der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland (2022).

Die Wirkung einer Minderung in derartiger Größenordnung ist (unabhängig vom exakten Effekt) im Kontext des EU ETS klein, verglichen mit der gesamten Menge an Zertifikaten, welche noch im Umlauf sind, in der MSR liegen oder in Zukunft noch auktioniert werden. Der entsprechende Preiseffekt ist als sehr gering zu veranschlagen. Darüber hinaus ist unklar, in welchem Umfang die Einsparung auf nationaler Ebene tatsächlich zu Löschungen geführt hat. Da national nicht gelöscht worden ist, kann dieser Effekt nur vermittelt über die Löschungen in der MSR stattgefunden haben. Eine genaue Quantifizierung dieses Effekts liegt außerhalb der Möglichkeiten dieser Stellungnahme. Folgt man Schmidt (2020) könnte man in grober Näherung eine Wirksamkeit von 60-70 Prozent der national eingesparten Emissionen auf die tatsächliche Löschung in der MSR vermuten. Wären diese Zahl und der von Enervis (2023) ausgewiesene Effekt jeweils richtig, so könnte man vermuten, dass der Streckbetrieb in Rahmen des EU ETS etwa 1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen wirksam vermindert hätte; das entspräche 0,25 Prozent des Volumens in der europäischen MSR.

### 3.4 Versorgungssicherheit Gas

Im Gassektor bestand im Laufe des Jahres 2022 eine Unsicherheit über die tatsächliche Verfügbarkeit ausreichender Mengen für die Heiz- und Stromproduktion im folgenden Winter 2022/23. Wesentliche

Unsicherheitsfaktoren im Herbst 2022 mit Blick auf den Zeitraum des Streckbetriebs waren die zu erwartenden Heizgradtage und die weitere Entwicklung von nachfrageseitigen Einsparungen, aber auch die Tiefe des globalen LNG-Marktes (vor allem mit Blick auf die asiatische Nachfrage) sowie die Möglichkeit eines vollständigen Lieferstopps aus Russland in die EU.

Beispielsweise zeigte die im September 2022 von EWI (2022b) berechnete Gasbilanz, dass im Fall eines vollständigen Stopps russischer Gaslieferungen die Gasmengen in Europa (inkl. Vereinigtem Königreich aber ohne Spanien und Portugal) für einen normal-kalten Winter ausreichen würden, nicht aber für einen kalten; und dass selbst im normalen Winter aufgrund der weitgehenden Entleerung der Speicher die Versorgungslage im folgenden Winter 2023/24 problematisch werden könnte. Darüber hinaus warnte das Initiative Energiesysteme der Zukunft (ESYS) vor möglichen infrastrukturellen Engpässen im deutschen Gasnetz (ESYS, 2022).

Die Verfügbarkeit zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten, also die Rückkehr von Kohle im Rahmen des Ersatzkraftwerkebereitlegungsgesetz und der Streckbetrieb der Kernkraftwerke, wurde hierbei als ergänzende Maßnahme zur Stabilisierung des Gasmarktes betrachtet, wenn auch eher als sekundär.

### 3.5 Versorgungssicherheit Strom

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland führten im Jahr 2022 einen umfassenden Stresstest durch, um die potenziellen Effekte eines Streckbetriebs der Kernkraftwerke auf die Versorgungssicherheit zu bewerten. In ihrem „Abschlussbericht Sonderanalysen Winter 2022/2023“ (BMWK, 2022b) kamen die ÜNB zu dem Schluss, dass ein zeitlich begrenzter Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 nur einen begrenzten Einfluss auf die Versorgungssicherheit haben würde. Der Bericht hob hervor, dass die Stromversorgung in Deutschland im Winter 2022/2023 grundsätzlich gesichert sei, jedoch in Zeiten außergewöhnlich hoher Nachfrage oder niedriger Einspeisung aus erneuerbaren Energien Engpässe auftreten könnten. In diesen Spitzenlastzeiten könnten die Kernkraftwerke eine gewisse Entlastung schaffen, hieß es im Bericht, die jedoch durch andere Maßnahmen, wie die Aktivierung von Kohlekraftwerken oder zusätzliche Importe, ebenfalls erreicht werden könnte.

EWI (2022a) kam zu dem Schluss, dass der Streckbetrieb der Kernkraftwerke den Beitrag von Nettoimporten und Speichern zur Deckung der sogenannte Residuallast<sup>9</sup> um etwa 2 GW reduzieren könnte. Diese Reduktion wäre vor allem in kalten Wintermonaten von Bedeutung, in denen eine hohe Stromnachfrage zu einer Belastung des Netzes führen könnte.

Agora (2023) kam zu dem Ergebnis, dass der Streckbetrieb der Kernkraftwerke letztlich keinen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet habe. Zwischen Januar und April 2023 speisten die Kernkraftwerke in Deutschland konstant zwischen zwei und drei GW Strom pro Tag ins Netz ein, was einem Anteil von etwa fünf Prozent des täglichen Stromverbrauchs in Deutschland entsprochen habe. Da Deutschland in dieser Zeit weitgehend stabil Strom an seine Nachbarländer exportierte und kaum auf Reserven zurückgreifen musste, zeige sich, dass die Versorgungssicherheit – unter den tatsächlich realisierten Umständen – auch ohne den Streckbetrieb hätte sichergestellt werden können. Enervis (2023, dort Abbildung 4) zeigt, dass zu jedem Zeitpunkt zwischen November 2022 und April 2023 die verfügbare, nicht am Strommarkt teilnehmende Gaskraftwerkskapazität dauerhaft um Faktor 3 oder mehr größer war als die im Streckbetrieb verbliebene Kernkraftkapazität. Damit hätten Gaskraftwerke die Kernkraftwerke im Streckbetrieb aus Sicht der Autoren ersetzen können. Allerdings weisen die Autoren ausdrücklich darauf hin, dass dieser Befund in einer kontrafaktischen Situation, beispielsweise einem viel kälteren Winter und deutlich geringeren Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke auch anders hätte ausfallen können.

## 4. Abschließende Würdigung

Die Analyse der Wirkungen des Streckbetriebs der drei verbliebenen deutschen Kernkraftwerke zeigt insgesamt eher geringe Effekte:

1. **Preise:** Die preisdämpfende Wirkung des Streckbetriebs war schon in den Ex-ante-Prognosen gering und fiel dann durch die tatsächlich günstige Entwicklung wichtiger Risikofaktoren, v.a. Gasverfügbarkeit, mildes Wetter und rasche Rückkehr der französischen Kernkraftwerke noch geringer aus. Wesentliche Gründe für die geringe Größe des Effekts sind die Einbindung in den europäischen Strommarkt sowie der

<sup>9</sup> Als Residuallast wird derjenige Teil der Last bezeichnet, welcher nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird.

vergleichsweise begrenzte Einfluss der gestreckten Kernkraftkapazität auf die Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks. Neben der Wirkung auf den Strom-Großhandelspreis ist auch von Effekten auf die Redispatchkosten, den Preis von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (in sehr geringem Umfang) sowie den Deckungsbeiträgen der Betreiber von Kernkraftwerken auszugehen.

2. **Primärenergiebedarf:** Die Auswirkungen auf den Primärenergiebedarf durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke waren insgesamt moderat. Die Einsparung von Gas und Kohle fiel begrenzt aus, da die zusätzlichen Strommengen aus den Kernkraftwerken zu substantiellem Anteil den Nettostromexport erhöhten. Die Entlastung im Gassektor war marginal im Vergleich zu anderen Faktoren wie den rasch zugebauten zusätzlichen LNG-Kapazitäten, milden Temperaturen und dem Nachfragerückgang im Industriesektor.
3. **CO<sub>2</sub>-Emissionen:** Vor diesem Hintergrund sind auch die nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionseffekte durch den Streckbetrieb klein im Verhältnis zu den Emissionen der Stromwirtschaft. Europäisch dürften sie über die Löschungen in der MSR wirksam geworden sein, allerdings vermutlich nur zu einem Teil.
4. **Versorgungssicherheit:** Die Versorgungssicherheit hätte der Studienlage zu Folge von Januar bis April 2023 auch ohne den Streckbetrieb der Kernkraftwerke gewährleistet werden können. Die vorhandenen Analysen zeigen, dass die Kombination von zurückkehrenden Kohlekraftwerken, zusätzlichen LNG-Importen, hohen Speicherständen zu Beginn der Heizperiode sowie milden Temperaturen im Winter 2022/23 eine sichere Versorgung ermöglichte.

Allerdings muss betont werden, dass diese Effekte in einer Situation entstanden sind, die in vielerlei Hinsicht als günstige Entwicklung externer Faktoren hinsichtlich der deutschen Strom- und Gasmärkte bezeichnet werden kann. Zu nennen sind insbesondere der Nicht-Ausfall der verbliebenen Gaslieferungen aus Russland in die EU, die schnelle Wiederherstellung der französischen Kernkraftkapazitäten sowie der abermals milde Winter. Die Betrachtung der vorhandenen Studien deutet an, dass bei dauerhaft niedriger Verfügbarkeit der französischen Kernkraft die Effekte des Streckbetriebs auf Preise und Versorgungssicherheit zwar hätten größer ausfallen können als in der Realität später eingetreten, aber dass man auch ohne den Streckbetrieb in diesem Fall weit von einer kritischen Situation entfernt gewesen wäre.

Anders liegt der Fall vermutlich beim Wetterrisiko. Ein sehr kalter Winter hätte den Gasmarkt erneut, ähnlich zum Sommer 2022, in eine kritische Situation von unelastischem Angebot gegen unelastische Nachfrage geraten lassen können. In diesem Fall hätte der Streckbetrieb sowohl preislich (wegen der dann viel höheren Gaspreise) als auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Erdgasmarkt unter Umständen für deutlich größere Entlastung sorgen können. Zusätzlich wäre in diesem Fall eine verzögerte Rückkehr der französischen Kernkraftwerke als Kumulrisiko weitaus stärker wirksam geworden als in Szenarien mit einem moderaten oder gar einem warmen Winter (auch wegen der stark stromgestützten französischen Wärmeversorgung). In diesem Sinne kann der Streckbetrieb der Kernkraftwerke im Rückblick eher auch als Absicherung für ein solches kritisches Szenario, das jedoch nicht eintrat, betrachtet werden.

Eine sachgerechte und ergebnisoffene Prüfung der Auswirkungen des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen Kernkraftwerke auf Preise (und damit mittelbar auf die Gesamtwirtschaft), auf die Versorgungssicherheit und deren Kosten sowie auf den CO<sub>2</sub>-Haushalt im deutschen und europäischen Strommix hätte vorausschauend insbesondere die in diesem Gutachten beschriebenen Zusammenhänge und Effekte umfassen können. Die hier aufgeführten und diskutierten Studien und Analysen, aber auch weitere mehr, welche im Jahr 2022 vorgenommen wurden, stellen hierfür beispielhafte, sachdienliche Beiträge dar.

Die vorliegende Betrachtung zeigt auch, dass eine vorausschauende Bewertung besonderes Augenmerk auf die Bedeutung von Risikofaktoren legen muss, und dass etwaige Abwägungen unter Berücksichtigung alternativer Szenarien für die Entwicklung wichtiger, nicht beeinflussbarer Rahmendaten vorgenommen werden sollten. Im Rückblick stellen sich insbesondere die Lage auf den Welt-Gasmärkten, das Wetter im Winter sowie die Verfügbarkeit von französischen Kernkraftwerken als Unsicherheitsfaktoren mit wesentlichem Einfluss auf die Bewertung der Wirkung des Streckbetriebs dar. Alle diese Faktoren waren zu Beginn des Jahres 2022 der Sache nach, aber naturgemäß nicht der Ausprägung nach, bekannt, wobei das Ausmaß der französischen Probleme erst im Laufe des ersten Halbjahres 2022 erkennbar wurde. Die zusätzliche Verschärfung der Lage durch die niedrigen Pegelstände war zwar konkret kaum vorhersehbar, stellt aber ein durchaus bekanntes allgemeines Risiko der Kohleverstromung in Deutschland im Zuge des Klimawandels dar.

Für zukünftige derartige Entscheidungssituationen im Spannungsfeld von Versorgungssicherheit und Energiepreisen erscheint daher grundsätzlich ein Szenarien-basiertes Vorgehen im Sinne eines Stress-Tests

angemessen. Nach Identifizierung wesentlicher exogener Unsicherheiten könnten Szenarien entwickelt werden, die die Bandbreite von für möglich gehaltenen Entwicklungen umfassend abbilden. Unter Nutzung numerischer, energiewirtschaftlicher Methoden könnten diese Annahmen in detaillierte, begründete und quantifizierte Hypothesen zu den jeweils zugehörigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen überführt werden und zu einer robusten Entscheidungsfindung beitragen. Die gekoppelte Betrachtung aller relevanten Energiemärkte wäre dabei von großer Bedeutung.

## Literaturverzeichnis

- Agora (2022): Unter Bezug auf Simon Müller, Deutschland-Direktor von Agora Energiewende: Bauchmüller, in: Süddeutsche Zeitung vom 2.8.2022, "Kurzfristig werden wir steigende Emissionen sehen", <https://www.sueddeutsche.de/politik/klimabilanz-deutschland-kohlekraftwerke-emissionen-1.5631806>.
- Agora (2023): Stromüberschuss im Winter – War der AKW-Streckbetrieb unnötig? Agora Energiewende. 06.04.2023. <https://www.tagesspiegel.de/politik/stromuberschusse-im-winter-war-der-akw-streckbetrieb-unnotig-9615218.html>
- BMWK (2022): Veröffentlichung der Langfassung der Ergebnisse des zweiten Stresstests zum Stromsystem. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. 14.09.2022. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/stresstest-strom-2022-ergebnisse-langfassung.html>
- Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2023. 29.11.2023 URL: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>
- Bundesrechnungshof (2024): Deutscher Kohleausstieg – Löschung von Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen und Überprüfung der Auswirkungen des Ausstiegs auf die Versorgungssicherheit. 2.4.2024. URL: [https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/kohleausstieg-volltext.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/kohleausstieg-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- Deutscher Bundestag (2022a): Bundestag beschließt Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen. 25.03.2022. URL: <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw12-de-gasspeicheranlagen-884886>
- Deutscher Bundestag (2022b): Sachstand - Auswirkungen eines Weiterbetriebs der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland Auswirkungen eines Weiterbetriebs der AKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland. Deutscher Bundestag. 11.11.2022. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/926430/66b2f6f4bd1062c71b984f9138f8eb52/WD-8-064-22-pdf-data.pdf>
- Egerer et al. (2022) Mobilisierung von Erzeugungskapazitäten auf dem deutschen Strommarkt. Jonas Egerer, Veronika Grimm, Lukas M. Lang, Ulrike Pfefferer und Christian Sölch. FAU Erlangen. 07.10.2022. URL: [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)
- Enervis (2023) Effekte der Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke. Tim Höfer und Alexander Brinkmann. Enervis energy advisors GmbH. 14.04.2023. URL: [https://www.greenpeace.de/publikationen/20230414\\_greenpeace\\_analysepapier\\_streckbetrieb\\_enervis.pdf](https://www.greenpeace.de/publikationen/20230414_greenpeace_analysepapier_streckbetrieb_enervis.pdf)
- ESYS (2022) Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa? Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina; acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. Juli 2022. URL: [https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/PDFs/ESYS\\_Impuls\\_Versorgungssicherheit.pdf](https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Impuls_Versorgungssicherheit.pdf)
- Europäische Kommission (2022) Energieversorgungssicherheit: Kommission begrüßt rasche Annahme neuer Vorschriften für die Gasspeicherung. 27.06.2022. URL: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/ip\\_22\\_4080/IP\\_22\\_4080\\_DE.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/ip_22_4080/IP_22_4080_DE.pdf)

- Europäische Kommission (2024) Market Stability Reserve. 2024. URL: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en)
- ERK (2023) Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2023. 2023. URL: [https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2024/05/ERK2024\\_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2023.pdf](https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2024/05/ERK2024_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2023.pdf)
- EWI (2022a) Gasverstromung im Winter 2022/2023. Johannes Wagner, Philip Schnaars, Nils Namockel, Hendrik Diers und Julian Keutz. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. 07.11.2022. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/11/EWI\\_Analyse\\_Gasverstromung-im-Winter\\_20221110.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/11/EWI_Analyse_Gasverstromung-im-Winter_20221110.pdf)
- EWI (2022b) Ausblick auf die Gasversorgung in der EU im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023. Dr. Eren Çam und David Schlund. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. 06.09.2022. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/09/EWI-Kurzanalyse\\_Gas\\_20220906.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/09/EWI-Kurzanalyse_Gas_20220906.pdf)
- Ifo (2022) Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima. Mathias Mier. Ifo Institut München. 14.09.2022. URL: <https://www.ifo.de/publikationen/2022/aufsatz-zeitschrift/erdgas-und-strompreise-gewinne-laufzeitverlaengerungen>
- Öko-Institut (2022): Atomausstieg – Mythen zu Streckbetrieb und Laufzeitverlängerung. Öko-Institut. 06.09.2022. URL: <https://www.oeko.de/blog/atomausstieg-mythen-zu-streckbetrieb-und-laufzeitverlaengerung/>
- Ruhnau et al. (2023) Natural gas savings in Germany during the 2022 energy crisis. Ruhnau, O., Stiewe, C., Muessel, J. et al.. Nat Energy 8, 621–628 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01260-5>
- Schmidt (2020) Puncturing the Waterbed or the New Green Paradox? The Effectiveness of Overlapping Policies in the EU ETS under Perfect Foresight and Myopia. Lukas Schmidt. EWI Working Paper No 20/07. 2020. URL: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI\\_WP\\_20-07\\_Puncturing\\_the\\_Waterbed\\_or\\_the\\_New\\_Green\\_Paradox\\_Schmidt.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI_WP_20-07_Puncturing_the_Waterbed_or_the_New_Green_Paradox_Schmidt.pdf)
- Thoenes (2011) Understanding the determinants of electricity prices and the impact of the German Nuclear Moratorium in 2011. Stefan Thoenes. EWI Working Paper No. 11/06. 2011. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI-WP-11-06-Understanding-electricity-prices.pdf>
- UBA (2023). Strom- und Gasverbrauch ab der zweiten Jahreshälfte 2022 gesunken. Umweltbundesamt. 26.05.2023. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/strom-gasverbrauch-ab-der-zweiten-jahreshaelfte>