

VERSCHIEBUNG DES KERNENERGIEAUSSTIEGS IN DEUTSCHLAND: EIN KLUGER SCHACHZUG IN DER EUROPÄISCHEN ENERGIEKRISE?

Dimitrios Glynos, Hendrik Scharf

Technische Universität Dresden, Münchner Platz 3 01069 Dresden, + 49 351 463 39764.,
dimitrios.glynos@tu-dresden.de, hendrik.scharf@tu-dresden.de, www.ee2.biz

Kurzfassung: Als Reaktion auf die Energiekrise 2022-2023 hat die deutsche Regierung beschlossen, die Laufzeit der letzten drei Kernkraftwerke bis zum 15. April 2023 zu verlängern. Dieser Beitrag analysiert die Auswirkungen dieser Entscheidung auf den integrierten europäischen Stromsektor, indem mit dem Strommarktmodell ELTRAMOD der in dem Zeitraum der Laufzeitverlängerung realisierte Kraftwerkseinsatz mit dem eines kontrafaktischen Szenarios ohne Kernkraft in Deutschland verglichen wird. Besonderes Augenmerk wird dabei auf Österreich gelegt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Laufzeitverlängerung der drei Kernkraftwerke zu einer Verringerung der Gasverstromung in Europa um 2,9 TWh führte, während Österreich seine Gasverstromung um circa 7,9% reduzieren konnte. Die durchschnittlichen Strompreise in Österreich sanken um rund 5,81 Euro pro MWh, wodurch sich die Konsumentenrente um 57,2 Mio. Euro erhöhte. Dennoch musste Österreich einen gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlust hinnehmen, da die Entlastung der Konsumenten die durch die Preissenkungen bedingten Verluste auf der Produzentenseite nicht kompensierte. Insgesamt hatte die Entscheidung der deutschen Bundesregierung nur begrenzte Auswirkungen auf die europäische Wohlfahrt. Vielmehr wurden die teuren Importe nach Deutschland reduziert, wovon die deutsch-luxemburgische Marktzone profitierte. Die Analyse wurde auf Szenarien mit erhöhter Kernkraftkapazität ausgeweitet, und es wurden verschiedene andere Wetterjahre untersucht, um die Ergebnisse zu kontextualisieren und zu verallgemeinern.

Keywords: Strommarkt, Kernenergieausstieg, Versorgungssicherheit, Energiekrise

1 Einführung und Motivation

Der Kernenergieausstieg, ein Eckpfeiler der deutschen Energiewende, stand während der Energiekrise 2022 in Frage. Angesichts der unsicheren Gasversorgung und möglicher Engpässe beschloss die Bundesregierung, den Kernenergieausstieg um dreieinhalb Monate zu verschieben. So wurden die letzten drei deutschen Kernkraftwerke (KKW) nicht Ende 2022 stillgelegt, sondern liefen bis zum 15. April 2023 mit den verbliebenen Brennelementen im sogenannten Streckbetrieb weiter. Dieses Datum markiert gemäß der 19. Novelle des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) das Ende des Atomzeitalters in Deutschland. Mit diesem strategischen Kurswechsel wurde eine Erhöhung der Energieversorgungssicherheit angestrebt, die im Einklang mit den nationalen Zielen und den Bestrebungen der Europäischen Kommission zur Senkung des Gasverbrauchs stand.

In dieser Studie werden die Auswirkungen der dreieinhalbmonatigen Laufzeitverlängerung auf den europäischen Strommarkt umfassend diskutiert. Dabei wird der Beitrag des Streckbetriebs zur Reduzierung der Gasverstromung in Europa und damit zur Versorgungssicherheit vor dem

Hintergrund drohender Gasknappheit während der Energiekrise untersucht. Die resultierenden Preiseffekte werden ebenfalls analysiert und darauf aufbauend die wohlfahrtspolitischen Implikationen in europäischen Ländern aufgezeigt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf Österreich gelegt. Bis Oktober 2018 gehörte Österreich zu einem gemeinsamen Marktgebiet mit Deutschland und die Kopplung der Strommärkte ist nach wie vor stark. Dennoch sind die Preise in Österreich nach der Trennung des Marktgebietes gestiegen¹, wobei der Preisanstieg während der Energiekrise aufgrund der hohen Gasabhängigkeit besonders ausgeprägt war.

Im Rahmen dieser Studie werden mit dem Strommarktmodell „ELTRAMOD“ vier Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der vom 1. Januar bis zum 15. April 2023 verfügbaren KKW-Kapazität in Deutschland untersucht. Die Analyse umfasst die Veränderung des Erzeugungsmixes, die Höhe der Strompreise und die Auswirkungen auf die Wohlfahrt in Europa. Durch die Berücksichtigung aller Wetterjahre von 2012 bis 2022 konnte der Beitrag der Laufzeitverlängerung zur Gaseinsparung und zur Versorgungssicherheit unter verschiedenen Wetterbedingungen für den Winter 2023 abgeschätzt und somit besser eingeordnet werden. Im Folgenden werden die Annahmen für die verfügbare Kapazität der KKW in den einzelnen Szenarien aufgeführt:

- REF: Dieses Szenario bildet die historische Markträumung auf Basis realer Marktdaten und der gemeldeten verfügbaren Kapazität der deutschen Kernkraftwerke nach. Es dient somit als Grundlage für den Vergleich mit den kontrafaktischen Szenarien.
- Nuc₀: In diesem kontrafaktischen Szenario wird der ursprünglich geplante Kernenergieausstieg bis Ende 2022 unterstellt. Die deutsche Kernkraftkapazität wird somit auf null gesetzt.
- Nuc₃: In diesem kontrafaktischen Szenario werden die möglichen Auswirkungen der Verschiebung des Kernenergieausstiegs unter der Annahme untersucht, dass die letzten drei Kernkraftwerke in Deutschland keinen regulatorischen Vorgaben für den Streckbetrieb unterlägen und somit ohne technische oder sonstige Einschränkungen bei der Brennstoffbeschaffung weiterlaufen könnten. Hierfür wird die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke im Jahr 2021 unterstellt, dem letzten Jahr mit uneingeschränkter Planungs- und Betriebssicherheit.
- Nuc₆: Dieses kontrafaktische Szenario betrachtet die maximale Kernkraftkapazität in Deutschland, wenn zusätzlich die vorherige Stilllegung von Kernkraftwerken Ende 2021 verschoben worden wäre, d.h. wenn die letzten sechs Kernkraftwerke in Deutschland in Betrieb wären. Die Verfügbarkeitswerte beziehen sich auf den Zeitraum vom 1. Januar bis zum 15. April 2021, dem letzten Jahr, in dem alle sechs Anlagen am Netz waren.

Die Abbildung 1 fasst die Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in Deutschland in den verschiedenen Szenarien zusammen.

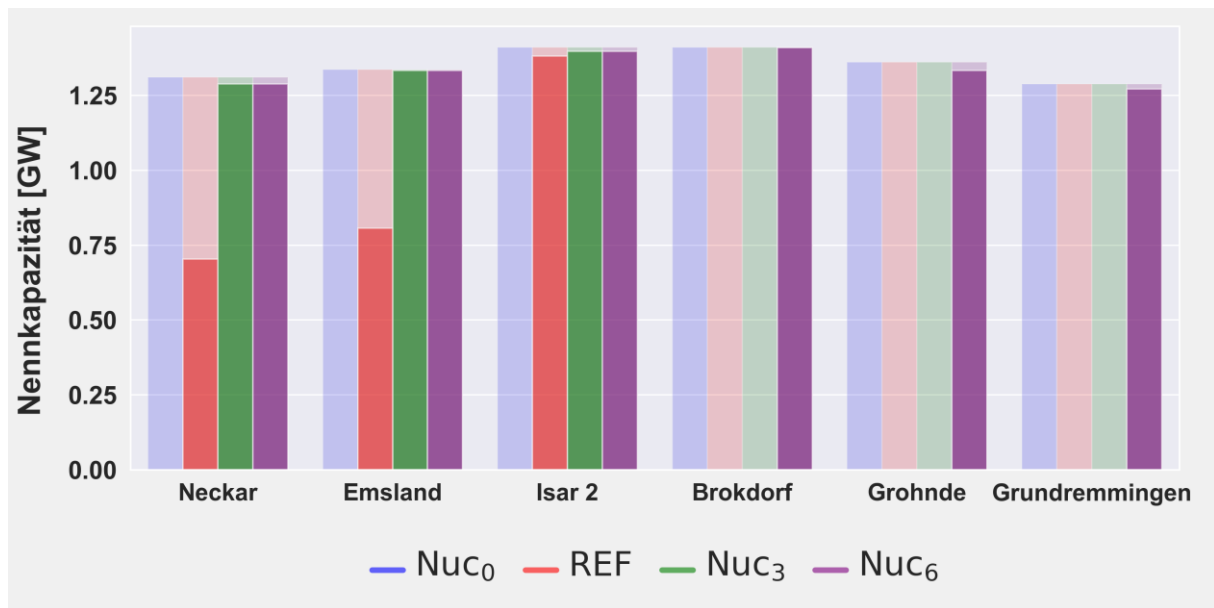


Abbildung 1 Nennleistung und Verfügbarkeit der deutschen KKW in den verschiedenen Szenarien. Das REF-Szenario entspricht der tatsächlichen Verfügbarkeit im Jahr 2023. Die kontrafaktischen Szenarien gehen von der Verfügbarkeit der KKW im Jahr 2021 aus.

Die durchschnittliche Verfügbarkeit der drei letzten aktiven Kernkraftwerke lag vom 1. Januar bis 15. April 2023 im Streckbetrieb zwischen 53,7 % (Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar) und 87,9 % (Isar 2). Im Jahr 2021 betrug die durchschnittliche Verfügbarkeit in diesem Zeitraum mehr als 98,3 %².

2 Modellierung

2.1 Modellbeschreibung

Die Modellierung des europäischen Strommarktes und des Kraftwerkseinsatzes wird mit dem von der Professur für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelten Strommarktmodell ELTRAMOD vorgenommen. Das Fundamentalmodell ELTRAMOD ist ein lineares Optimierungsmodell zur Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemkosten. Im Modell werden vollständiger Wettbewerb und vollkommene Information unterstellt und Aspekte strategischen Verhaltens ausgeklammert, so dass ein anonymer und diskriminierungsfreier Markt abgebildet wird. Dabei sind die tatsächlichen Produktionsmöglichkeiten durch technische und ökonomische Restriktionen und Parameter modelliert. Diese umfassen die unterschiedlichen Charakteristika des Betriebs wie bspw. die Mindestleistung sowie die Reservevorhaltung eines Kraftwerks. Zudem werden technologiespezifische Parameter, wie z.B. Wirkungsgrade, Emissionsfaktoren und Verfügbarkeiten, berücksichtigt. Die Kraftwerksdaten basieren auf der Datenbank der Professur und wurden anhand der jeweils aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur³ und Kapazitätsdaten der Transparenzplattform des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) aktualisiert⁴. In seiner Grundstruktur rechnet das Modell mit einer stündlichen Auflösung für ein Jahr, sprich 8760 Stunden. Diese zeitlich hochaufgelöste Modellierung kann somit die intertemporalen Zusammenhänge der Erzeugungs- und insbesondere der Speichereinheiten bei den auftretenden Einspeise- und Lastbedingungen innerhalb eines Jahres umfassend berücksichtigen. Um die Eigenschaften eines Pumpspeichers

abzubilden, wird sowohl der Pump- als auch der Generatorbetrieb sowie maximale Speicherfüllstände als Variablen implementiert. Das Modell umfasst im Rahmen der vorliegenden Untersuchung 17 Länder: Deutschland mit allen direkten elektrischen Nachbarn zuzüglich Großbritannien mit Irland, Italien, Spanien und Portugal, Norwegen, Schweden und Finnland. Die einzelnen Marktgebiete sind durch Netto-Transport- Kapazitäten (NTC) miteinander verbunden, welche die Handelsaktivitäten zwischen den Märkten begrenzen. Innerhalb einer Marktregion treten im Gegensatz dazu keine Engpässe auf („Kupferplatte“). Die historischen Netztransportkapazitäten für den Stromhandel, Last- und EE-Einspeisungszeitreihen sowie die Kraftwerksverfügbarkeiten stammen ebenfalls aus der ENTSOE- Transparenzplattform⁵⁻⁷. Die für die Kostenberechnung entscheidenden Brennstoffpreise wurden von verschiedenen kostenpflichtigen Plattformen mit Rohstoffbörsendaten bezogen. Für die ausführliche mathematische Formulierung des Modells wird auf⁸ verwiesen.

2.2 Modellvalidierung

Die Qualität der Modellierung wird anhand von einer Reihe von Indikatoren für das Referenzszenario festgestellt, vgl.⁹⁻¹¹. Dazu werden Kennzahlen für die Strompreise (Mittelwerte, mittlerer absoluter Fehler, Standardabweichung) herangezogen und Abweichungen in den Handelsaktivitäten und Erzeugungsmengen ausgewertet. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Erzeugungsstruktur Deutschlands, Österreichs sowie weiterer ausgewählter Länder und des gesamten modellierten Gebiets.

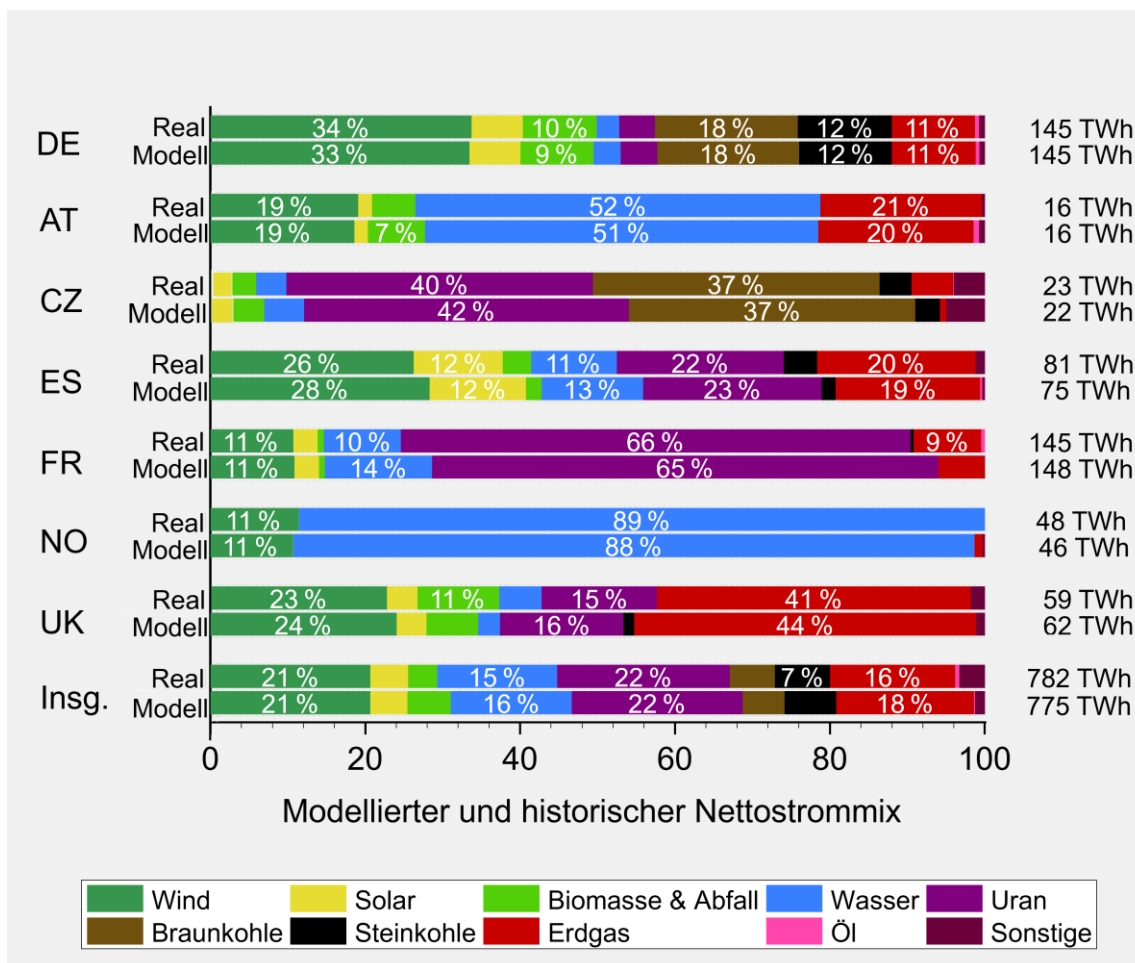


Abbildung 2: Validierung des modellierten Kraftwerkseinsatzes nach Technologie. Referenzwerte nach⁷

Insgesamt bildet das Modell den Kraftwerkseinsatz sehr gut ab. Die Abweichung der modellierten Gesamterzeugungsmenge in allen betrachteten Ländern von der tatsächlichen Erzeugung beträgt lediglich 0,9 %, während sich die modellierte Stromerzeugung in Deutschland und Österreich von der realisierten kaum unterscheidet. Die Abbildung 2 demonstriert auch eine hohe Übereinstimmung der modellierten Anteile der einzelnen Energieträger in den ausgewählten Ländern und der gesamten Modellregion mit den tatsächlichen Anteilen. Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich in erster Linie auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland und Österreich und betrachtet daher die anderen Länder eher aus einer übergeordneten Perspektive. In diesem Kontext werden die geringfügigen Abweichungen nicht als kritisch angesehen, da die Fähigkeit des Modells, den deutschen Erzeugungsmix und den Erzeugungsmix des gesamten Modellgebiets abzubilden, absolut zufriedenstellend ist.

Mit einem Mittelwert von 113,73 €/MWh entsprechen die modellierten deutschen Strompreise genau dem historischen Mittelwert. Im Gegensatz dazu weisen die Modellergebnisse für Österreich mit 128,84 €/MWh eine geringe Abweichung von 1,19 €/MWh vom historischen Mittelwert in Höhe von 130,03 €/MWh auf. Als nächste statistische Größe wird die Standardabweichung betrachtet. Die Standardabweichung der modellierten deutschen Strompreise beträgt 43,50 €/MWh, während die tatsächliche Standardabweichung mit 47,39 €/MWh etwas höher ist. Die Differenz von 3,89 €/MWh stellt jedoch ein zufriedenstellendes Ergebnis dar, insbesondere im Vergleich zur Bandbreite der Standardabweichung zwischen modellierten Preisen und realen Preiszeitreihen in der Literatur ¹¹. In Österreich wird die Streuung der Strommarktpreise noch besser abgebildet, da die Werte in Österreich mit 40,03 €/MWh und 39,67 €/MWh nur geringfügig voneinander abweichen. Der mittlere absolute Fehler (MAE) der modellierten sortierten Preisdauerlinie in Deutschland beträgt 4,10 €/MWh. Für Österreich beträgt der entsprechende Fehler 2,75 €/MWh und fällt damit noch geringer aus. Beide Werte liegen innerhalb der Spanne von 2,28 € bis 5,93 €/MWh, die in der Literatur angegeben wird [vgl. ¹¹⁻¹⁴].

Zusammenfassend kann eine ausreichende Modellgüte für die in dieser Studie durchgeführte Untersuchung festgestellt werden. Die Modellgüte erweist sich als zufriedenstellend, obwohl der untersuchte Zeithorizont nur 28,5 % einer normalen Modellperiode abdeckt und im Wesentlichen die Wintermonate betrachtet werden, in denen die Preisprognose aufgrund der zahlreichen Preisspitzen eine zusätzliche Herausforderung darstellt. Dementsprechend zeigt der Vergleich mit ähnlichen Strommarktmodellen aus der Literatur einige Abweichungen hinsichtlich der relevanten statistischen Kennwerte. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese Abweichungen aufgrund der Modellfokussierung auf das deutsche Stromsystem und dessen Einbettung in den gesamten europäischen Erzeugungsmix nur geringe Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse haben. Die Ergebnisse für Deutschland und Österreich sowie für das gesamte Modellgebiet stimmen gut mit den historischen Daten überein.

3 Ergebnisse

3.1 Gasverstromung und Erzeugungsmix

Der verzögerte Kernenergieausstieg in Deutschland reduzierte die Gasverstromung europaweit in den Modellländern um knapp 2.9 TWh, wie der Vergleich des kontrafaktischen Szenarios Nuc₀ mit dem REF-Szenario offenbart. Allerdings stellt die Laufzeitverlängerung der deut-

schen Kernkraftwerke keinen großen Hebel für die Gaseinsparung in Europa dar. Viel entscheidender sind die Wetterbedingungen und die fluktuierende EE-Einspeisung, die sich entsprechend in der Menge der Gasverstromung für die verschiedenen Wetterjahre innerhalb eines Szenarios in Abbildung 3 niederschlagen.

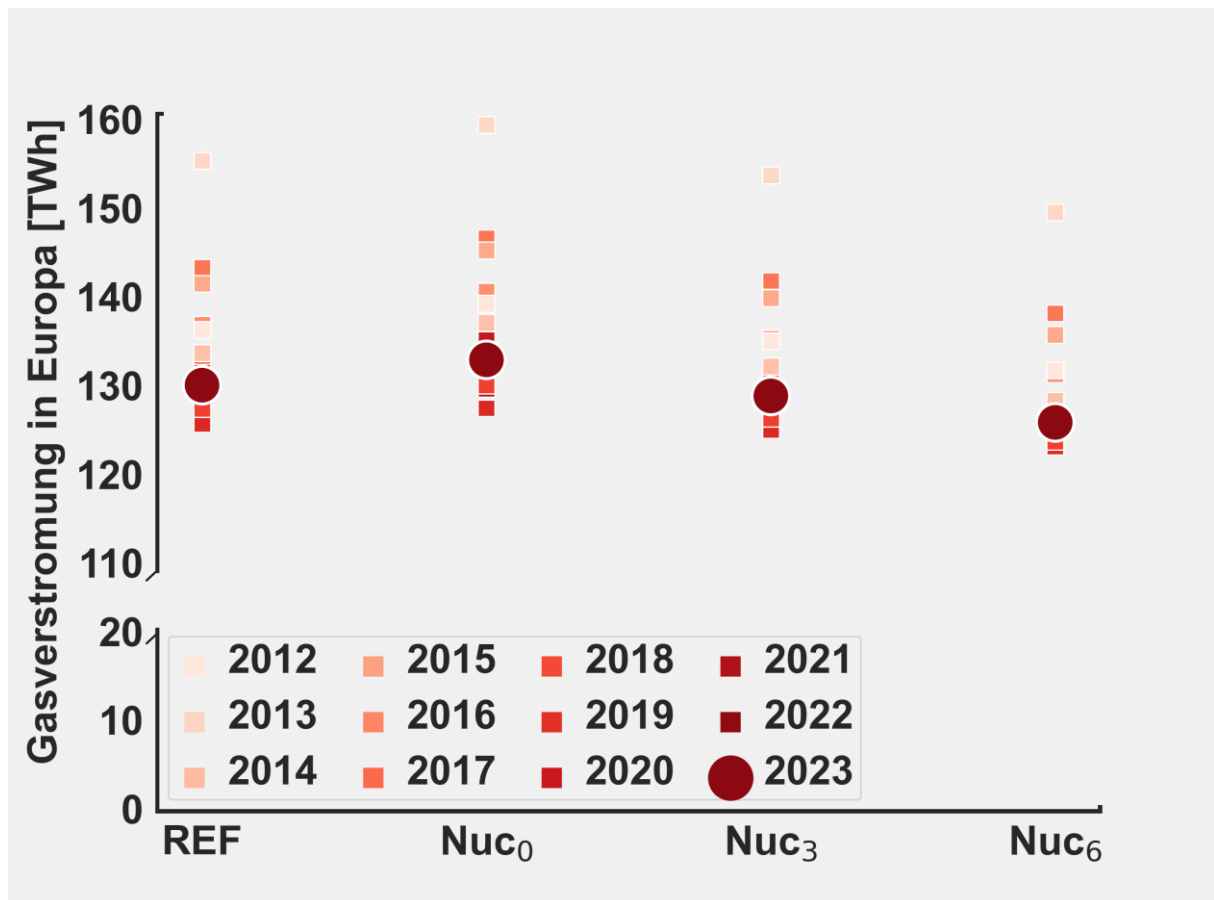


Abbildung 3: Gasverstromung in Europa in den verschiedenen Szenarien für die verfügbare Kapazität der Kernenergie in Deutschland und für verschiedene Wetterjahre.

Die tatsächlichen Wetterbedingungen im Winter 2023 begünstigten Gaseinsparungen. Die Streuung der Gasverstromung für andere Wetterjahre zeigt, dass z.B. bei ähnlichen Wetterbedingungen wie 2013 mit geringerer fluktuierender EE-Erzeugung und höherer Residuallast die Gasverstromung im Winter 2023 deutlich höher hätte ausfallen können. Hätten im Betrachtungszeitraum Wetterbedingungen wie im Jahr 2012 geherrscht, so wäre die gesamte Gasproduktion im Betrachtungszeitraum von 2023 im REF-Szenario ceteris paribus um etwa 20,6 TWh höher ausgefallen. Unter diesen Bedingungen hätte die Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke eine noch größere Bedeutung erlangt, da durch die zusätzliche wetterbedingte Gasverstromung das marginale Risiko eines Gasversorgungsengpasses insgesamt höher wäre. In diesem Szenario würde die Gaseinsparung in Europa mit 4,2 TWh ihren Höhepunkt erreichen, was einer Steigerung um 45 % im Vergleich zur Einsparung unter den tatsächlichen Wetterbedingungen im Jahr 2023 entspricht.

Im Szenario Nuc₆ hätte der Betrieb aller sechs Kernkraftwerke zu einer Gaseinsparung geführt, die mit der Einsparung in erzeugungsschwachen Wetterjahren vergleichbar ist. Die zusätzliche Einspeisung der Kernkraft in Deutschland im Referenzjahr 2023 von 12,7 TWh hätte einen Rückgang der Gasverstromung um 4,0 TWh in ganz Europa bewirkt und gleichzeitig weitere

konventionelle fossile Stromerzeugung aus der europäischen Merit-Order-Liste verdrängt. Abbildung 4 schlüsselt die Erzeugungsverschiebungen im gesamten Modellgebiet auf und zeigt die Abweichungen der Stromerzeugung nach Technologien im Vergleich zum REF-Szenario für die historischen Wetterbedingungen in 2023. Für eine bessere Lesbarkeit werden nur die Abweichungen dargestellt, die größer als 0,4 TWh sind.

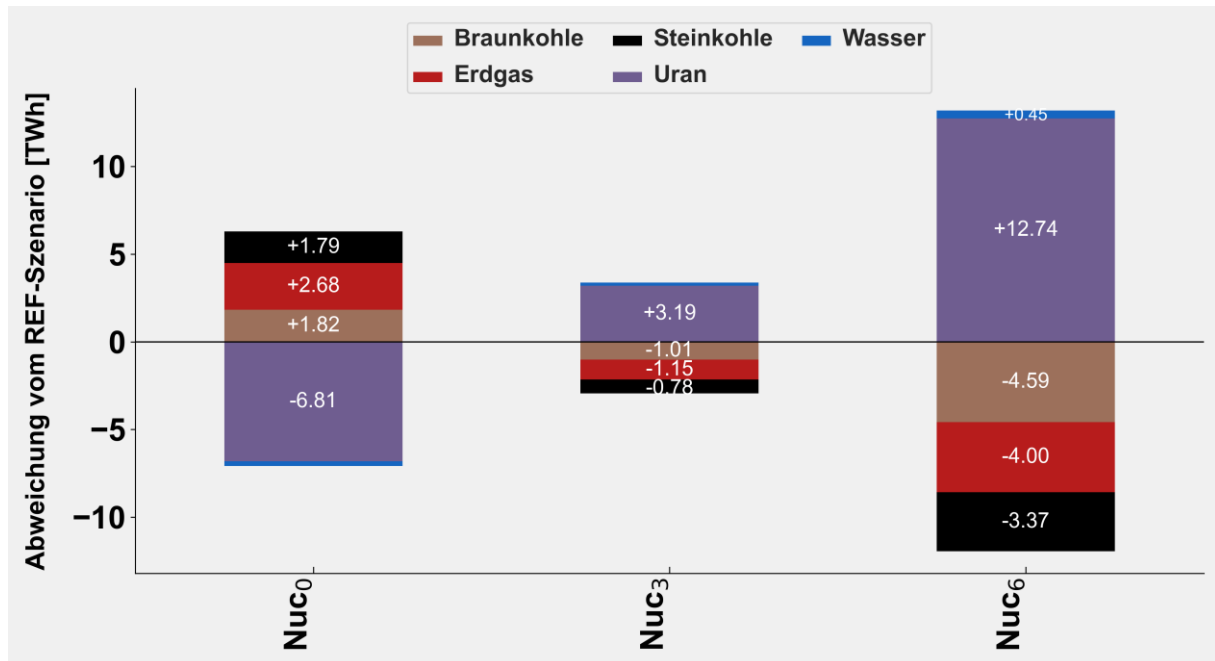


Abbildung 4: Abweichung der Stromerzeugung in allen modellierten europäischen Ländern ausgehend von den tatsächlichen Wetterbedingungen in 2023.

Der Streckbetrieb der letzten Kernkraftwerke in Deutschland reduzierte in erster Linie die heimische Kohle- und Gasverstromung in Spitzenlastzeiten sowie die teurere Gasverstromung in den europäischen Nachbarländern. Ohne die deutsche Kernenergie wäre in Europa im Betrachtungszeitraum eine zusätzliche Kohleverstromung in Höhe von 3,61 TWh erforderlich, wovon 88% auf Deutschland entfallen würden. Im Gegensatz dazu wäre der Anstieg der Gasverstromung um 2,9 TWh gleichmäßiger zwischen Deutschland und dem Ausland verteilt. In diesem Fall hätte Deutschland einen Anteil von 53% an der zusätzlichen europäischen Gasverstromung. Dabei ist zu beachten, dass ein vollständiger Ersatz von Gas oder Kohle aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplungs-Koeffizienten und anderen technischen Einschränkungen der thermischen Kraftwerke nicht möglich ist.

Neben der Erzeugung aus fossilen Brennstoffen wirkt sich die Verfügbarkeit der deutschen Kernkraftwerke auch auf die Erzeugung aus Wasserkraftwerken in den verschiedenen Szenarien aus. Hier sticht die Abweichung im Szenario Nuc₆ mit der maximalen Erzeugung aus Kernkraftwerken in Deutschland besonders hervor. Bei einem Stromüberangebot, das durch die Inflexibilität der Kernkraftwerke verursacht wird, speichern die Pumpspeicherkraftwerke einen Teil des überschüssigen Stroms, der dann bei hoher Residuallast zeitversetzt in das Netz eingespeist wird. Mit zunehmender Verfügbarkeit der Kernenergie steigt daher die Einspeisung aus PSP-Kraftwerken in den Szenarien Nuc₃ und Nuc₆ an. Dabei werden nicht nur die inländischen Speicherkapazitäten in Deutschland genutzt, sondern auch die Kapazitäten in den Nachbarländern wie Luxemburg und der Schweiz, vor allem aber in Österreich. Die österrei-

chischen Pumpspeicherkraftwerke sind ohnehin fester Bestandteil der deutschen Kapazitätsstrategie und sie werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zur Beseitigung von Engpässen in Süddeutschland eingesetzt ¹⁵. Angesichts der starken Verflechtung der österreichischen Wasserkraft mit dem deutschen Stromsystem erschließt sich auch, warum laut Abbildung 5 die Pumpspeicherkraftwerke bei einem planmäßigen Kernenergieausstieg in Deutschland Ende 2022 (Nuc₀-Szenario) weniger Strom eingespeist hätten, als sie im ersten Quartal 2023 tatsächlich produzierten.

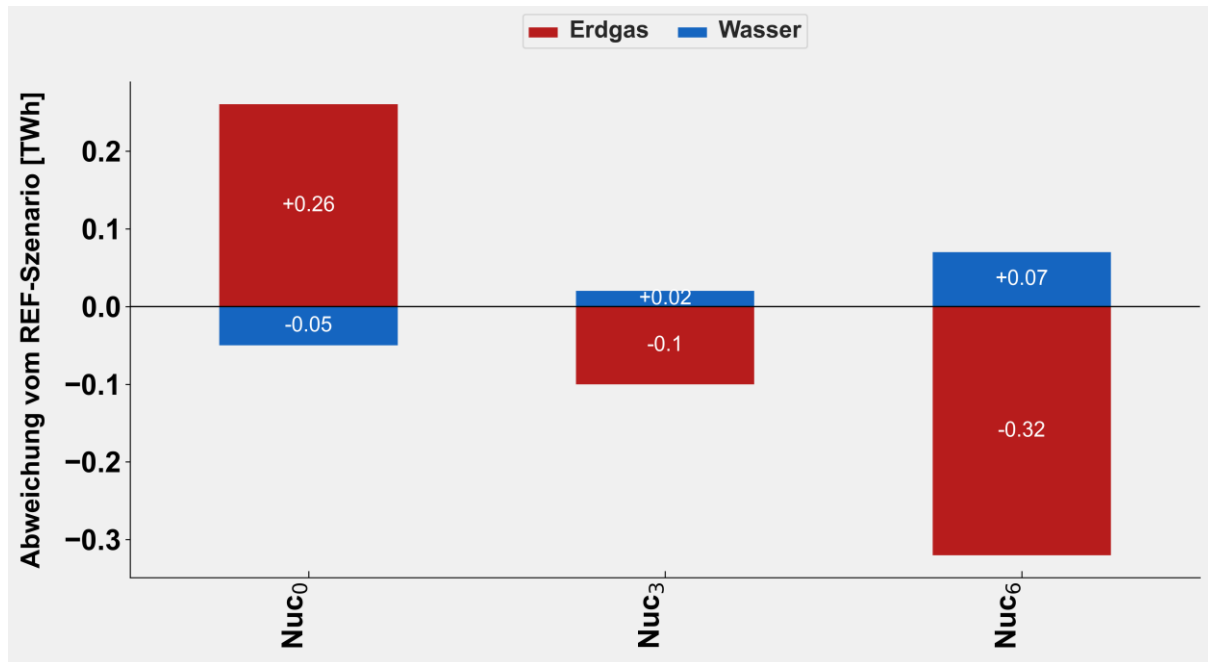


Abbildung 5: Abweichung bei der Stromerzeugung in Österreich ausgehend von den tatsächlichen Wetterbedingungen in 2023.

Abbildung 5 illustriert den Rückgang der Gasverstromung in Österreich durch den Streckbetrieb der KKW. Österreich verzeichnete nach Deutschland die höchste absolute und relative Gaseinsparung bezogen auf die gesamte Gasverstromung. Konkret betrug die Gaseinsparung in Deutschland durch den Streckbetrieb der Kernkraftwerke 1,6 TWh, was einem Rückgang der tatsächlichen Gasverstromung um 9,7 % entspricht. Ohne die deutschen KKW im Szenario Nuc₀ läge die zusätzliche Gasverstromung in Österreich bei 0,26 TWh, also um 7,14% höher. Insgesamt konnte Österreich durch den Streckbetrieb der deutschen KKW die Gasverstromung während der Energiekrise im Jahr 2023 deutlich reduzieren, was sich auch auf die Preise auswirkte und zu einer leichten Entspannung führte.

3.2 Wirtschaftliche Effekte

Die Modellergebnisse unterstreichen, dass die Entscheidung der deutschen Bundesregierung, den Kernenergieausstieg zu verschieben, auch in Österreich einen spürbaren Einfluss auf die Strompreise hatte. Abbildung 6 stellt die durchschnittlichen Strompreise der verschiedenen Szenarien dar und ordnet sie in das historische Preisniveau im gleichen Zeitraum (1. Januar bis 15. April) ein. Nach der Trennung des einheitlichen Marktgebietes mit Deutschland im Oktober 2018 stiegen die Preise in Österreich im Vergleich zum deutschen Durchschnittspreis an. Besonders dramatisch war dieser Anstieg im Jahr 2022 während der Energiekrise, als die

Gaspreise explodierten. Im Betrachtungszeitraum 2023 lag der historische Durchschnittstrompreis in Deutschland wie auch im kalibrierten REF-Szenario bei 113,73 €/MWh, während der historische Wert in Österreich mit 130,03 €/MWh leicht über dem modellierten Durchschnittspreis von 128,84 €/MWh lag. Im kontrafaktischen Szenario Nuc₀ wäre der durchschnittliche Strompreis in Österreich mit 134,65 €/MWh um rund 5,81 €/MWh höher, d.h. die Verlängerung der Laufzeit führte zu einer Preissenkung von 4,3%.

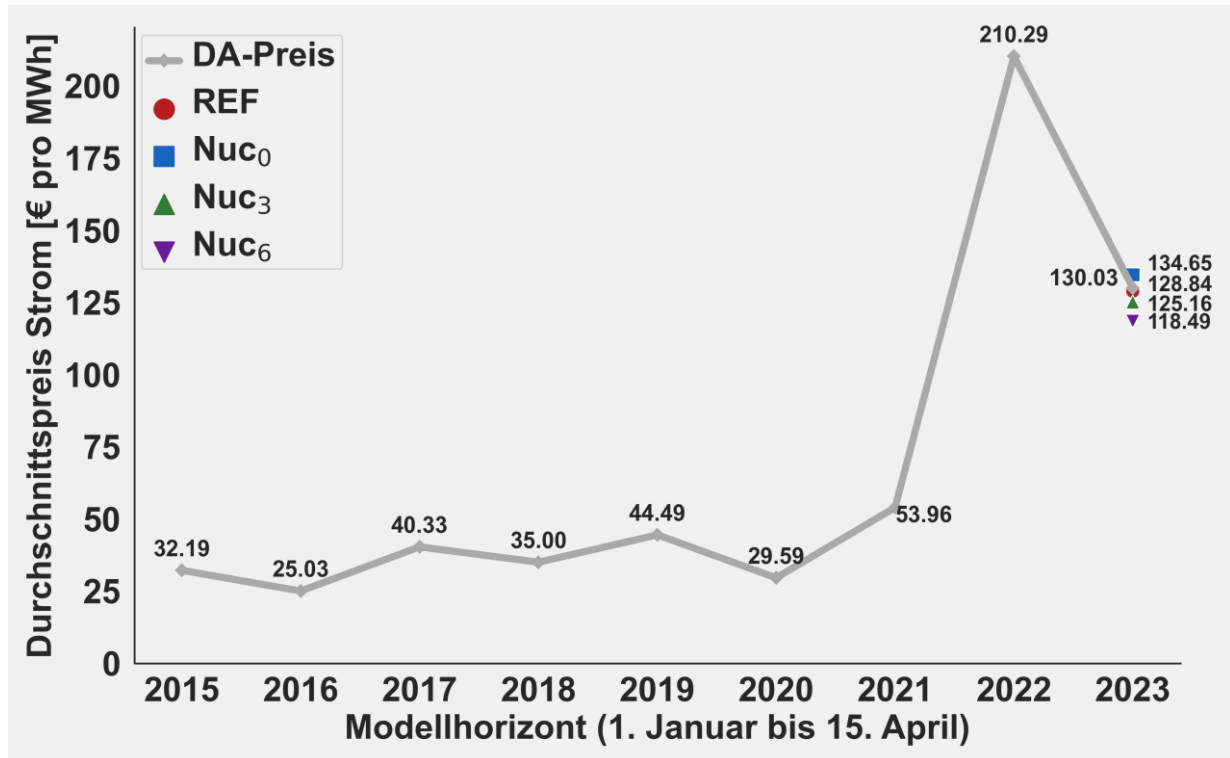


Abbildung 6: Historische Entwicklung der Strompreise in Österreich und die Modellergebnisse für die verschiedenen Szenarien.

Die maximal mögliche Senkung der Durchschnittspreise durch die Verschiebung des Kernenergieausstiegs hätte um 3,68 €/MWh höher ausfallen können und dann 9,49 €/MWh betragen. Diese Preisabweichung entspricht der Differenz der Durchschnittspreise der Szenarien Nuc₀ und Nuc₃, in dem die drei letzten im April 2023 stillgelegten Kernkraftwerke in Deutschland nicht im Streckbetrieb, sondern mit normaler Verfügbarkeit hätten betrieben werden können.

Trotz des eingeschränkten Streckbetriebs der deutschen KKW im Jahr 2023 führte die Verschiebung des Kernenergieausstiegs in Deutschland zu einer europaweiten, wenn auch nicht einheitlichen Preissenkung im integrierten europäischen Strommarkt und damit zu unterschiedlichen Wohlfahrtseffekten in den europäischen Ländern. Abbildung 7 zeigt die Veränderung der Produzenten- und Konsumentenrente in ganz Europa im kontrafaktischen Szenario ohne Kernenergiekapazitäten in Deutschland im Vergleich zum Referenzszenario, welches das historische Marktgeschehen berücksichtigt.

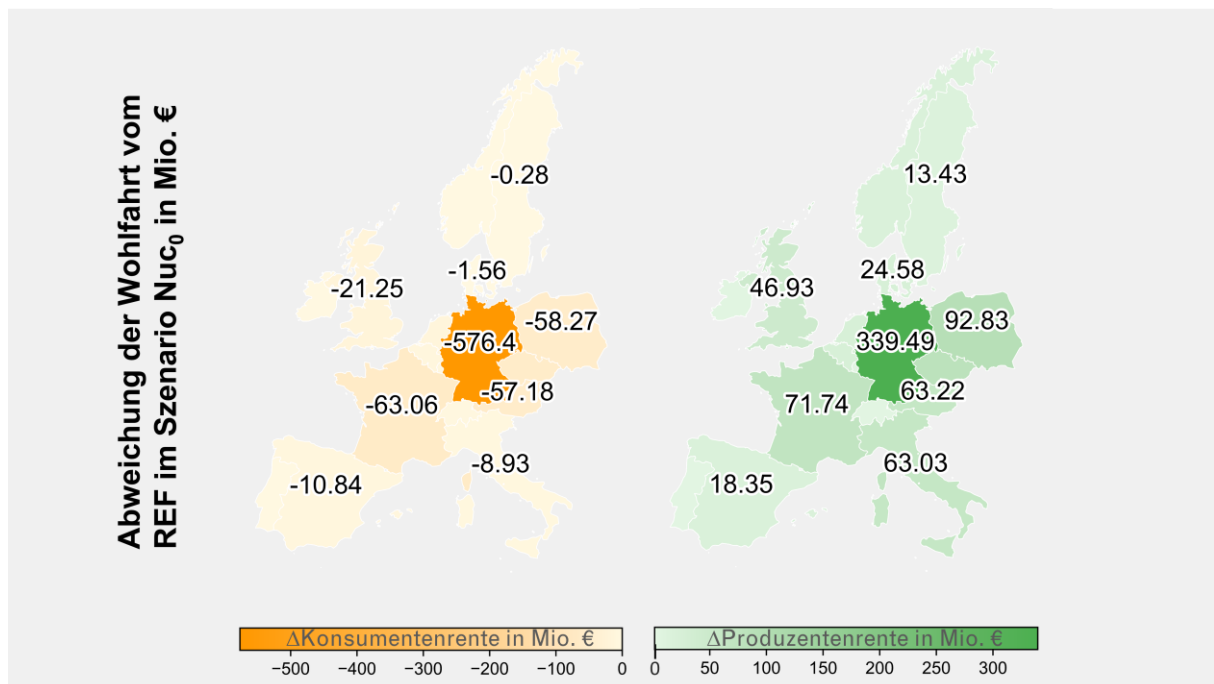


Abbildung 7: Abweichungen der Ergebnisse zu Produzenten- und Konsumentenrente des Szenarios Nuc₀ von denen des Szenarios REF.

Der größte Wohlfahrtseffekt ergibt sich für Deutschland, wo die Konsumenten bei einem Kernenergieausstieg im Jahr 2022 einen Wohlfahrtsverlust von 576 Mio. € (-0,2%) hinnehmen müssten. Durch den Preisanstieg hätten die Produzenten zwar ihre Produzentenrente um 339 Mio. € (+2,4%) erhöhen können, dies hätte aber die Verluste bei der Konsumentenrente nicht kompensieren und somit einen gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverlust in Deutschland nicht verhindern können.

Die Auswirkungen auf die europäische Wohlfahrt waren eher marginal. Die Entscheidung der deutschen Regierung, den Kernenergieausstieg zu verschieben, erhöhte die Konsumentenrente in allen modellierten europäischen Ländern, insbesondere in Luxemburg, das ein gemeinsames Marktgebiet mit Deutschland teilt, sowie in der benachbarten Tschechischen Republik und in Österreich. Der Gesamtwohlfahrtseffekt blieb jedoch begrenzt, da den Zugewinnen auf der Verbraucherseite Verluste auf der Erzeugerseite gegenüberstanden. Diese Dynamik ist in Ländern wie der Tschechischen Republik und Dänemark besonders ausgeprägt. Im hypothetischen Nuc₀ Szenario hätten diese Länder die fehlenden deutschen Kernkraftkapazitäten durch höhere Exporte kompensiert und dadurch höhere Gewinne erwirtschaftet. Da Deutschland jedoch durch die Verschiebung des Kernenergieausstiegs seinen Importbedarf reduzierte, wurden diese zusätzlichen Einnahmen nicht realisiert, wodurch es insgesamt zu leichten Wohlfahrtsverlusten in diesen Ländern kam. Österreich verzeichnete durch die Entscheidung der deutschen Regierung, den Ausstieg aus der Kernenergie zu verschieben, insgesamt ebenfalls leichte Wohlfahrtsverluste. In den Modellrechnungen wurde quantifiziert, wie angesichts der relativ geringen Kapazität der drei Kernkraftwerke die Verschiebung des Kernenergieausstiegs in Deutschland die Verbraucherpreise in Österreich und generell außerhalb Deutschlands nicht ausreichend senkte, um die Verbraucher so zu entlasten, dass sich die Erhöhung der Konsumentenrente in einem Gesamtwohlfahrtsgewinn widerspiegelt. Vielmehr hat sie dazu beigetragen, teure Exporte nach Deutschland zu reduzieren, wovon vor allem die gemeinsame Marktzone Deutschland- Luxemburg profitierte. Insgesamt hat der verzögerte

Kernenergieausstieg die Wohlfahrt der europäischen Nachbarn Deutschlands um 231 Mio. € reduziert, wobei der Wohlfahrtsgewinn für das Gesamtsystem nur 6 Mio. € beträgt, wenn Deutschland mitberücksichtigt wird.

4 Fazit

Die Laufzeitverlängerung der drei Kernkraftwerke in Deutschland war eine pragmatische Entscheidung im Einklang mit den europäischen Bemühungen zur Gaseinsparung. Trotz begrenzter Kapazitäten trug ihr Streckbetrieb zur europaweiten Gaseinsparung bei, insbesondere in Deutschland und Österreich. Eine bessere Vorbereitung des Streckbetriebs, die eine höhere Verfügbarkeit der Kraftwerke gewährleistet hätte, könnte noch positivere Effekte für die Gaseinsparung erzielen. Dennoch bleibt festzuhalten, dass die Höhe der Gasverstromung hauptsächlich von den Wetterbedingungen geprägt ist, die sich im Jahr 2023 als günstig für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und damit für die Einsparung von Gas erwiesen.

Hinsichtlich der ökonomischen Dimension und der damit einhergehenden Wohlfahrtseffekte profitierte vor allem Deutschland von der Verzögerung des Kernenergieausstiegs. Die Kernkraftkapazitäten in Deutschland wirkten sich hauptsächlich auf die heimische Kohle- und Gasproduktion aus, reduzierten die Importnachfrage und verringerten die teurere Gasverstromung in den Nachbarländern. Der preissenkende Effekt kam allen Verbrauchern in Europa zugute, insbesondere den deutschen und österreichischen. Demgegenüber verzeichneten die Stromerzeuger in allen Ländern Einbußen bei der Produzentenrente. In Deutschland fiel der Anstieg der Konsumentenrente allerdings höher aus, so dass insgesamt ein positiver volkswirtschaftlicher Effekt erzielt wurde. Die begrenzte Kapazität der Kernenergie reichte jedoch nicht aus, um die Verbraucher in anderen europäischen Ländern ausreichend zu entlasten und die Ausfälle auf der Erzeugerseite zu kompensieren. Daher wirkte sich der strategische Kurswechsel Deutschlands als Reaktion auf die Energiekrise in vielen Ländern gesamtwirtschaftlich negativ aus. Für eine abschließende Bewertung sind allerdings weitergehende methodische Entwicklungen zur Berücksichtigung des Emissionshandels und der Netzengpasskosten erforderlich.

Literaturverzeichnis

1. Hurta, A., Žilka, M. & Freiberg, F. Impact of the splitting of the German-Austrian electricity bidding zone on investment in a grid-scale battery energy storage system deployed for price arbitrage with gray and green power in Austrian and German day-ahead power markets. *Energy Reports* 8, 12045–12062 (2022)
2. ENTSO-E. Unavailability of Production and Generation Units (2023). <https://transparency.entsoe.eu/outage-domain/r2/unavailabilityOfProductionAndGenerationUnits/show> (abgerufen am 26.10.2023)
3. Bundesnetzagentur (BNetzA) Kraftwerkliste (2023): <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html> (abgerufen am 26.10.2023)
4. ENTSO-E. Installed Capacity per Production Type (2023). <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show> (abgerufen am 26.10.2023)

5. ENTSO-E. Scheduled Commercial Exchanges (2023). <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/scheduledCommercialExchangesDayAhead/show> (abgerufen am 26.10.2023)
6. ENTSO-E. Total Load - Day Ahead / Actual (2023). <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show> (abgerufen am 26.10.2023)
7. ENTSO-E. Actual Generation per Production Type (2023). <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show> (abgerufen am 26.10.2023)
8. Anke, C.-P.; Dierstein, C.; Hinz, F.; Ladwig, T.; Möst, D.; Schreiber, S.: Projekt SeEiS-Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im Stromsektor Modellierung der Substitutionseffekte erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Stromsektor und ihrer Auswirkungen auf die Emissionsbilanzierung erneuerbarer Energieträger Teilbericht: Methodik und Datengrundlage. (2019) https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/52/027/52027341.pdf?r=1
9. Hobbie, H., Schmidt M., Möst, D.: Windfall profits in the power sector during phase III of the EU ETS: Interplay and effects of renewables and carbon prices. Journal of Cleaner Production 240, 118066 (2019) doi:10.1016/j.jclepro.2019.118066
10. Lieberwirth, M., Hobbie, H.: Decarbonizing the industry sector and its effect on electricity transmission grid operation-Implications from a model based analysis for Germany. Journal of Cleaner Production 402, 136757 (2023) <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136757>
11. Schubert, D. K. J. Bewertung von Szenarien Für Energiesysteme Potenziale, Grenzen Und Akzeptanz. Series of the chair of energy economics, pp. 1–386. Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden, Dresden (2016). <https://tud.qucosa.de/api/qucosa%3A29470/attachment/ATT-1/>
12. Schönheit, D., Hladik, D., Hobbie, H., Möst, D.: ELMOD documentation: Modeling of flow-based market coupling and congestion management. Working paper of the Chair of Energy Economics (TU Dresden), ZBW– Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg (2020). <http://hdl.handle.net/10419/217278>
13. Ladwig, T.: Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration Erneuerbarer Energien. Technische Universität Dresden, Dresden (2018). <https://tud.qucosa.de/api/qucosa%3A31017/attachment/ATT-0/>
14. Anke, C.-P. & Möst, D. The expansion of RES and the EU ETS-valuable addition or conflicting instruments? Energy Policy 150, 112125 (2021) doi:10.1016/j.enpol.2020.112125
15. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Umsetzungsplan für Deutschland nach Art. 20 Strombinnenmarktverordnung (BMVO) ('Marktreformplan'). (2021). https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-06/20210615_umsetzungsplan_deutschland_art_20_bmvo_final_0.pdf