

Der Streckbetrieb deutscher Kernkraftwerke im Zeitraum Januar bis April 2023

Stellungnahme
zur Anhörung des
2. Parlamentarischen Untersuchungsausschusses
des 20. Deutschen Bundestages
am 28. November 2024

Berlin,
7. November 2024

Dr. Felix Chr. Matthes

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

1. Hintergrund

(1) Die gesetzliche Beendigung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland markiert den Endpunkt eines jahrzehntelangen gesellschaftlichen Großkonfliktes. Der Ausstieg aus der Kernenergienutzung als Ergebnisse dieses Konflikts ist geprägt durch verschiedene Phasen, es sei hier erinnert an

- die Beendigung verschiedener Großprojekte der kerntechnischen Prozesskette bis 1991 (Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf und Thorium-Hochtemperaturreaktor Hamm-Uentrop im Jahr 1989, Schneller Brutreaktor Kalkar 1991)¹;
- die Stilllegung der Kernkraftwerke in der DDR bzw. den neuen Bundesländern im Laufe des Jahres 1990²;
- das faktische Verbot von Kernkraft-Neubauten mit der Einführung § 7 Abs. 2a AtG über die 7. Novelle des Atomgesetzes (AtG) vom 19. Juli 1994;
- die Vereinbarung mit den Kernkraftwerksbetreibern zur entschädigungsfreien Stilllegung der deutschen Kernkraftwerke vom 14. Juni 2000 und deren Umsetzung im AtG 2002 vom 22. April 2002;
- die Verlängerung der Laufzeiten mit der 11. AtG-Novelle vom 8. Dezember 2010;
- die Rücknahme der Laufzeitverlängerungen und die leichte Beschleunigung des Ausstiegspfadens mit der 13. AtG-Novelle vom 13. Juli 2011;
- die befristete Verlängerung der Genehmigungen für den kommerziellen Leistungsbetrieb der letzten drei in Deutschland betriebenen Kernkraftwerke (im Folgenden: Streckbetrieb) mit der 19. AtG-Novelle vom 4. Dezember 2022.

(2) Die Dimensionen der Debatte um den Kernenergieausstieg sind vielfältig und betreffen sehr unterschiedliche Facetten:

- die grundsätzliche Risikobewertung der Kerntechnologie;
- die Fragen der operativen Sicherheit von Kernkraftanlagen;
- die Fragen der kerntechnischen Abfälle und deren sichere Entsorgung;
- die Frage der sicheren Langfristfinanzierung für die Entsorgungsfrage;
- die Fragen zur Passfähigkeit relativ inflexibler Großkraftwerke in ein zukünftiges erneuerbares Stromsystem.

(3) Alle Fragen sind wichtig und alle Fragen wurden in den unterschiedlichen Phasen der deutschen Kernenergiepolitik sehr unterschiedlich adressiert, seit der 13. AtG-Novelle sind in vielen Bereichen auch befriedende Lösungen gefunden worden (erinnert sei an den Neuansatz zur Endlagersuche mit dem Standortauswahlgesetz vom 5. Mai 2017

¹ Vgl. Matthes, F.Chr. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland, Berlin.

² Vgl. Müller, W.D. (2001): Geschichte der Kernenergie in der DDR, Geschichte der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland, Band III, Stuttgart sowie Matthes, F. Chr. (2000): Stromwirtschaft und deutsche Einheit. Eine Fallstudie zur Transformation der Elektrizitätswirtschaft in Ost-Deutschland, Berlin.

und die Lösung der Finanzierungsfrage mit dem Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung vom 27. Januar 2017).

(4) Die grundsätzliche Risikobewertung der Kernenergie bildet jedoch eine von Grundüberzeugungen geprägte Frage nach dem Umgang mit Risikokonstellationen, die durch sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeiten und gleichzeitig potenziell extrem hohe Schadensumfänge charakterisiert sind. Die Wissenschaftliche Beirat für Globale Umweltfragen (WBGU) hat hierzu im Jahr 1998 den Begriff des Risikotyps „Damokles“ geprägt.³

(5) Die Bundesregierung hat in ihrer Gesetzesbegründung zur 13. AtG-Novelle insbesondere vor dem Hintergrund dieses Risikoprofils dazu ausgeführt:

„... ist die von der Bundesregierung eingesetzte Ethikkommission „Sichere Energieversorgung“ unter Einbeziehung von Kirche, Politik und Wissenschaft zu dem Ergebnis gelangt, dass die Realität eines Reaktorunfalls substantziellen Einfluss auf die Bewertung des Restrisikos hat und die mögliche Unbeherrschbarkeit eines Unfalls eine zentrale Bedeutung im nationalen Rahmen einnimmt [...]. Mithin solle angestrebt werden, die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität soweit wie möglich zu beschränken und innerhalb eines Jahrzehnts den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zu vollziehen. Die Bundesregierung hat unter Einbeziehung dieser Ergebnisse beschlossen, die Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität zum frühestmöglichen Zeitpunkt – zeitlich gestaffelt – zu beenden. Zu diesem Zweck wird nunmehr ein festes Enddatum für die friedliche Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität eingeführt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass auch bei erheblichen Anstrengungen auf den durch das Energiepaket der Bundesregierung umfassten Gebieten – insbesondere des Ausbaus der erneuerbaren Energien, des Ausbaus der Netz- und Speicherkapazitäten, der Intensivierung der Gebäudesanierung, der Verbesserung der Energieeffizienz und der Bereitstellung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten – ein vollständiger Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität faktisch vor dem Jahr 2022 nicht möglich ist.

Um die Nutzung der Kernenergie aber auf den absolut notwendigen Zeitraum zu beschränken und einen noch schnelleren Übergang in das Zeitalter der erneuerbaren Energien zu ermöglichen, ergreift die Bundesregierung auf den genannten Gebieten im Rahmen des Energiepakets eine Vielzahl energiepolitischer Initiativen und Maßnahmen und wird – unter Einbeziehung der Bürgerinnen und Bürger – einen zügigen und effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien und der hierfür erforderlichen Infrastrukturen weiter vorantreiben.“

(6) In ihrer Begründung der 19. AtG-Novelle hat die Bundesregierung vor diesem Hintergrund (auch mit Verweis auf die weiterbestehende Einordnung der Kernenergie als Hochrisikotechnologie) für die Einordnung des Streckbetriebs exklusiv auf die Fragen der Versorgungs- bzw. Systemsicherheit abgestellt:

³ Vgl. hierzu https://www.wbgu.de/fileadmin/user_upload/wbgu/publikationen/hauptgutachten/hg1998/pdf/wbgu_jg1998.pdf

„Zur Lösung der oben ausgeführten Problematik wurde bereits ein Bündel an Maßnahmen ergriffen, u. a. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, Regelungen zur Rückkehr von Kohle- und Mineralölkraftwerken an den Strommarkt, Maßnahmen zur kurzfristigen Steigerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zur erhöhten Nutzung der bestehenden Stromnetzinfrastuktur. Mit diesem Gesetz werden nun zusätzlich zu diesen Maßnahmen die Rahmenbedingungen für einen bis zum 15. April 2023 befristeten Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 geschaffen, um Erzeugungskapazitäten im deutschen Stromnetz zu halten und einen positiven Beitrag zur Energieversorgungssicherheit insgesamt, zur Leistungsbilanz und zur Netzsicherheit zu leisten.“

(7) Im Ergebnis ist damit eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke im Allgemeinen wie auch des Streckbetriebes bis zum 15. April 2024 primär im Kontext der Versorgungs- und Systemsicherheit zu bewerten.

2. Zu den Fragestellungen im Einzelnen

2.1. Markt und Preisentwicklungen

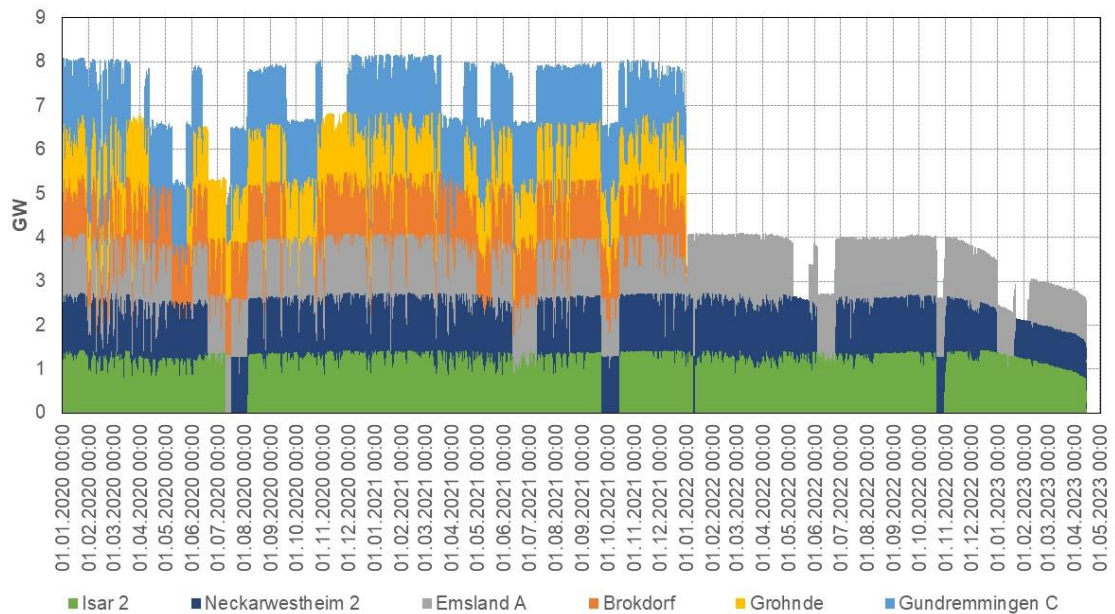
1. Markt und Preiswirkungen der Entscheidungsalternativen zum Primärenergiemix nach dem 24. Februar 2022 – insbesondere
 - gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke,
 - Auswirkungen des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke auf den deutschen und europäischen Energiemarkt,
 - bei einer Prüfung des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke bei sachgerechter und ergebnisoffener Prüfung der wirtschaftlichen Auswirkungen des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke anzustellenden ökonomischen Analysen.

(8) Die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Streckbetriebes bzw. der Abschaltung der letzten drei im Leistungsbetrieb deutschen Kernkraftwerke ergeben sich vor allem aus den Strompreiseffekten im zentral-westeuropäischen Strommarkt sowie dem möglichen Mehrverbrauch von Erdgas für die Stromerzeugung. Der erstgenannte Effekt tangiert dabei vor allem die Stromverbraucher, der letztere Effekt betrifft eher die Kosten bzw. Erträge der Kraftwerksbetreiber und hat keinen wesentlichen Effekt für die Verbraucherkosten.

(9) Zu beachten sind dabei die Dimensionen des insgesamt betroffenen Strommarktes. Im Jahr 2022 lag die Leistung steuerbarer Kraftwerke (ohne Wasserkraft) in den sechs Ländern des zentral-nordwesteuropäischen Strommarktes (CWE) bei über 180 GW, auf die drei streckbetriebsrelevanten Kraftwerksblöcke in Deutschland davon etwa 4 GW und eine (mit Blick auf die Situation in den Jahren 2022 und 2023 besonders relevante) Kernkraftwerkskapazität von ca. 60 GW in Frankreich.

(10) Die Abbildung 2-1 zeigt die stündliche Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke von Anfang 2020 bis zum April 2023. Sie verdeutlicht einerseits die regelmäßigen Revisions- und Nachladeintervalle für den Kernbrennstoff, andererseits aber die unterschiedlichen Erzeugungsprofile für einerseits die zum Ende 2021 abgeschalteten Kernkraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen C und andererseits die im Streckbetrieb bis zum 15. April 2023 betriebenen drei Kraftwerksblöcke in den letzten Wochen ihres kommerziellen Leistungsbetriebs. Die Erzeugung der im Streckbetrieb gefahrenen Kraftwerksblöcke nahm in den letzten Betriebswochen deutlich ab.

Abbildung 2-1: Stündliche Stromerzeugung der deutschen Kernkraftwerke vom 1. Januar 2020 bis 1. Mai 2023



Quelle: Entso-E, eigene Berechnungen

(11) Die Preiseffekte des Streckbetriebs im *Day-ahead*-Markt wurden vom Öko-Institut im Jahr 2022 mit einem Strommarkt-Fundamentalmodell für verschiedene Szenarien abgeschätzt (Tabelle 2-1). Einerseits wurden die Strompreiseffekte der Reduktion der Verfügbarkeit des französischen Kernkraftwerksparks auf 50% modelliert, andererseits die Effekte von verschiedenen Varianten des Streckbetriebs für wiederum unterschiedliche Annahmen zu den Erzeugungseffekten des Streckbetriebs.

Tabelle 2-1: Effekte des Streckbetriebs deutscher Kernkraftwerke auf den Großhandelspreis im *Day-ahead*-Markt

	Großhandelspreis (Mittelwert Spotmarktpreise Deutschland)	
	Restriktive Annahmen	Großzügige Annahmen
KKW-Stilllegungen in Deutschland wie geplant		
Französische KKW-Flotte produziert normal		-4,3%
Französische KKW-Auslastung auf 50% reduziert		±0,0%
Französische KKW-Auslastung auf 50% reduziert		
KKW Isar 2 2023 im Streckbetrieb	-0,3%	-0,6%
zzgl. KKW Neckarwestheim II 2023 im Streckbetrieb	-0,5%	-0,8%
zzgl. KKW Emsland 2023 im Streckbetrieb	-0,7%	-1,1%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

(12) Die real gemessene Erzeugung der drei Kernkraftwerke im Jahr 2023 lag mit etwa 7 TWh (brutto) in der Größenordnung des Szenarios „Großzügige Annahmen“ der Modellanalysen.

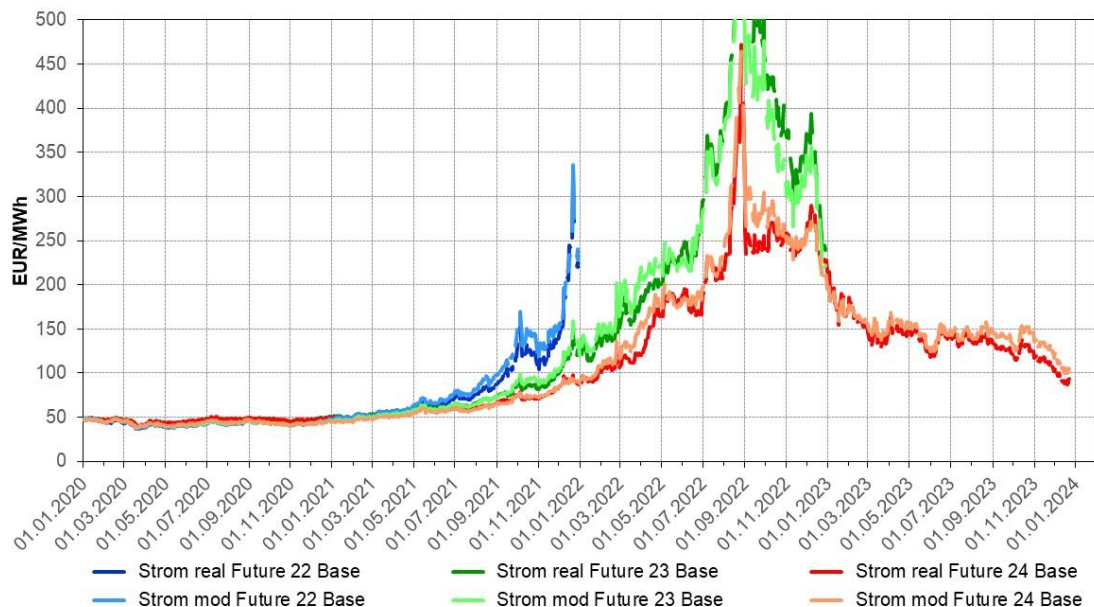
(13) Die Übersicht verdeutlicht, dass ein Ausfall von etwa der Hälfte der französischen Kernkraftwerksflotte den Großhandels-Strompreis im CWE-Markt um etwa 4% erhöht.

Unter Maßgabe dieses Ausfalls führt der Streckbetrieb der genannten Kernkraftwerksblöcke in den Monaten Januar bis April 2023 insgesamt zu einer Senkung des Großhandelspreises von insgesamt ca. 1,1%. Ein solcher Wert liegt letztlich im Bereich der Modellierungsunsicherheiten.

(14) Diese (geringen) Effekte ergeben sich vor allem aus der Tatsache, dass die Herausnahme der in Rede stehenden Kraftwerkskapazitäten nur sehr geringe Effekte auf die jeweils preissetzenden Kraftwerke hat.

(15) Die Abbildung 2-2 verdeutlicht dies anhand eines Vergleichs der im Börsenhandel an der European Energy Exchange festgestellten Großhandelspreise für die Jahres-Futures 2022 bis 2024 und den mit einem konsistenten Datensatz für das energiewirtschaftliche Umfeld (v.a. Erdgas- und CO₂-Preise) modellierten Grenzkosten eines Gaskraftwerks. Mit sehr wenigen und eher zeitweisen Ausnahmen erklären die kurzfristigen Grenzkosten eines Gaskraftwerkes die im Markt festgestellten Preise nahezu perfekt. Nennenswerte Strompreiseffekte ergeben sich damit durch die Heraus- oder Hereinnahme zusätzlicher Kapazitäten steuerbarer Kraftwerke mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten nur für den Fall, dass im Gesamtmarkt Kraftwerke mit deutlich anderen Grenzkosten preissetzend werden. Dies gilt weitgehend unabhängig von der Frage, ob die entsprechenden Gaskraftwerke in Deutschland oder in den Nachbarländern des CWE-Marktes betrieben werden.

Abbildung 2-2: Börsenpreise für Jahres-Futures 2022 bis 2023 und auf Gaskraftwerksbasis modellierte Preise



Quelle: EEX, eigene Berechnungen

(16) Die Situation sehr geringer Strompreiseffekte ergibt sich im Übrigen auch vergleichsweise robust aus den verschiedenen Untersuchungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung.⁴

(17) Bezüglich der Effekte bezüglich des vermiedenen Brennstoffverbrauchs wird hinsichtlich der Mengengerüste auf die Ausführungen zur Frage 3 verwiesen. Im Einzelnen ergeben sich hier folgende Effekte

- Auf Grundlage des an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) festgestellten Spotpreise für Erdgas in den ersten vier Monaten des Jahres 2023 von ca. 51 €/MWh und 41 €/MWh für das Gesamtjahr 2023 (jeweils bezogen auf den oberen Heizwert) ergeben sich für Deutschland um etwa 0,3% verringerte Erdgaskosten.
- Für Steinkohle resultieren sich bei einem mittleren Großhandelspreis an der Energiebörse Intercontinental Exchange (ICE) von 145 US-\$/t in den ersten vier Monaten des Jahres 2023 und 126 US-\$/t für das Gesamtjahr 2023 um 0,8 bis 0,9% reduzierte Steinkohlekosten.
- Auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der Förderung von Braunkohle von etwa 1,5 €/MWh errechnen sich für Deutschland für das Jahr 2023 um 0,5 bis 0,6% gesunkene Kosten für Braunkohle.
- Insgesamt wurden im Jahr 2023 durch den Streckbetrieb der drei deutschen Kernkraftwerke die Gesamtkosten der deutschen Volkswirtschaft für die Beschaffung fossiler Energieträger insgesamt um etwa 0,2% reduziert.

(18) Es soll an dieser Stelle noch einmal explizit auf den Sachverhalt hingewiesen werden, dass diese im Kontext des Energiesystems sehr geringen Änderungen der gesamten Brennstoffkosten sich gleichwohl für die Stromverbraucher nicht materialisieren sondern in Wechselwirkung mit den Strompreiseffekten (die bei den Erzeugern zu geringeren Erträgen führen) letztlich Verteilungseffekte unter den Stromerzeugern betreffen,

(19) Der Umfang der regierungsintern angestellten Analysen ist dem Unterzeichner nicht bekannt und hinsichtlich der Angemessenheit vom Unterzeichner auch nicht zu beurteilen. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass die grundsätzlichen Mechanismen und die Größenordnung der einschlägigen Strompreis- und Energiekosteneffekte durch den verlängerten Betrieb der in Rede stehenden Erzeugungskapazitäten insbesondere nach den umfangreichen Diskussionen und Modellierungen um den Kohleausstieg in den Jahren seit 2015 sehr breit bekannt und verfügbar waren.

⁴ Vgl. dazu die Ausführungen im Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende (https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

2.2. Sicherheitsaspekte und Primärenergiemix

2. Sicherheitsaspekte der Entscheidungsalternativen zum Primärenergiemix nach dem 24. Februar 2022 – insbesondere

- nukleare Sicherheit der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke und den zu erwartenden sicherheitstechnischen Prüfungs- und Anpassungsmaßnahmen an diesen Kraftwerken für den Streckbetrieb bis zum und einen Weiterbetrieb über den 15. April 2023 hinaus,
- bei einer Prüfung des Weiterbetriebs dieser Kernkraftwerke bei sachgerechter und ergebnisoffener Prüfung mit Blick auf den Betrieb und die Reaktorsicherheit durchzuführenden Prüfungsschritte der zuständigen Behörden des Bundes und der Betreiber,
- Auswirkungen der Abschaltung dieser Kernkraftwerke auf die Versorgungssicherheit und die damit verbundenen Kosten in Deutschland.

(20) Die ersten beiden Fragen zum Themenkomplex 2 sind vom Unterzeichner mangels eigener fundierter Expertise in diesen Bereichen nicht zu beantworten.

(21) Hinsichtlich der Versorgungssicherheit sind zwei verschiedene Facetten zu berücksichtigen.

- Die Versorgungssicherheit im engeren Sinne (*System Adequacy*) betrifft die Verfügbarkeit ausreichender steuerbarer Kraftwerkskapazitäten bzw. wirkungsgleicher Ressourcen auf der Nachfrageseite, sodass die Lastnachfrage in allen stationären Zuständen, in denen sich das Stromversorgungssystem befinden kann, unter Berücksichtigung der Standardbedingungen gedeckt werden kann. Für die Einordnung der *System Adequacy* sind umfangreiche Marktsimulationen notwendig (die auf deutscher und europäischer Ebene in relativ hoher Frequenz durchgeführt werden).
- Die Systemsicherheit (oft als *Transmission Adequacy* bezeichnet) beschreibt die Fähigkeit, den sicheren Betrieb des Netzes inklusive aller Maßnahmen des Engpass-Managements zu gewährleisten und die Lastnachfrage in allen Netzregionen zu decken. Für die Einordnung der *Transmission Adequacy* sind sowohl umfangreiche Markt als auch breite Netzsimulationen notwendig.

(22) Für die Situation der Jahre 2022 und 2023 standen dabei sowohl die Versorgungssicherheit im engeren Sinne als auch die Systemsicherheit im Vordergrund. Für die Sondersituation dieser beiden Jahre wurden die umfassendsten Untersuchungen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Rahmen der Sonderanalysen zum Winter 2022/2023 durchgeführt.⁵ In ähnlicher Breite und Tiefe konnten in den verfügbaren Zeitfenstern von anderen Akteuren keine vergleichbaren Analysen erstellt werden.

⁵ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/sonderanalyse-zur-stromversorgung-winter-2022-23.pdf?__blob=publicationFile&v=6 sowie https://www.netztransparenz.de/xspProxy/Api/Static-Files/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/sonderanalysen-winter-2022-2023/20220914_stress-test-strom-ergebnisse-langfassung.pdf

(23) Diesen Analysen wurden mit Blick auf den deutschen und europäischen Strommarkt sehr weitgehende Restriktionen zugrunde gelegt:

- massive Nichtverfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke (in Höhe von 16 bis 21 GW);
- deutliche Nichtverfügbarkeiten der deutschen Steinkohlekraftwerke durch die Niedrigwassersituation (in Höhe von bis zu 3,75 GW);
- verringerte Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke (von bis zu 3 GW);
- verringerte Erdgasverfügbarkeit für die Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich (um bis zu 50%);
- eine deutlich erhöhte Last durch den Einsatz von Heizlüftern (bis zu 2,5 GW bei sonst unveränderter Lastsituation);
- sehr hohe Erdgaspreise (300 €/MWh über den gesamten Winter)

Darüber hinaus wurden in einem Bereich jedoch auch entlastende Rahmenbedingungen in Ansatz gebracht:

- Rückkehr von Kraftwerken in der Netzreserve und der sog. Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (bis zu 6 GW).

Im Rückblick sind die o.g. restriktiven Umfeldbedingungen, auch und vor allem in ihrer Kombination, nicht eingetreten.

(24) Mit Blick auf die potenzielle Lastunterdeckung (*System Adequacy*) führten die Analysen der ÜNB zu differenzierten Ergebnissen:

- in allen drei Stresstest-Szenarien kam es in Europa zu Lastunterdeckungen;
- für Deutschland kam es in den beiden kritischeren Stresstest-Szenarien in einigen Stunden zu Lastunterdeckungen;
- mit dem Streckbetrieb der drei Kraftwerksblöcke wurden zumindest für zwei der drei Stresstest-Szenarien Lastunterdeckungen vermieden.

(25) Auch mit Blick auf die Systemsicherheit (*Transmission Adequacy*) ergaben sich aus den Untersuchungen der ÜNB differenzierte Resultate:

- in allen drei Stresstest-Szenarien kam es zur Notwendigkeit der Kontrahierung von *Redispatch*-Kapazitäten im Ausland, deren Verfügbarkeit jedoch als unsicher eingeschätzt wurde;
- mit dem Streckbetrieb der drei Kraftwerksblöcke wurde diese Situation leicht (um ca. 10%) entschärft, für den Großteil der möglicherweise entstehenden Lücke verblieb jedoch die Notwendigkeit von Zusatzmaßnahmen.

(26) Eine Kostenbewertung wurde von den ÜNB nicht durchgeführt, dies ist angesichts der sehr voraussetzungsreichen Annahmen auch nur schwer möglich und schließlich mit Blick auf die letztlich eingetretenen Marktumfeldbedingungen nur sehr begrenzt sinnvoll. Der deutliche Anstieg der Netzengpassmanagement-Kosten in den Jahren 2022 und 2023 (sowie die leichte Entspannung seitdem) ist jedoch ganz überwiegend auf die massiv gestiegenen Brennstoffkosten der zum Redispatch eingesetzten

Kraftwerke zurückzuführen.⁶ Der Streckbetrieb der Kernkraftwerke hatte hierauf erwart- und erkennbar keinen Einfluss.

(27) Mit Blick auf die breiter verstandene Versorgungssicherheit für das Energiesystem insgesamt, also unter Einbeziehung aller (importierten) Energieträger waren die Effekte angesichts der in den Abschnitten 2.1 und 2.3 beschriebenen Effekte gering und liegen letztlich innerhalb der generellen Analyseunsicherheiten.

2.3. Primärenergiemix und CO₂-Bilanz

3. Auswirkungen der Entscheidungsalternativen zum Primärenergiemix nach dem 24. Februar 2022 auf die CO₂-Bilanz– insbesondere

- Einsparung von CO₂ im deutschen Strommix aufgrund des Streckbetriebs der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke und Auswirkung der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke auf den deutschen und europäischen CO₂-Haushalt im Strommix,
- mögliche Einsparung von CO₂ im deutschen Strommix bei einem unverminderten Weiterbetrieb bis zum 15. April 2023 der letzten drei am Netz befindlichen deutschen Kernkraftwerke,
- bei einer sachgerechten und ergebnisoffenen Prüfung der Auswirkungen des Streckbetriebs und der Abschaltung der letzten drei bis zum 15. April 2023 am Netz befindlichen Kernkraftwerke auf den CO₂-Haushalt am deutschen und europäischen Strommix anzustellenden Analysen.

(28) Die Auswirkungen des Streckbetriebs der drei verbliebenen Kernkraftwerke auf den Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen im deutschen und europäischen Stromsystem müssen in zwei unterschiedlichen Bezugssystemen betrachtet werden:

- die sich aus der Substitution von Stromerzeugung ergebenden Effekte ohne weitere Berücksichtigung des regulativen Rahmens;
- die sich unter Berücksichtigung v.a. des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) ergebenden Effekte.

(29) Auch hier sollte eine Einordnung in die jeweiligen Gesamtsysteme erfolgen und müssen die jeweiligen Größenordnungen berücksichtigt werden:

- Vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine lag der Anteil der zur Stromerzeugung eingesetzten Erdgasmengen am gesamten Erdgaseinsatz in Deutschland typischerweise bei Werten um die 18% und in der Europäischen Union bei Werten von 28 bis 29%. Eine Besonderheit für Deutschland liegt weiterhin darin,

⁶ Vgl. dazu die Ausführungen im Monitoringbericht 2024 der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende (https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

dass ein sehr großer Anteil der zur Stromerzeugung eingesetzten Erdgasmengen auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (allein dieser Anteil repräsentiert mehr als 50% des gesamten Erdgaseinsatzes in der Stromerzeugung) und zur Systemstabilität eingesetzte Anlagen entfällt, die nicht ohne Weiteres durch andere Stromerzeugungsoptionen ersetzt werden können.⁷

- Bezüglich der CO₂-Emissionen ist das europäische Emissionshandelssystem zu berücksichtigen, das in den Jahren 2022 und 2023 ein gesamtes Emissionsvolumen aus stationären von ca. 1,3 Mrd. t CO₂ im Jahr 2022 bzw. von 1,1 Mrd. t CO₂ im Jahr 2023 reguliert hat.⁸

(30) In den Stresstest-Szenarien der ÜNB ergab sich eine Mindererzeugung fossiler Kraftwerke

- in Höhe von 0,9 TWh für Erdgaskraftwerke in Deutschland und 2,4 TWh im Ausland, d.h. eine eingesparte Erdgasmenge von ca. 6 TWh (bezogen auf den unteren Heizwert) bzw. eine vermiedene Emission von 1,2 Mio. t CO₂;
- in Höhe von 0,7 TWh für Steinkohlekraftwerke in Deutschland und 1,2 TWh im Ausland, d.h. eine eingesparte Steinkohlemenge von knapp 5 TWh bzw. eine vermiedene Emission von ca. 1,6 Mio. t CO₂;
- in Höhe von 0,5 TWh für Braunkohlekraftwerke in Deutschland und 0,6 TWh im Ausland, d.h. eine eingesparte Braunkohlemenge von knapp 3 TWh bzw. eine vermiedene Emission von ca. 1,1 Mio. t CO₂.

Unter Berücksichtigung der im Rückblick erzeugten Zusatzmengen aus den drei deutschen Kernkraftwerken erhöhen sich diese Werte bei einheitlicher Skalierung um jeweils etwa 14%.

Die für den Streckbetrieb errechneten Minderverbräuche von Erdgas betragen so ca. 0,3% des gesamten Erdgaseinsatzes in Deutschland und der EU. Ohne Berücksichtigung der Rückwirkungen über das EU ETS ergibt sich aus dem gesamten Brennstoff-Minderverbrauch eine Emissionsminderung von etwa 4 Mio. t CO₂ bzw. ein Anteil von ca. 0,3 bis 0,4% der vom EU ETS regulierten Emissionen. Ein erkennbarer Preiseffekt im CO₂-Markt und entsprechende Rückwirkungen auf den Strommarkt können angesichts dieser Größenordnung robust ausgeschlossen werden.

(31) Ungeachtet der vergleichsweise geringen Effekte des Streckbetriebes auf den Erdgasverbrauch und die CO₂-Emissionen müssen die Rückwirkungen über den EU ETS berücksichtigt werden.

- Unter Maßgabe der fixen Mengen an Emissionszertifikaten des EU ETS verändern sich die Emissionen nicht, der Streckbetrieb (wie auch andere Laufzeitverlängerungen) verändern das Gesamtniveau der CO₂-Emissionen über die Zeit nicht.

⁷ Vgl. hierzu auch https://www.deloitte.com/content/dam/assets-zone2/de/de/docs/about/2024/Natural_Gas_Demand_Outlook_to_2050_Deloitte_%C3%96ko-Institut.pdf

⁸ Vgl. hierzu <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/emissions-trading-viewer-1-dashboards>

- Unter Berücksichtigung der Marktstabilitätsreserve (MSR) des EU ETS⁹, die Überschusszertifikate regelbasiert aus dem Markt absaugt, die dann in der MSR und unter Maßgabe der aktuellen Bedingungen vollständig gelöscht werden, verbleibt von den durch den Streckbetrieb nicht genutzten Emissionszertifikaten (in Summe etwa 4 Mio. *European Union Allowances*) in den kommenden Jahren noch ein Anteil von 10%, d.h. 0,4 Mio. Zertifikate im Markt. Etwa 3,6 Mio. Emissionszertifikate werden dem Markt dauerhaft entzogen. Der effektive und längerfristig wirkende CO₂-Emissionsentlastungseffekt durch den Streckbetrieb liegt damit bei ca. 90%.

(32) Der Umfang der regierungsintern angestellten Analysen ist dem Unterzeichner nicht bekannt und hinsichtlich der Angemessenheit vom Unterzeichner auch nicht zu beurteilen. Es soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass die grundsätzlichen Mechanismen und die Größenordnung der einschlägigen Effekte auf Erdgasverbrauch und CO₂-Emissionen auf Grundlage der verfügbaren statistischen Daten sowie spätestens seit Vorliegen der Stresstest-Analysen seitens der ÜNB gut und hinsichtlich der sehr geringen Volumina robust einschätzbar waren.

⁹ Die entsprechenden Mechanismen sind mit dem *MSR Calculator* des Öko-Instituts relativ genau und robust ermittelbar.