

# EIN JAHR ATOMAUSSTIEG IN DEUTSCHLAND

Ein energiewirtschaftlicher Schulterblick



# EIN JAHR ATOMAUSSTIEG IN DEUTSCHLAND

Ein energiewirtschaftlicher Schulterblick

## Studie im Auftrag von:

Greenpeace e.V. und  
Green Planet Energy eG

## Erstellt:

enervis energy advisors GmbH



Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

[www.enervis.de](http://www.enervis.de)

[kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen. Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden. Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

**April 2024**

## Impressum

Greenpeace e.V. Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 Pressestelle T 040 30618-340,  
presse@greenpeace.de, greenpeace.de Politische Vertretung Berlin Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, T 030 308899-0  
V.i.S.d.P. Heinz Smital Foto © Matthias Balk / Greenpeace

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung .....	4
2	Ausgangssituation, Zielstellung und Vorgehensweise.....	6
3	Energiewirtschaftlicher Schulterblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg.....	8
4	Energiewirtschaftlicher Ausblick.....	16

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Zeitraum 15. April - 15. März .....	8
Abbildung 2: Absolute Änderung der Nettostromerzeugung nach Erzeugungstechnologie im Betrachtungszeitraum im Vergleich zum Vorjahr .....	9
Abbildung 3: Importmengen nach Energieträger im Betrachtungszeitraum .....	10
Abbildung 4: Zusätzliche Verfügbarkeit von Gaskapazität im Betrachtungszeitraum .....	11
Abbildung 5: Entwicklung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors des deutschen Strommix im Betrachtungszeitraum .....	11
Abbildung 6: Änderung des CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktors im Zeitverlauf (Winterhalbjahr schattiert) .....	12
Abbildung 7: Entwicklung des Börsenstrompreises (Base) im Betrachtungszeitraum .....	13
Abbildung 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des -stromverbrauchs im enervis <i>Current Efforts Szenario</i> .....	16
Abbildung 9: Entwicklung des nationalen Nettoimportsaldos im enervis <i>Current Efforts Szenario</i> .....	17
Abbildung 10: Relative Strompreisentwicklung gegenüber dem Strompreis in Deutschland im enervis <i>Current Efforts Szenario</i> .....	18

# 1 Zusammenfassung

## Ausgangssituation und Zielstellung

- Am 15. April 2023 wurden die drei verbleibenden Atomkraftwerke in Deutschland Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 endgültig abgeschaltet. Seitdem wird auf politischer Ebene eine intensive Debatte zu den Auswirkungen auf den Strommarkt geführt, die auch gegenwärtig noch anhält.
- Im vorliegenden Analysepapier wird ein energiewirtschaftlicher Rückblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg gegeben. Das Ziel ist die Diskussion mit energiewirtschaftlichen Fakten zu begleiten.

## Energiewirtschaftliche Entwicklungen seit dem Atomausstieg

- Im Zeitraum zwischen 15. April 2023 bis 15. März 2024 blieb die Nettostromnachfrage mit 426 TWh fast unverändert während die Nettostromerzeugung um 11 % auf 403 TWh gesunken ist. Der Grund dafür war die geringere Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken (Braunkohle -27 TWh und Steinkohle -26 TWh) sowie der Ausstieg aus der Atomkraft (- 27 TWh). Dahingegen hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um 28 TWh erhöht und erreichte somit einen Anteil von ca. 60 % der Gesamtstromerzeugung.
- Als Folge der geringeren Stromerzeugung wurde mehr Strom importiert als exportiert (Importüberschuss von rd. 20,6 TWh). Die Importe sind primär auf die Verfügbarkeit preisgünstigen Stroms in den europäischen Nachbarländern zurückzuführen. Insbesondere steigende Kosten für fossile Brennstoffe und Emissionszertifikate führten zur Verteuerung der fossilen Verstromung gegenüber CO<sub>2</sub>-neutralen Erzeugungstechnologien im Ausland. Die Analysen zeigen, dass allerdings jederzeit ausreichend Gaskraftwerke in Deutschland zur Verfügung gestanden hätten, um die Stromnachfrage zu decken.
- Von den gesamten Stromimporten entfielen 49 % auf erneuerbare Energieträger (32,2 TWh), 26 % auf fossile Energieträger (17,6 TWh) und 25 % auf Atomkraft (16,4 TWh). Der Anteil der fossilen und nuklearen Importmengen zur Deckung der Stromnachfrage im Betrachtungszeitraum beträgt somit jeweils nur 4 %.
- Aufgrund der geringeren Verstromung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung um 24 % gesunken.
- Der durchschnittliche Börsenstrompreis ist von 228 €/MWh (2022/23) auf 83 €/MWh (2023/24) gesunken. Grund dafür sind u.a. die geringeren Gaspreise sowie die höhere Verfügbarkeit von Wasserkraft in Europa und Atomkraft in Frankreich.
- Trotz Atomkraftausstieg sind somit sowohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch die Strompreise in Deutschland im letzten Jahr gesunken.

### Ausblick auf die zukünftigen energie-wirtschaftlichen Entwicklungen

- Langfristig wird die Stromnachfrage in Deutschland aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors steigen (+56 % bis 2030 bzw. +95 % bis 2045 im Vergleich zu 2024).
- Gleichzeitig steigt auch die Nettostromerzeugung (+64 % bis 2030 bzw. +129 % bis 2045 im Vergleich zu 2024) aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energieträger.
- Aufgrund des starken Ausbaus erneuerbarer Energieträger wird Deutschland trotz des fortschreitenden Ausstiegs aus der fossilen Stromerzeugung somit langfristig Nettostromexporteur in Europa.
- Die höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt mittel- bis langfristig zu sinkenden Strompreisen. Gemäß enervis Prognosen werden die Strompreise in Ländern mit einer hohen Marktdurchdringung (z.B. Dänemark, Norwegen und Schweden) geringer sein als in Deutschland. Länder wie Belgien, Frankreich oder die Niederlande mit weniger erneuerbaren Energien werden dagegen höhere Strompreise verzeichnen.
- Aufgrund der volatileren Stromerzeugung durch erneuerbare Energien steht Deutschland vor der Herausforderung flexible CO<sub>2</sub>-neutrale Kapazitäten zuzubauen, die in Zeiten geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zuverlässig Strom erzeugen. Neben Batteriespeichern werden insbesondere Gaskraftwerke, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, diese Rolle einnehmen. Atomkraftwerke mit ihrer technisch eingeschränkten Flexibilität sind dagegen weniger geeignet.

## 2 Ausgangssituation, Zielstellung und Vorgehensweise

Am 15. April 2023 wurden die drei verbleibenden Atomkraftwerke in Deutschland endgültig abgeschaltet.

Am 15. April 2023 wurden mit Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 die drei verbleibenden Atomkraftwerke (AKW) in Deutschland endgültig abgeschaltet. Der Grundstein für den endgültigen Atomausstieg wurde jedoch bereits im Jahr 2011 durch die CDU/CSU-FDP Bundesregierung gelegt. Der Beschluss sah einen schrittweisen Ausstieg aus der Atomkraft bis Ende 2022 vor.<sup>1</sup>

Aufgrund der sich zuspitzenden Energiekrise, u.a. infolge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und des Ausfalls eines Großteils der Atomkraftwerke in Frankreich, wurde die Laufzeit der AKW durch die Bundesregierung (SPD-Grüne-FDP) bis Mitte April 2023 verlängert. Mit der Laufzeitverlängerung wurde vorrangig das Ziel verfolgt, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit für den Winter 2022/2023 zu leisten.<sup>2</sup> Im Zuge der Entscheidung entwickelte sich eine intensive politische Debatte über die systemische Notwendigkeit der Atomenergie für die Versorgungssicherheit, den Effekt auf die Strompreise in Deutschland sowie auf den Klimaschutzbeitrag.

Die Effekte der Laufzeitverlängerung wurden bereits im Analysepapier „Effekte der Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke“ von enervis betrachtet. In der Analyse wurde u.a. dargelegt, dass die Versorgungssicherheit auch ohne den Einsatz der drei AKW sichergestellt gewesen wäre. Der Beitrag der Laufzeitverlängerung zur Verringerung der Stromerzeugung aus Gas- und Kohlekraftwerken war dagegen mit Reduktionen von 2 % (Gaskraftwerke) bzw. 0,7 % (Kohlekraftwerke) im Vergleich zum Vorjahreszeitraum marginal. Die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde mit lediglich 0,2 % berechnet.

Im vorliegenden Analysepapier wird ein energiewirtschaftlicher Rückblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg gegeben.

Im vorliegenden Analysepapier wird nun ein energiewirtschaftlicher Rückblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg gegeben, um damit die sich nach dem Atomausstieg einstellende Effekte auf das Strommarktsystem zu analysieren und einzuordnen.

Hierzu wird untersucht, wie sich wesentliche Systemkenngrößen, wie die Nettostromerzeugung und -nachfrage, der Importsaldo, der Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Großhandelsstrompreise seit Ende der Laufzeitverlängerung entwickelt haben. Das Ziel ist, die Diskussion mit energiewirtschaftlichen Fakten zu begleiten.

Für die historische Betrachtung werden Daten vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E verwendet. Zum Zeitpunkt der Analyse standen die Zeitreihen bis zum 15. März 2024 zur Verfügung. Für die

<sup>1</sup> Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, 05.08.2011

<sup>2</sup> Neunzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, 04.12.2022

Darstellung der CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommix wurde abweichend auf Daten von Agorameter zurückgegriffen.<sup>3</sup>

Zur weiteren Einordnung wird ein Ausblick auf die zukünftige Strommarktentwicklung gegeben.

Um die jüngsten Entwicklungen in den breiter gefassten Kontext der fortschreitenden Dekarbonisierung des Energiesystems zu setzen, wird zusätzlich ein Ausblick auf die zukünftige Strommarktentwicklung gegeben. Hierzu wird das *Current Efforts Szenario* Q1 2024 der enervis energy advisors GmbH herangezogen.

Das *Current Efforts Szenario* stellt aus heutiger Marktsicht einen realistischen Entwicklungspfad des europäischen Strommarkts dar. Das Szenario bezieht umgesetzte politische Ziele und Instrumente mit ein und bildet wesentliche Elemente der aktuellen europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik ab.

#### Zwischenfazit

- Am 15. April 2023 wurden die drei verbleibenden Atomkraftwerke in Deutschland Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 endgültig abgeschaltet. Seitdem wird auf politischer Ebene eine intensive Debatte zu den Auswirkungen auf den Strommarkt geführt, die auch gegenwärtig noch anhält.
- Im vorliegenden Analysepapier wird ein energiewirtschaftlicher Rückblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg gegeben. Das Ziel ist, die Diskussion mit energiewirtschaftlichen Fakten zu begleiten.

---

<sup>3</sup> Datenabruf erfolgte zum Stand: 22.03.2024

### 3 Energiewirtschaftlicher Schulterblick auf die Entwicklungen am Strommarkt seit dem Atomausstieg

Die Stromnachfrage betrug im Betrachtungszeitraum 426 TWh und lag damit im Vergleich zum Vorjahr um lediglich rd. 1 % niedriger.

Einleitend wird ein Blick auf die Entwicklung der Nachfragesituation in Deutschland geworfen. Die Nettostromnachfrage betrug im Betrachtungszeitraum 16. April 2023 – 15. März 2024<sup>4</sup> rd. 426 TWh und lag damit leicht unter dem Vorjahresniveau von 431 TWh (-1,2 %). Damit ist für den Betrachtungszeitraum ein etwas geringerer Verbrauch festzustellen.

Die geringere Stromnachfrage lässt sich auf mehrere Faktoren, insbesondere aber auf die weiterhin hohen Energiepreise an den Großhandelsmärkten, damit verbundene Einsparmaßnahmen in Wirtschaft und Privathaushalten und die anhaltend schwächelnde Konjunktur zurückführen.

Die Nettostromerzeugung lag bei rd. 403 TWh. Mehr als 59 % der Erzeugung entfiel auf erneuerbare Energieträger.

Der Nachfrage wird die Nettostromerzeugung gegenübergestellt. Die gesamte Nettostromerzeugung betrug im Betrachtungszeitraum 2023/2024 rd. 403 TWh.

Mit rd. 237 TWh entfiel dabei mehr als 59 % der Erzeugung auf erneuerbare Energieträger. Allein die Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft summierte sich auf insgesamt 186 TWh (46 %). Die Erzeugung aus fossilen Energiequellen betrug entsprechend 166 TWh (41 %). Den größten Anteil an der fossilen Verstromung hatte die Braunkohle mit 68 TWh (16,8 %), gefolgt von den Energieträgern Erdgas mit 48 TWh (12 %) und Steinkohle mit 30 TWh (7,4 %).

Die Erzeugungsmengen der einzelnen Energieträger für den Betrachtungszeitraum für 2022/2023 sowie 2023/2024 sind in Abbildung 1 dargestellt.

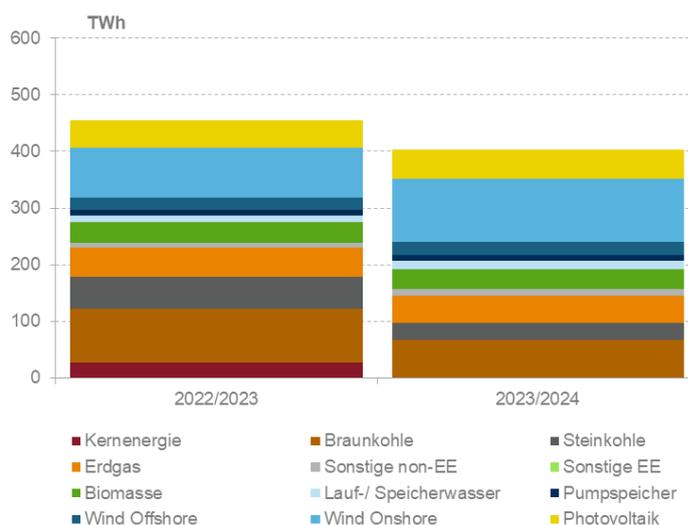


Abbildung 1: Entwicklung der Nettostromerzeugung im Zeitraum 15. April - 15. März

<sup>4</sup> Im Folgenden wird für den Zeitabschnitt 16. April 2023- 15. März 2024 die Bezeichnung Betrachtungszeitraum verwendet.

Die Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern konnte den Wegfall der Atomkraftwerke kompensieren.

Die absolute Änderung der Nettostromerzeugung der einzelnen Energieträger im Betrachtungszeitraum gegenüber dem Vorjahreszeitraum ist in Abbildung 2 dargestellt. Im Saldo wurden rd. 52 TWh (-11 %) weniger Strom erzeugt.

Insbesondere die Stromerzeugung aus Braun- (-27 TWh bzw. -29 %) und Steinkohlekraftwerken (-26 TWh bzw. -47 %) verringerte sich deutlich. Aufgrund des Ausfalls französischer Atomkraftwerke und hoher Gaspreise hatten die Kohlekraftwerke im betrachteten Zeitraum im Vorjahr noch deutlich mehr Strom erzeugt. Der Marktausstieg der Atomkraftwerke schlug mit rd. -27 TWh zu Buche. Um etwa die gleiche Produktionsmenge (insgesamt 28 TWh) steigerte sich die Nettoerzeugung aus den erneuerbaren Energieträgern Wind (Onshore: Anstieg um 28 % bzw. Offshore: Anstieg um 8 %) und Photovoltaik (Anstieg um 5 %), getrieben durch den Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Produktion aus Gaskraftwerken lag für den Betrachtungszeitraum mit rd. 48 TWh, trotz vergleichbar hohem CO<sub>2</sub>-Preisniveau und im Schnitt niedrigeren Gaspreisen, in etwa auf dem Niveau des Vorjahres von 51 TWh (Reduktion um 5 %).

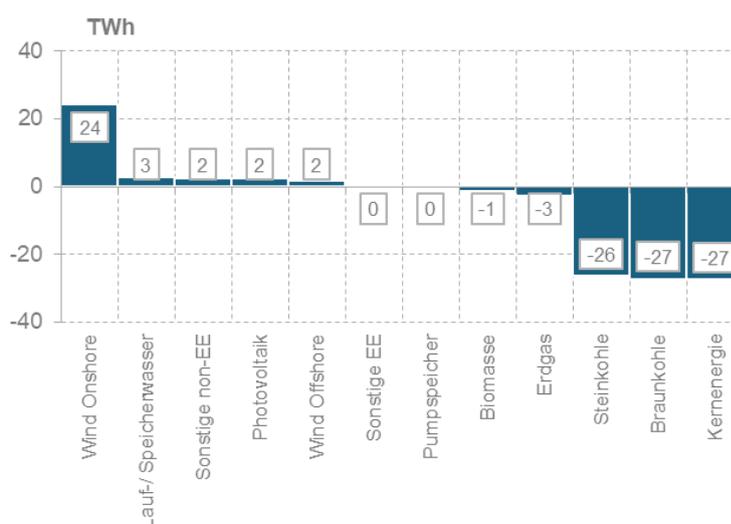


Abbildung 2: Absolute Änderung der Nettostromerzeugung nach Erzeugungstechnologie im Betrachtungszeitraum im Vergleich zum Vorjahr

Die im Betrachtungszeitraum höheren Importe sind primär auf die Verfügbarkeit preisgünstigeren Stroms in den europäischen Nachbarländern zurückzuführen.

In Folge der dargestellten Nachfrage- und Erzeugungsänderungen wurde im Verlauf des letzten Jahres mehr Strom importiert als exportiert. Insgesamt wurden im Betrachtungszeitraum 66,3 TWh importiert und 45,7 TWh exportiert. Im Saldo verbleibt somit ein Importüberschuss von rd. 20,6 TWh.

Um die Importmengen nach Erzeugungstechnologie aufzuschlüsseln, wurde der Strommix des Herkunftslandes zum Zeitpunkt des Imports herangezogen. Wie Abbildung 3 zeigt, stammt der Hauptteil der Importe von erneuerbaren Energien (49 %), gefolgt von fossilen Energieträgern (26 %) und Atomkraft (25 %). Der Anteil der fossilen und nuklearen Importmengen zur

Deckung der Stromnachfrage im Betrachtungszeitraum beträgt somit jeweils nur 4 %.

Die im Betrachtungszeitraum im Vergleich zum Vorjahr höheren Importe sind primär auf die Verfügbarkeit preisgünstigen Stroms in den europäischen Nachbarländern zurückzuführen. Insbesondere steigende Kosten für fossile Brennstoffe und Emissionszertifikate führten zur Verteuerung der fossilen Verstromung gegenüber der Erzeugung mit erneuerbaren Energien und Atomkraft.

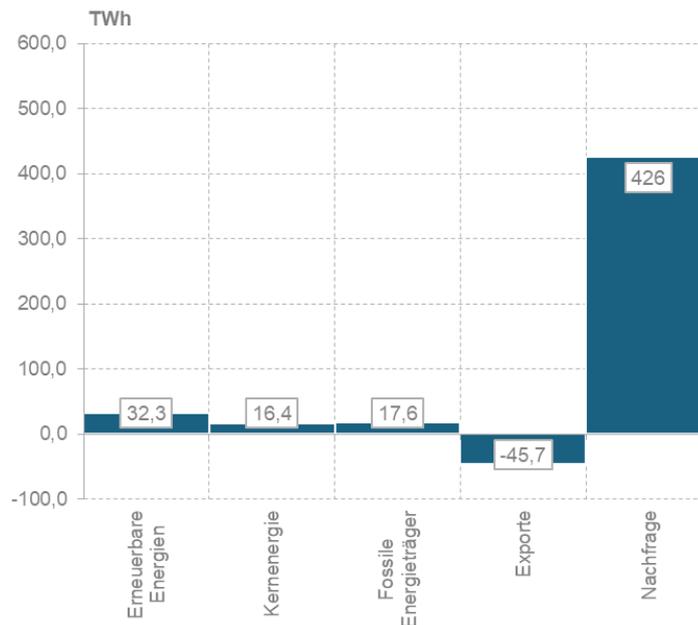


Abbildung 3: Importmengen nach Energieträger im Betrachtungszeitraum

Die höheren Importe resultierten nicht aus Engpässen in der nationalen Versorgungslage.

Zusätzliche Gaskraftwerke hätten zur Verfügung gestanden, wurden jedoch aus Preisgründen nicht abgerufen.

Bei Betrachtung der Import-/Exportsituation ist wichtig festzuhalten, dass der positive Stromimportsaldo kein hinreichendes Indiz für eine mangelnde Versorgungssicherheit ist.

Wie Abbildung 4 verdeutlicht, standen über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg Kapazitäten über rd. 15 GW für eine zusätzliche Stromerzeugung in Form von Gaskraftwerken zur Verfügung. Dass auf diese Gaskraftwerke nicht zurückgegriffen wurde, zeigt, dass Importe in den jeweiligen Stunden preisgünstiger zur Verfügung standen. Die Importe resultierten demzufolge nicht aus Engpässen in der nationalen Versorgungslage.

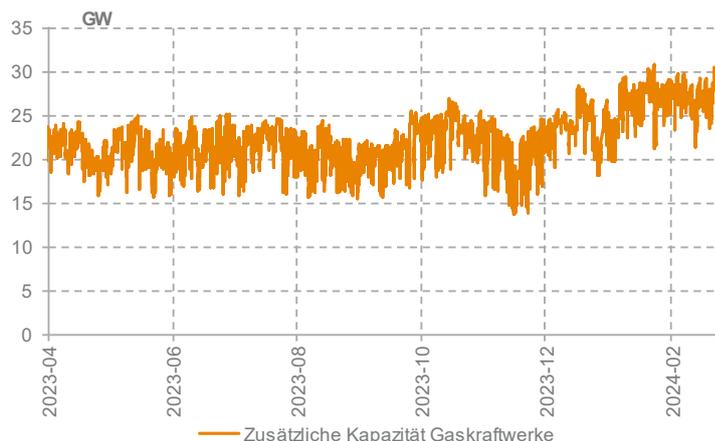


Abbildung 4: Zusätzliche Verfügbarkeit von Gaskapazität im Betrachtungszeitraum

Der Trend der zunehmenden Dekarbonisierung des Stromsystems ist trotz Ausstieg aus der Atomkraft intakt.

Die Änderung des Stromerzeugungsportfolios wirkt sich auch auf die CO<sub>2</sub>-Intensität des deutschen Strommix aus. Der spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den Strommix berechnet sich aus den direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen, die bei der Stromerzeugung entstehen und der entsprechenden Strommenge. Der Emissionsfaktor ist daher ein Indikator für die Klimaverträglichkeit der Stromerzeugung.

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors des deutschen Strommix.<sup>5</sup> Deutlich wird eine im Zeitverlauf sinkende CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix, der naturgemäß Schwankungen, u.a. aufgrund von Saisonalitäten aber auch konjunkturellen Faktoren unterliegt.

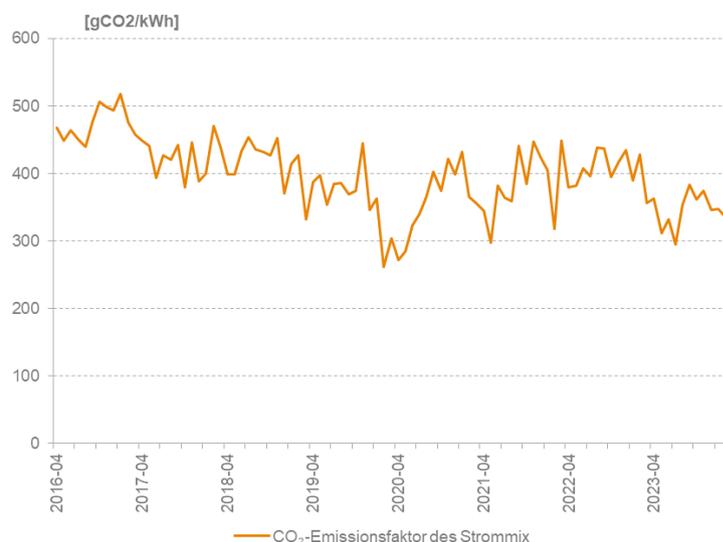


Abbildung 5: Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors des deutschen Strommix im Betrachtungszeitraum

Die dargestellte Gesamtentwicklung ist in erster Linie durch die geringere Verstromung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke zu erklären. Die Erzeugungsmengen aus der Gasverstromung lagen dementsgegen auf einem

<sup>5</sup> Emissionen beziehen sich auf die in Deutschland erzeugten Strommengen. Stromexporte sind enthalten.

relativ stabilen Niveau. Deutlich zu erkennen ist auch der Verbrauchsrückgang aufgrund der COVID-Pandemie im ersten Quartal 2020. Die geringere Nachfrage konnte in diesem Zeitraum mit einem weniger CO<sub>2</sub>-intensiven Erzeugungsmix gedeckt werden.

Der Trend zur sinkenden CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix setzt sich fort, trotz des Atomausstiegs.

Der Trend zur sinkenden CO<sub>2</sub>-Intensität setzte sich trotz des Atomausstiegs im letzten Jahr fort, wie Abbildung 6 verdeutlicht. Dargestellt ist die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors und der dazugehörigen Mittelwerte je Sommer- bzw. Winterhalbjahr, um saisonalen Effekten Rechnung zu tragen.

Vergleicht man die Halbjahresmittelwerte miteinander, lässt sich für beide Jahreszeitabschnitte ein Rückgang im Betrachtungszeitraum gegenüber dem Vorjahresniveau feststellen (Winterhalbjahr - 12 %; Sommerhalbjahr - 17 %).

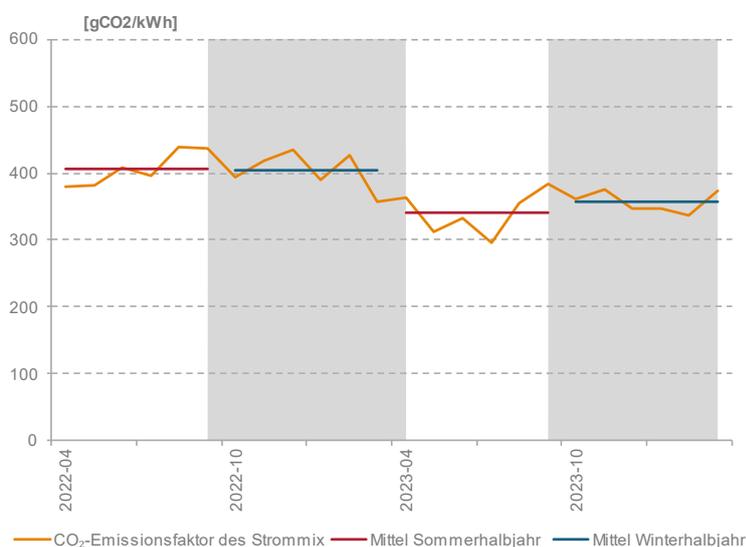


Abbildung 6: Änderung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors im Zeitverlauf (Winterhalbjahr schattiert)

Insgesamt sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 50 Mio. t CO<sub>2</sub> bzw. rd. 24 % gegenüber dem Vorjahr gesunken.

Die sinkende CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix zeigt sich auch in den absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung.<sup>6</sup> Insgesamt sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen von 210 Mio. t CO<sub>2</sub> (2022/23) auf ca. 160 Mio. t CO<sub>2</sub> (2023/24) gesunken (-24 %). Höhere Einsparungen durch einen AKW-Betrieb über die Laufzeitverlängerung hinaus, wären insofern kaum möglich gewesen, da die AKW, auch unabhängig von politischen Entscheidungen, durch den abgebrannten Kernbrennstoff nur mehr in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung gestanden hätten.

Insbesondere vor dem Hintergrund der massiven Verwerfungen am Energiemarkt, ist vom Ausstieg aus der

Der Blick auf die Entwicklung des Großhandelsstrompreises zeigt, dass sich der durchschnittliche Börsenstrompreis (Day-Ahead) nach dem extremen Preisanstieg in den beiden vergangenen Jahren wieder dem Preisniveau vor der

<sup>6</sup> Dargestellt sind die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung. Etwaige Vorkettenemissionen, zurechenbare Emissionen durch Rückbau, Lagerung, etc. sind nicht enthalten.

Atomkraft von keiner relevanten preistreibenden Wirkung auszugehen.

Energiekrise annähert. Die Entwicklung liegt wesentlich im Rückgang der Rekordpreise für fossile Brennstoffe (insbesondere für Erdgas) begründet.

Der starke Gaspreisanstieg resultierte aufgrund einer Erholung der weltweiten Energienachfrage nach der COVID-Pandemie und der Marktverwerfungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine im Februar 2022 (geringe Gaslieferungsmengen Russlands nach Europa, bei niedrigen Gas-speicherständen). Die Sicherstellung der Gasversorgung im Winter, eine Hitzewelle in Europa, die zu einer geringeren Versorgungssicherheit durch Wasserkraft führte, sowie der Ausfall von Atomkraftwerken in Frankreich, führten im Spätsommer 2022 zu einem extremen Preisanstieg des Großhandelsstrompreises. Insbesondere vor dem Hintergrund der beschriebenen Verwerfungen am Energiemarkt, ist davon auszugehen, dass der Ausstieg aus der Atomkraft keine relevante preistreibende Wirkung hatte.

Der Blick auf das vergangene Jahr zeigt, dass der durchschnittliche Börsenstrompreis (Base) bei 83 €/MWh lag und damit deutlich niedriger als im Vorjahr (228 €/MWh) notierte. Nach dem starken Preisanstieg in den beiden vergangenen Jahren sinkt der Strompreis demnach weiter.

Abbildung 7 stellt die Entwicklung des Börsenstrompreises (Base) dar.

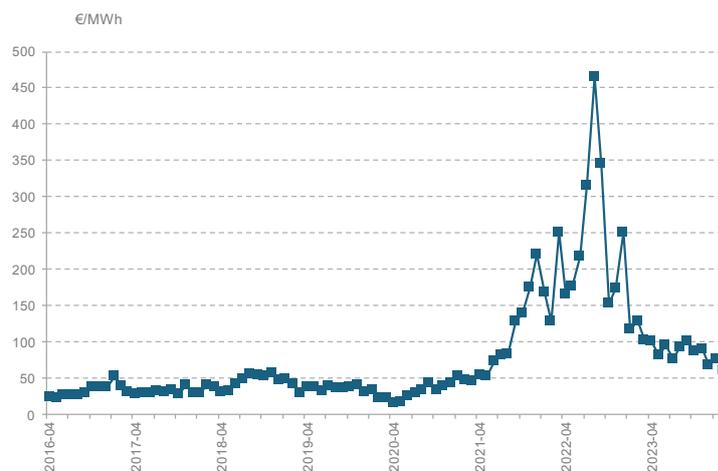


Abbildung 7: Entwicklung des Börsenstrompreises (Base) im Betrachtungszeitraum

### Zwischenfazit

- Die Nettostromnachfrage betrug im Betrachtungszeitraum rd. 426 TWh und lag damit leicht unter dem Vorjahresniveau von 431 TWh (-1,2 %). Dagegen betrug die gesamte Nettostromerzeugung im Betrachtungszeitraum rd. 403 TWh und hat sich damit gegenüber dem Vorjahr um rd. 52 TWh (-11 %) reduziert.
- Mit rd. 237 TWh entfiel dabei mehr als 59 % der Erzeugung auf erneuerbare Energieträger. Allein die Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraft summierte sich auf insgesamt 186 TWh (46 %). Die Erzeugung aus fossilen Energiequellen betrug entsprechend 166 TWh (41 %). Den größten Anteil an der fossilen Verstromung hatte die Braunkohle mit 68 TWh (16,8 %) im Betrachtungszeitraum, gefolgt

von den Energieträgern Erdgas mit 48 TWh (12 %) und Steinkohle mit 30 TWh (7,4 %).

- Insbesondere die Stromerzeugung aus Braun- (-27 TWh bzw. -29 %) und Steinkohlekraftwerken (-26 TWh bzw. -47 %) verringerte sich deutlich. Aufgrund des Ausfalls französischer Atomkraftwerke und hoher Gaspreise hatten die Kohlekraftwerke im betrachteten Zeitraum im Vorjahr noch deutlich mehr Strom erzeugt.
- Der Marktausstieg der Atomkraftwerke schlug mit rd. - 27 TWh zu Buche. Um etwa die gleiche Produktionsmenge (insgesamt 28 TWh) steigerte sich die Nettoerzeugung aus den erneuerbaren Energieträgern Wind und Photovoltaik, getrieben durch den Ausbau der erneuerbaren Energien.
- Die Produktion aus Gaskraftwerken lag für den Betrachtungszeitraum mit rd. 48 TWh trotz vergleichbar hohem CO<sub>2</sub>-Preisniveau und im Schnitt niedrigeren Gaspreisen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres von 51 TWh (Reduktion um 5 %)
- In Folge wurde im Verlauf des letzten Jahres mehr Strom importiert als exportiert. Der Importüberschuss lag bei rd. 20,6 TWh. Die Importe sind primär auf die Verfügbarkeit preisgünstigen Stroms in den europäischen Nachbarländern zurückzuführen. Insbesondere steigende Kosten für fossile Brennstoffe und Emissionszertifikate führten zur Verteuerung der fossilen Verstromung gegenüber CO<sub>2</sub>-neutralen Erzeugungstechnologien.
- Betrachtet man nur die Importseite, entfielen 49 % auf erneuerbare Energieträger (32,2 TWh), 26 % auf fossile Energieträger (17,6 TWh) und 25 % auf Atomkraft (16,4 TWh). Der Hauptteil der Importe stammt aus erneuerbaren Energieträgern.
- Der positive Stromimportsaldo ist kein hinreichendes Indiz für eine mangelnde nationale Versorgungssicherheit. Eine Analyse der frei verfügbaren Gaskapazitäten zeigt, dass im Betrachtungszeitraum genug Kapazität für die zusätzliche Stromerzeugung bereitgestanden hätte. Dass die Kapazitäten nicht zum Einsatz gekommen sind, kann u.a. darauf zurückgeführt werden, dass Importe preisgünstiger zur Verfügung standen.
- Die spezifische CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix sank im letzten Jahr weiter. In absoluten Werten konnten die Emissionen im Betrachtungszeitraum um 50 Mio. t reduziert werden. Die Entwicklung ist in erster Linie durch die geringere Verstromung durch Stein- und Braunkohlekraftwerke geprägt. Die Erzeugungsmengen aus der Gasverstromung lagen dementsprechend auf einem relativ stabilen Niveau. Der Trend zur sinkenden CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix setzt sich demnach trotz des Atomausstiegs im letzten Jahr fort.
- Ein Blick auf die Entwicklung des Großhandelsstrompreises zeigt, dass sich der durchschnittliche Börsenstrompreis (Day-Ahead) nach

dem extremen Preisanstieg in den beiden vergangenen Jahren wieder dem Preisniveau vor der Energiekrise annähert.

- Insbesondere vor dem Hintergrund der beschriebenen massiven Verwerfungen am Energiemarkt, ist vom Atomkraftausstieg von keiner relevanten preistreibenden Wirkung auszugehen.

## 4 Energiewirtschaftlicher Ausblick

Kompensiert wird der Rückgang der fossilen Erzeugung durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und zusätzlicher (perspektivisch H<sub>2</sub>-basierter) Gasverstromung.

Auch zukünftig wird der fortschreitende Kohleausstieg<sup>7</sup> weiter zu einem Rückgang der konventionellen Stromerzeugung führen, der durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und zusätzlicher Gasverstromung (perspektivisch mit Wasserstoff) kompensiert wird. Mittel- bis langfristig manifestiert sich dies in einem Anstieg der inländischen Nettostromerzeugung und in einer noch stärkeren Marktdurchdringung von Windkraft und Photovoltaik. Im *Current Efforts Scenario* führt dies zu einer Nettostromerzeugung von insgesamt 662 TWh in 2030 bzw. 922 TWh in 2045.

Gleichzeitig wird aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors auch mit einer deutlich steigenden Gesamtstromnachfrage gerechnet. Vor dem Hintergrund höherer E-Mobilitätsraten und dem zunehmenden Einsatz von Power2Gas und Power2Heat-Technologien im Zuge der Sektorenkopplung, wird im *Current Efforts Scenario* ein Anstieg auf 666 TWh in 2030 bzw. 831 TWh in 2045 abgebildet. Dies entspricht einer Steigerung von rd. 56 % bis 2030 bzw. 95 % bis 2045 im Vergleich zu 2024.

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugung und des Nettostromverbrauchs im *enervis Current Efforts Scenario*.<sup>8</sup>

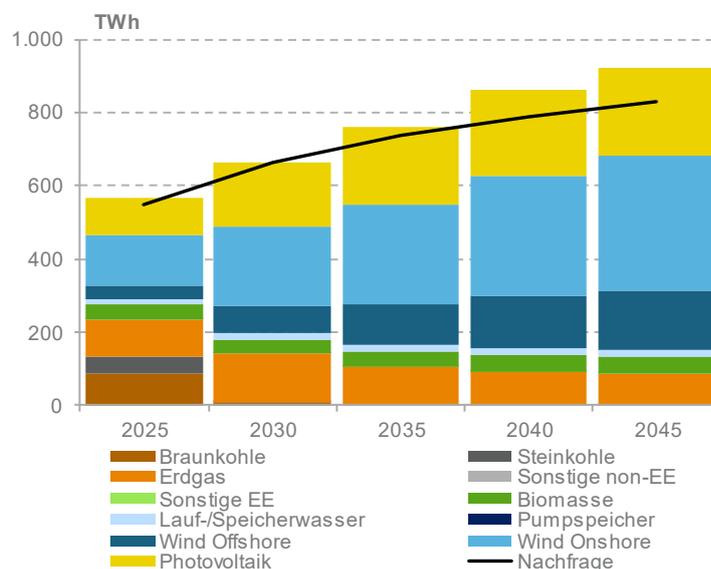


Abbildung 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung und des -stromverbrauchs im *enervis Current Efforts Szenario*

Deutschland wird langfristig zum Nettostromexporteur.

Aus der dargestellten Entwicklung der Nachfrage- und Angebotssituation ergibt sich die zukünftige Entwicklung des Stromimportaldos in Abbildung 9.

<sup>7</sup> Die deutsche Gesetzgebung sieht ein Ende der Kohleverstromung bis 2038 vor. Im *enervis Current Efforts Scenario* wird eine beschleunigte Stilllegung der Kraftwerke bis 2035, aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit infolge steigender CO<sub>2</sub>-Preise angenommen.

<sup>8</sup> Nettostromnachfrage inkl. Übertragungsverluste exkl. Speicherverluste.

Aufgrund des starken Ausbaus erneuerbarer Energieträger wird Deutschland trotz des sukzessiv fortschreitenden Ausstiegs aus der fossilen Stromerzeugung demnach langfristig Nettostromexporteur. In der laufenden Dekade ist der Nettoimportsaldo relativ ausgeglichen (Export von 16 TWh in 2025 und Import von 7 TWh in 2030). Bis 2045 übertreffen die Exporte die Importe um bis zu 85 TWh. Ein wesentlicher Treiber für die zukünftig hohen Stromexporte ist der starke Ausbau erneuerbarer Energien.

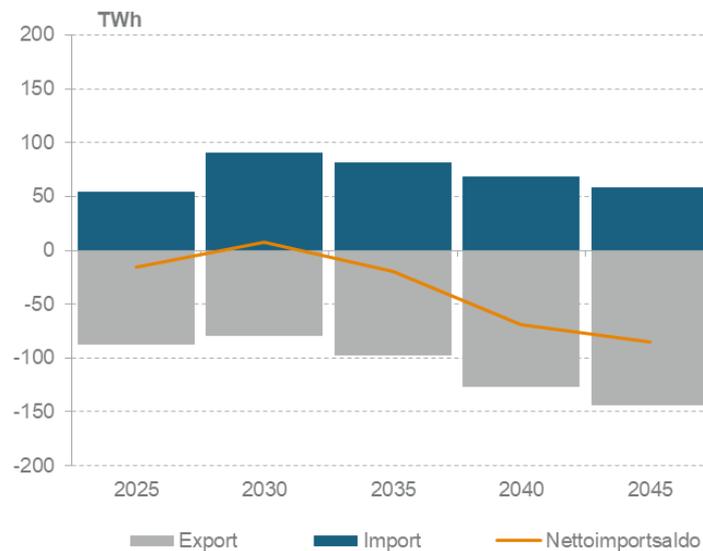


Abbildung 9: Entwicklung des nationalen NettoimportsalDOS im enervis *Current Efforts Szenario*

Mittel- bis langfristig führt die zunehmende Durchdringung mit erneuerbaren Energien zu einem immer niedrigeren Strompreisniveau.

Mittel- bis langfristig führt die zunehmende Durchdringung mit erneuerbaren Energien zu einem immer niedrigeren Strompreisniveau. Der preissenkende Effekt der erneuerbaren Energien wird insbesondere in Marktzone mit hohem Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung sichtbar. Dies lässt sich an der relativen Strompreisentwicklung im europäischen Ausland gegenüber dem Strompreis in Deutschland darstellen (Abbildung10).

Liegen die Großhandelsstrompreise für die europäischen Marktzone in Belgien, Frankreich und den Niederlanden langfristig deutlich über den Preisen der deutschen Marktzone, rangieren die Preise in den Nordeuropäischen Marktzone mit höherem erneuerbaren Anteil Dänemark, Norwegen und Schweden<sup>9</sup> langfristig deutlich unter den Preisen in der deutschen Marktzone.

<sup>9</sup> Für eine übersichtliche Darstellung wurden die Strompreise in den unterschiedlichen Marktzone in Dänemark, Norwegen und Schweden gemittelt.

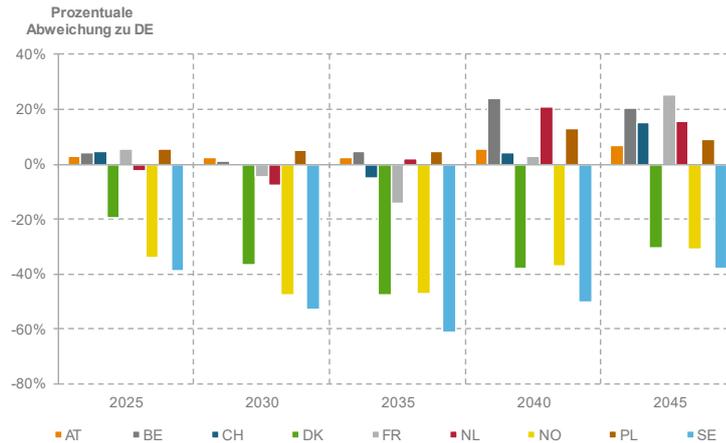


Abbildung 10: Relative Strompreisentwicklung gegenüber dem Strompreis in Deutschland im enervis *Current Efforts Szenario*

Der zukünftig höhere Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung im System stellt das restliche Kraftwerksportfolio vor die Herausforderung immer flexibler zu erzeugen. Insbesondere Gasturbinen (perspektivisch H<sub>2</sub>-basiert) sind hierfür geeignet.

Der zukünftig höhere Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung im System stellt das restliche Kraftwerksportfolio vor die Herausforderung immer flexibler zu erzeugen, um die Residuallast (Last nach Abzug der volatilen erneuerbaren Erzeugung) zu decken. Hierzu ist grundsätzlich die Regelbarkeit sowie die Geschwindigkeit der Regelung entscheidend. Ebenso sind einzuhaltende Mindestlasten und Anfahrzeiten von Kraftwerken begrenzende Faktoren für den flexiblen Betrieb.

Insbesondere Gasturbinen (perspektivisch H<sub>2</sub>-basiert) sind hierfür aufgrund der hohen Lastgradienten und schnellen Anfahrzeiten bestens als Counterpart zu den erneuerbaren Energien geeignet. AKW dagegen wurden in der Vergangenheit weitestgehend im Grundlastbetrieb gefahren. Ein stärker flexibler Betrieb der AKW ist technisch nur eingeschränkt möglich, da AKW Mindestlasten einhalten müssen. In Stunden, in denen die Mindestlast der Kraftwerke zum Tragen kommt, müssten erneuerbare Energieträger heruntergeregelt werden, da die AKW die Leistung nicht weiter reduzieren könnten (ohne abzuschalten).

Durch niedrigere Mindestlasten könnte die Flexibilität weiter erhöht werden, dies würde aber zu einer Zunahme der Regelungsvorgänge führen, was nachteilige Implikationen für die Sicherheit haben könnte (Materialermüdung, Komponentenverschleiß) und in der Vergangenheit nur im eingeschränkten Maße in Deutschland von den Betreibern praktiziert wurde.

### Zwischenfazit

- Auch zukünftig wird der fortschreitende Kohleausstieg weiter zu einem Rückgang der konventionellen Stromerzeugung führen, der durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien und zusätzlicher Gasverstromung (perspektivisch mit Wasserstoff) kompensiert wird.
- Mittel- bis langfristig manifestiert sich dies in einem Anstieg der inländischen Nettostromerzeugung und in einer noch stärkeren Marktdurchdringung von Windkraft und Photovoltaik.

- Gleichzeitig wird aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors auch mit einer deutlich steigenden Gesamtstromnachfrage gerechnet.
- Insbesondere aufgrund des starken Ausbaus erneuerbarer Energieträger wird Deutschland trotz des sukzessiv fortschreitenden Ausstiegs aus der fossilen Stromerzeugung demnach langfristig Nettostromexporteur in Europa.
- Mittel- bis langfristig führt die zunehmende Durchdringung mit erneuerbaren Energien zu einem immer niedrigeren Strompreisniveau.
- Der zukünftig höhere Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung im System stellt das restliche Kraftwerksportfolio für die Herausforderung immer flexibler zu erzeugen, um die Residuallast (Last nach Abzug der volatilen erneuerbaren Erzeugung) zu decken.
- AKW sind nur eingeschränkt zur Deckung der Residuallast geeignet, da diese aus betrieblichen Gründen Mindestlasten einzuhalten haben.

enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Str.29 - 30  
10997 Berlin  
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0  
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20  
kontakt@enervis.de  
<https://www.enervis.de/>

