



ENERGIE

Sicher mit Strom versorgt?

Analyse der Folgen einer wetterabhängigen Stromversorgung

Friedrich Wagner

Deutschlands Wohlstand beruht auf der Veredelung importierter Rohstoffe. Dieses Erfolgsmodell setzt eine verlässliche Energieversorgung voraus. Die Transformation hin zu erneuerbaren Energien stellt dieses Modell vor Herausforderungen. 20 Jahre vor der erwarteten Zielerreichung einer vollständigen Defossilisierung des Wirtschaftslebens zielt dieser Artikel darauf ab, anhand verschiedener Projektionen die entstehenden Abhängigkeiten und Grenzen einer wetterabhängigen Stromversorgung aufzuzeigen.

Die Vorgängerregierung hat 2023 im sog. Osterpaket gesetzliche Zielwerte für die Stromerzeugung bis 2030 vorgegeben [1]. Ende 2024 waren 63,6 GW Windkraft an Land (Onshore, W_{on}), 9,2 GW auf See (Offshore, W_{off}) und 100 GW Photovoltaik (PV) installiert. Bis 2030 sollen diese Kapazitäten auf 115 GW (W_{on}), 30 GW

(W_{off}) und 215 GW (PV) steigen, langfristig bis 2045 auf 160, 70 bzw. 400 GW. In der Erwartung wächst der Bruttostromverbrauch von 495 TWh in 2024 bis 2030 auf 750 TWh mit 80 Prozent (600 TWh) aus erneuerbaren Quellen. 2021 hatte die letzte Bundesregierung (Merkel IV) mit einem Stromverbrauch von 645 bis 665 TWh gerechnet. Für 2045 liegen keine festen Verbrauchsziele vor, jedoch rechnet die Bundesnetzagentur in drei verschiedenen Szenarien, die sich im Ausmaß der Elektrifizierung und Wasserstoffnutzung unterscheiden, mit 967, 1179 bzw. 1351 TWh [2].

Die Endenergie nimmt (mit einigen Schwankungen) ab, während der Bruttostromverbrauch steigen wird (Abb. 1). Die Endenergie stellt die Energie dar, die dem Verbraucher nach Abzug von Umwandlungs- und Transportverlusten zur Verfügung steht. Der Bruttostromverbrauch bezieht sich auf alle Stromverbräuche einschließlich des Eigenbedarfs der Kraftwerke sowie der Übertragungsverluste. Die

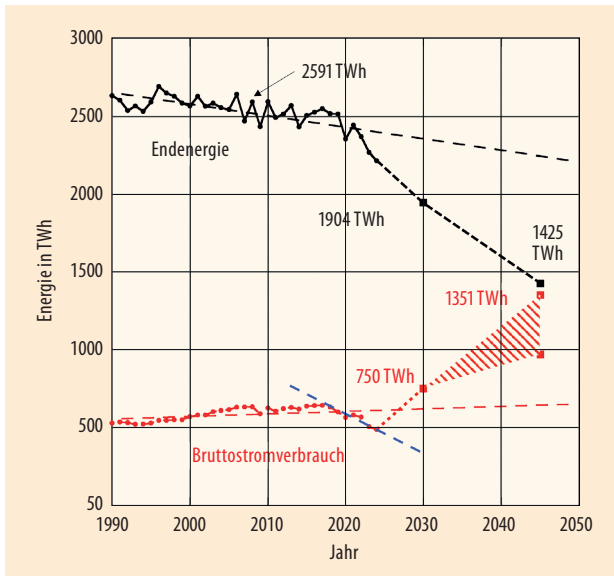


Abb. 1 Die Grafik zeigt die Entwicklung von Endenergie und Bruttostromverbrauch bis 2024. Jenseits davon sind die teilweise gesetzlichen Vorgaben aus der Politik dargestellt. Die Stromeckwerte von 2045 entsprechen zwei Szenarien der Netzentwicklung [2]. Die Abnahme im Stromverbrauch seit 2019 ist durch die blau gestrichelte Linie hervorgehoben.

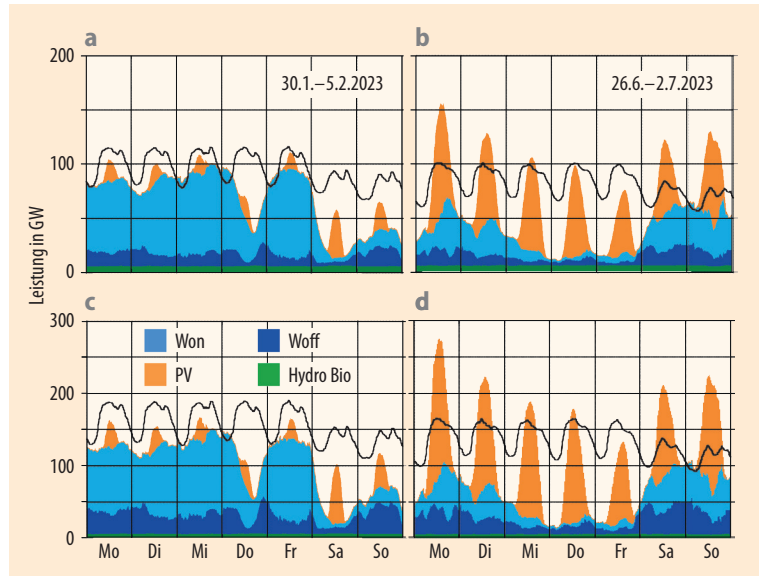


Abb. 2 Dargestellt ist die Stromerzeugung durch Windkraft (on- und offshore), Photovoltaik sowie Biomasse und Wasserkraft für je eine Winter- und eine Sommerwoche für 2030 (a, b) und 2045 (c, d). Die Daten der betrachteten Wochen in 2023 wurden skaliert entsprechend der iEE-Ausbaupläne. Die schwarze Kurve stellt die Last dar mit dem geringeren Bedarf am Wochenende.

Vorgängerregierung gab Einsparziele für den Endenergieverbrauch von 26,5 Prozent bis 2030 und 45 Prozent bis 2045 vor, jeweils bezogen auf das Jahr 2008 (mit 2591 TWh). 2023 lag der Verbrauch bei 2269 TWh, davon 75 Prozent aus fossilen Quellen – bei der Bruttostromerzeugung lag der fossile Anteil bei 37 Prozent.

Die für 2030 angestrebte Reduktion der Endenergie um 364 TWh ab 2023 ist allein durch Effizienzsteigerungen wohl nicht zu erreichen. Biomasse (263 TWh) lässt sich kaum ausbauen und Umweltwärme, die etwa in Wärmepumpen genutzt wird, ist nur mit ausreichend günstigem Strom skalierbar. Eine deutliche Steigerung der Stromerzeugung ist daher unverzichtbar.

Im Rahmen der Sektorkopplung, also der Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie, gilt es zunächst, fossile Energieträger durch Strom zu ersetzen: Der Ausbau der Elektromobilität soll den heutigen Mineralölverbrauch von 644 TWh verringern, Wärmepumpen den Gasbedarf in Haushalten (229 TWh) senken. Der Stromverbrauch müsste bis 2030 deutlich steigen (**Abb. 1**). Seit 2019 ist jedoch ein deutlicher Rückgang der Stromproduktion zu verzeichnen. Gleichzeitig übersteigt der Bruttostromverbrauch 2024 mit 512 TWh die inländische Erzeugung. 2023 wurden 11 TWh, 2024 bereits 29 TWh eingeführt, davon fallen etwa 80 Prozent auf die benachbarten Kernenergieländer, etwa 40 Prozent auf Frankreich. Dieser Trend setzt sich 2025 fort. Zum Vergleich: 2018 und davor exportierte Deutschland jährlich mehr als 50 TWh.

Die klimaneutrale Stromversorgung Deutschlands soll im Wesentlichen auf den intermittierenden erneuerbaren Energien (iEE) Windkraft und Photovoltaik basieren, ergänzt durch Biomasse, biogenen Abfall und Wasserkraft. In den letzten fünf Jahren blieben die Strommengen aus Biomasse (im Durchschnitt 44,5 TWh) und Wasserkraft

(im Durchschnitt 18,5 TWh) weitgehend konstant. Umgerechnet auf eine gleichmäßige Jahresproduktion entspricht das 5,1 GW (bei 9 GW installierter Leistung) bzw. 2,1 GW (bei 6,4 GW installierter Leistung). Diese Werte wurden für die folgenden Projektionen beibehalten.

Projektionen auf 2030 und 2045

Je nach Jahreszeit produzieren die erneuerbaren Energiequellen unterschiedlich viel Strom, wie in **Abb. 2** exemplarisch basierend auf den Daten je einer Sommer- und Winterwoche 2023 gezeigt ist [3]. Die Stromerzeugung basiert auf den prognostizierten Installationen in den Jahren 2030 und 2045. Die Wind- und PV-Leistungen sind aufsummiert und sitzen auf einem konstanten Sockel von 7,2 GW aus Biomasse und Wasserkraft. Auch die erwarteten Lastverläufe sind dargestellt – mit Jahreslasten von 677 TWh (2030) bzw. 1063 TWh (2045), abgeleitet aus einer Bruttostromerzeugung von 750 TWh (Osterpaket) bzw. 1179 TWh (mittleres Szenario in [2]). Zum Vergleich: 2023 lag die Erzeugung bei 501 TWh und die Jahreslast bei 458 TWh. Der Lastgang ist periodisch, an Samstagen und Sonntagen reduziert, im Winter höher als im Sommer und hat die typischen Tagesverläufe, mit einem zweiten Verbrauchsspek an Winterabenden.

Windkraft und Photovoltaik bringen zwei Herausforderungen mit sich:

- **Geringe Leistungsdichte:** Aus diesem Grund entstehen in Deutschland Windkraftanlagen selbst in sensiblen Biosphären wie Wäldern und haben dort gravierende Umweltschäden als Folge.
- **Intermittierende Einspeisung:** Wind ist erratisch, und auch die Photovoltaik schwankt gemäß dem tageszeitlichen Muster. Die unstete Erzeugung erfordert hochdimensionio-

Stromkenndaten von 2023 und Projektionen

Fall	Jahr	Jahreslast	EE-Erzeugung	Backup-Bedarf	Überschuss	Sekundärstrom	fehlender Bedarfsstrom
1	2023	458	251	208	0	–	–
2	2030	677	535	196	54	46	150
3	2030	677	568	179	69	59	120
4	2030	677	522	195	40	34	161
5	2045	720	866	120	267	120	0
6	2045	866	866	188	188	97	91
7	2045	967	866	245	145	83	162
8	2045	1351	866	528	43	33	495

Tab. 1 Die Tabelle zeigt Energiewerte in TWh. Die Projektionen für 2030 und 2045 haben Daten aus dem Jahr 2023 als Ausgangsbasis. Nähere Einzelheiten finden sich im Haupttext.

nierte Kapazitäten und einen teuren Netzausbau. Ab 2025 müssten sich die Ausgaben dafür auf jährlich 37 Milliarden Euro verdoppeln [4].

Im Sommer treten durch Photovoltaik zeitweise Stromüberschüsse auf (Abb. 2), im Winter bei geringer Sonneneinstrahlung trotz höherer Windanteile kaum. Die weißen Flächen unterhalb der Lastkurven markieren die zu deckende Versorgungslücke.

Im Idealmodell einer rein erneuerbaren Stromversorgung wird überschüssiger PV-Strom im Sommer in Wasserstoff umgewandelt, gespeichert und bei Bedarf in Sekundärstrom umgewandelt. Doch selbst bei maximalem Ausbau von Windkraft und PV bleiben erhebliche Versorgungslücken. Daher sind zusätzliche Technologien nötig, die kurzfristig Bedarfsstrom liefern. So gilt es, zwischen

fluktuierendem Dargebotsstrom und steuerbarem Bedarfsstrom für die Deckungslücke zu unterscheiden.

Wie ein solches Szenario für 2030 bzw. 2045 aussehen kann, quantifiziert Tab. 1 durch Jahresenergiemengen mit den Daten des Jahres 2023 als Ausgangsbasis. In den Projektionen für 2030 (Fälle 2–4) ist die Jahreslast festgehalten, variiert wurde die iEE-Erzeugung über die Volllaststunden flh (= Jahreserzeugung / Jahresstunden), die vom Wetter und den im Mittel über viele Erzeuger benutzten Technologien abhängen. Der technologische Fortschritt drückt sich in flh aus und ist in Projektionen zu berücksichtigen. Hier wurde wie folgt variiert: Bei Fall 2 liegen der Projektion auf 2030 die flh-Werte

von 2023 zugrunde; bei Fall 3 sind die Volllaststunden flh um Abschaltverluste bei Wind und PV korrigiert, die aus Netzsicherungsgründen notwendig sind (Netzengpass-Management); für Fall 4 basieren die flh-Werte auf den Trends von 2015 bis 2024, extrapoliert auf 2030, wobei offshore Windkraft um die beträchtlichen Abschaltverluste korrigiert wurde.

Je nach Szenario ergibt sich für 2030 eine EE-Erzeugung von 522 bis 568 TWh, weitgehend als Dargebotsstrom. Unter Berücksichtigung von Jahreswetterschwankungen variiert die projizierte EE-Menge zwischen 512 TWh (Basis 2016, schlechtes EE-Jahr) und 589 TWh (2020, gutes EE-Jahr). Das politische Ziel von 600 TWh ist nur in Ausnahmejahren zu erreichen. Die wetterbedingten Schwankungen liegen bei ±7 Prozent; präzisere Jahresprognosen sind daher kaum möglich.

2030 ist über etwa 6000 Stunden ein Bedarfsstrom von rund 200 TWh rechnerisch erforderlich. Die Annahme, Backup würde nur bei Dunkelflauten (dazu gleich mehr) zum Einsatz kommen, ist falsch. Ein Teil der Überschüsse lässt sich über Batteriespeicher in Sekundärstrom umwandeln, wodurch sich der Zusatzbedarf auf 120 bis 160 TWh verringert.

Die sieben europäischen Netto-Stromexportländer (Frankreich, Schweden, Norwegen, Schweiz, Spanien, Tschechien, Österreich), fünf davon mit nuklearer Stromerzeugung, exportierten 2024 zusammen 169 TWh [5]. Die Deckung des deutschen Defizits durch Importe scheint also unrealistisch. Wahrscheinlicher ist der Rückgriff auf alte Kohlekraftwerke aus der Reserve. Für den Bau neuer Gaskraftwerke fehlen derzeit die gesetzlichen Grundlagen. Die neue Regierung sieht im Koalitionsvertrag den Bau von 20 GW Gaskraftwerke vor. Dies trägt der Erfordernis nach Zuwachs an Bedarfsstrom Rechnung.

Alternativ wäre es möglich, 28 bis 48 TWh Wasserstoff aus den Stromüberschüssen zu erzeugen, was einen Teil des heutigen industriellen Bedarfs von rund 55 TWh abdecken könnte. Laut dem Wasserstoff-Bedarfsplan liegt jedoch der erwartete Gesamtbedarf 2030 bei 95 bis 130 TWh [6].

Voraussetzung für beide Optionen – Sekundärstrom oder Wasserstoff – ist die vollständige Umsetzung des „Osterpakets“. Zwischen 2019 und 2024 wurden jährlich im

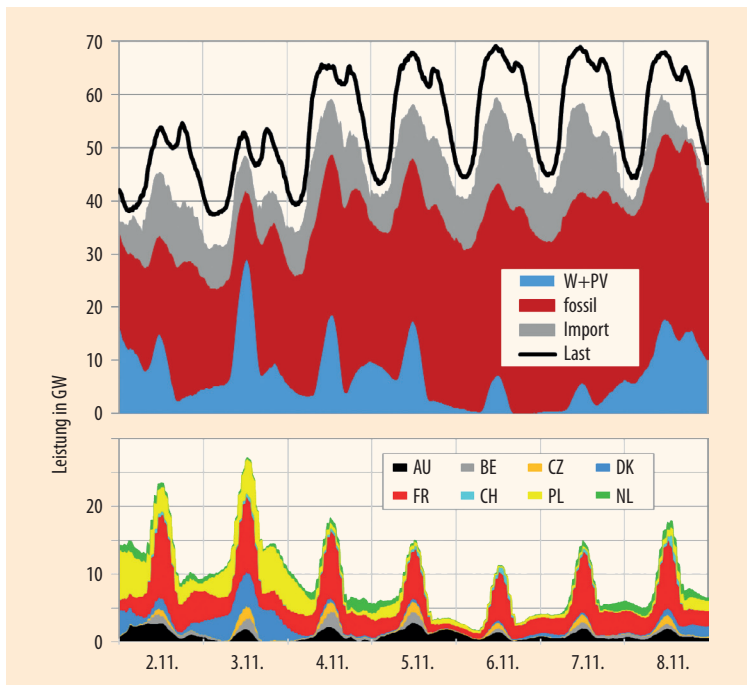


Abb. 3 Anfang November 2024 trat eine ausgeprägte Dunkelflaute auf mit einem geringen Beitrag von Windkraft und Photovoltaik (blau) und starker fossiler Erzeugung (rot) und hohem Import (grau). Die Windkraft- und PV-Erzeugung deutscher Nachbarländer (b) zeigt einen ähnlichen Trend.

Schnitt installiert: PV: 9,1 GW, Onshore-Windkraft: 1,9 GW, Offshore-Windkraft: 0,5 GW. Bis 2030 müssten diese Jahresraten um die Faktoren 2,1 (PV), 4,5 (W_{on}) bzw. 7,4 (W_{off}) steigen und für weitere sechs Jahre so bleiben. Zusätzlich sind etwa 25 GW an altersbedingten Ersatzmaßnahmen nötig. Das 600-TWh-Ziel für erneuerbare Energiequellen scheint unter diesen Voraussetzungen zunehmend unrealistisch.

Dunkelflauten und Backup

Die Dunkelflaute – eine wetterbedingte nächtliche Windstille – trat im Winter 2024/25 gehäuft auf und lenkte den Blick auf die Backup-Kapazitäten jenseits von Windkraft und PV. Vom 2. bis 8. November 2024 hielt die Windstille an (Abb. 3) [7]. In der Nacht vom 6. auf den 7. November fiel die Windstromproduktion auf 70 MW. Das entspricht nur einem Promille des aktuellen Bedarfs und widerspricht damit der Vorstellung einer möglichen Grundlastversorgung durch Windkraft und Photovoltaik (s. auch [8]). Die Energiebilanz in der erwähnten Woche betrug: Last 9,2 TWh, Windkraft+PV 1,3 TWh, fossile Quellen 5 TWh, Importe 1,5 TWh. Den Rest (1,4 TWh) deckten Wasserkraft, Biomasse und Müll. Auch in den Nachbarländern wirkte sich die Dunkelflaute aus (Abb. 3b), sodass diese nicht in der Lage sind, Defizite in Deutschland auszugleichen.

Die maximale Last lag in dieser Woche bei knapp 70 GW, davon deckten fossile Kraftwerke 40 GW und Importe 17 GW ab. Letztere ermöglichten es, auf die Kohlereservekraftwerke zu verzichten – günstig für das Klima, aber nicht wirtschaftlich. Dennoch stiegen Deutschlands CO₂-Emissionen in dieser Woche auf rund 500 g/kWh, während Frankreich und die Schweiz etwa zehnfach niedrigere Werte aufwiesen. Künftig werden bei ähnlichen Wetterlagen Backup-Kapazitäten in Höhe der Spitzenlast benötigt, abzüglich von etwa 10 GW aus Wasserkraft und Biomasse und gegebenenfalls etwa 9,5 GW an fossiler Reserveleistung. Für die Bruttostrom-Zielwerte 2030 (655 TWh für Merkel IV bis 750 TWh im Osterpaket) ergeben sich Lastspitzen von 87 bis 99 GW, was ohne Importe 77 bis 89 GW an gesicherter Leistung erfordern würde.

Gesicherte Leistung in 2030

Der deutsche Strommix durch steuerbare Anlagen sinkt in der Spitzenlast (Abb. 4) [9], da 2023 die Kernkraftwerke abgeschaltet wurden und Braun- und Steinkohle bis 2030 gesetzlich auf 8 bzw. 9 GW reduziert werden sollen. Eine Bundestagsanfrage [10] deutet auf einen Zielwert von 36,62 GW an Gaskraftwerken bis 2030 hin, was etwa dem heutigen Niveau entspricht. Falls keines der geplanten neuen Gaskraftwerke bis 2030 einsatzfähig ist, dürfte die gesicherte Leistung bei rund 65 GW liegen.

Die Lastspitzen lagen in den letzten Jahren zwischen 81,6 GW (30.11.2021) und 73,8 GW (4.12.2023). Sie treten typischerweise im Winter und abends auf, sodass Photovoltaik kaum Beiträge liefert. Hochgerechnet auf 2030 ergibt sich unter ähnlichen Bedingungen eine Spitzenlast von 109 GW – dem Zielwert in Abb. 4. Am 4. Dezember

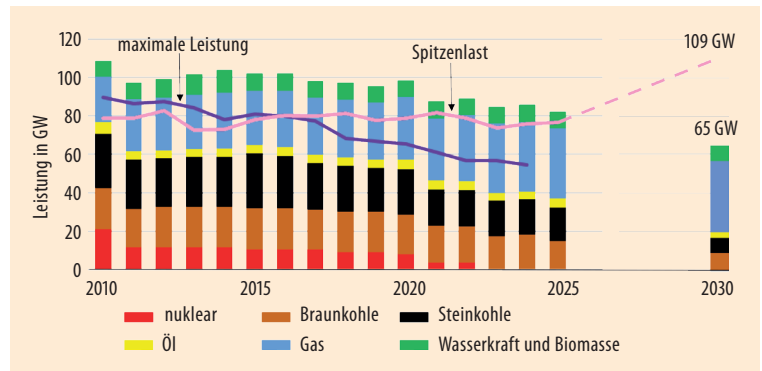


Abb. 4 Das Balkendiagramm zeigt den deutschen Strommix in den installierten Leistungen der steuerbaren Anlagen für Bedarfsstrom bis April 2025 sowie die Erwartung für 2030. Die rosa Kurve markiert die Spitzenlast, die linear und gestrichelt fortgesetzt ist bis zum erwarteten Spitzenwert von 109 GW in 2030. Die violette Kurve illustriert die jährlich aufsummierte tatsächliche Spitzenleistung der betrachteten steuerbaren Anlagen.

2023 deckten erneuerbare Energien etwa 40 Prozent der Last ab. Kritisch sind Dunkelflauten, bei denen Versorgungslücken entstehen – je nach Szenario zwischen 22 GW (Merkel-IV) und 34 GW (Osterpaket). Sollte Kohleverstromung bereits 2030 vollständig entfallen, reduzierten sich die Bedarfsstromkapazitäten um weitere 17 GW. Die reale Versorgungslage ist angespannt: Die maximal abrufbaren Leistungen der Backup-Technologien liegen unterhalb der installierten Kapazitäten (violette Kurve in Abb. 4), unter anderem, weil nicht alle Anlagen voll verfügbar sind (rund 10 Prozent als typische Ausfallquote).

Die 2030 zu erwartende Lücke von bis zu 44 GW ist durch Importe nicht zu decken. Manche Schätzungen gehen sogar von einer Unterdeckung von 57 GW aus [11]. Die Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring warnte im März 2025 [12]: „Im Zusammenspiel mit dem o.g. Rückgang der steuerbaren Kapazitäten entstehen damit signifikante Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit.“

Speicherbetrieb in 2045

Wasserstoff- und GWh-Batteriespeicher werden 2030 voraussichtlich keine entscheidende Rolle spielen, daher beziehen sich die Analysen des Speichereinsatzes auf das Jahr 2045. Ein erneuerbarer Energiemix zeigt ein typisches Tag-Nacht-Profil von Erzeugung und Verbrauch und eine sommerliche Überschussproduktion (Abb. 2). Das sind ideale Bedingungen für Kurzzeitspeicher, die tagsüber PV-Überschüsse speichern und nachts einspeisen. Der Analyse zugrunde liegen zwei Speichertypen:

- **Kurzzeitspeicher** (TSp), zum Beispiel Batterien mit einem angenommenen Wirkungsgrad $\eta = 85$ Prozent;
- **Langzeitspeicher** (SSp) mit Umwandlung von Überschussstrom in Wasserstoff ($\eta = 70$ Prozent) und anschließender Rückverstromung in Bedarfsstrom ($\eta = 50$ Prozent).

Die Speicheranalysen basieren auf Modellrechnungen mit vorgegebenen EE-Erzeugungs- und Lastprofilen. Daraus resultieren Überschüsse und Backup-Bedarfe. Die maximal abdeckbare Jahreslast hängt stark vom Speichermix

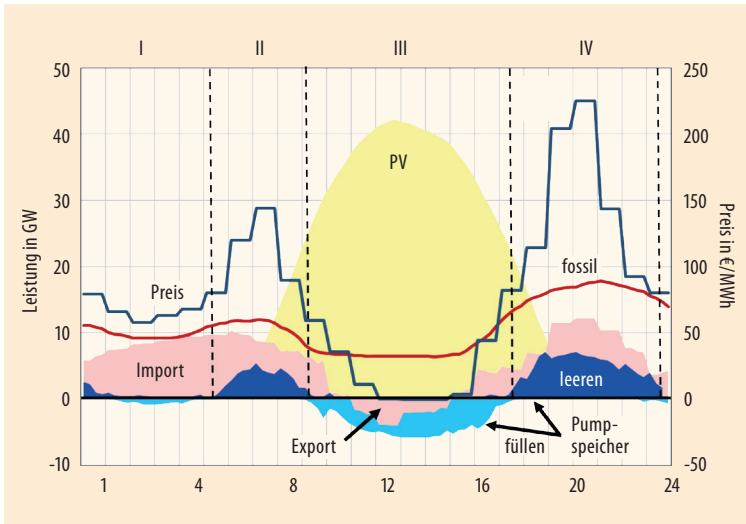


Abb. 5 Der Strompreis schwankte im Laufe des 15. Juli 2024 stark. Die Photovoltaik-Einspeisung bestimmt den Preis maßgeblich, daher sinkt der Preis an einem sonnigen Tag erheblich, um abends wieder anzusteigen. Vier Preiszonen lassen sich unterscheiden.

und den Umwandlungsverlusten ab. Für TSp sei eine Speicherkapazität von 350 GWh angenommen. Diese Wahl orientiert sich am Maximum der negativen Korrelation zwischen PV-Leistung und nächtlicher TSp-Entladung, wodurch sich die Aufgaben der beiden Speichertypen zeitlich und saisonal gut ergänzen. In der Realität orientiert sich die Spezifikation von Kurzzeitspeichern eher an Kosten und zusätzlichen Systemdienstleistungen. Die Kapazität des Langzeitspeichers ergibt sich iterativ aus der Forderung der vollständigen Entleerung mindestens einmal im Jahr.

Die Projektionen für das Jahr 2045 in **Tabelle 1** berücksichtigen eine feste EE-Erzeugung von 866 TWh – basierend auf den Bedingungen von 2023 und den iEE-Ausbauzielen für 2045 – und zwei Speichertypen. Ein Anstieg der Volllaststunden (flh) durch technische Verbesserungen könnte die Erzeugung künftig erhöhen. Fall 5 stellt den Autarkie-Fall dar, bei dem der Bedarf ausschließlich durch nationale erneuerbare Energieerzeugung sowie über Speicher bereitgestellten Überschuss gedeckt ist. Kurzzeitspeicher liefern 46 TWh mit maximaler Leistung im Sommer und Langzeitspeicher 74 TWh – überwiegend im Winter; beide Speicher zusammen sorgen in der Summe für die notwendigen 120 TWh des Backup-Bedarfs.

Während die Umschlaghäufigkeit (Jahresarbeit/Speicherkapazität, also die Zahl der jährlichen Lade-/Entladezyklen) des Tages-Speichers (TSp) mit 131 bedingt wirtschaftlich ist, ist sie beim Saison-Speicher (SSp) unrealistisch gering. Gleichzeitig verursachen die Speicher, insbesondere der Saison-Speicher, hohe Verluste von insgesamt 147 TWh. Für eine mögliche Nutzung der entsprechenden Abwärme gilt es, den Konflikt zu lösen zwischen Wärmeerzeugung nahe der Überschussstromproduktion, um die Netze nicht zu stark zu belasten, und der Wärmeerzeugung nahe am Verbraucher. Eine Erhöhung der TSp-Kapazität wäre zwar effizienter, scheitert jedoch vermutlich an den Batteriekosten. Der alleinige Einsatz des SSp führt zu höheren Verlusten bei kaum verbesserter Umschlaghäufigkeit.

Fall 6 ist der „100 Prozent-Fall“ [13], bei dem der Stromverbrauch exakt der EE-Erzeugung von 866 TWh entspricht. Überschuss und Backup-Bedarf sind damit identisch. 97 TWh Sekundärstrom sind möglich, jedoch unter Inkaufnahme von 91 TWh an Verlusten. Die Fälle 7 und 8 illustrieren zwei Szenarien der Bundesnetzagentur [2]. Szenario A (Jahreslast 967 TWh): 83 TWh Sekundärstrom, aber 162 TWh Deckungslücke; Szenario C (Jahreslast 1351 TWh): hohe Stromerzeugung, bei der die Endenergie auf das in **Abb. 1** gezeigte Level fallen könnte, führt zu 495 TWh Backup-Bedarf. Nur 33 TWh Sekundärstrom ließen sich bereitstellen, da bei höherem Verbrauch weniger Überschuss verbleibt.

In den Fällen 6 bis 8 wird mehr EE-Strom direkt genutzt, wodurch der Überschuss und damit die heimische Wasserstoff- und Sekundärstrom-Erzeugung sinken. Überschreitet der Strombedarf das Niveau der Selbstversorgung (720 TWh) deutlich (wie in den Fällen 6 bis 8), ist er nicht mehr durch Stromimporte aus Europa zu decken. Wasserstoff(derivat)-Importe müssten dann Fehlmengen ausgleichen. Für die Eckpunkte in **Abb. 1** – 1425 TWh Endenergie und 1351 TWh Bruttostromverbrauch – beziffert sich der notwendige Wasserstoffimport auf 1000 TWh. Die nationale Wasserstoffstrategie von 2024 sieht für 2045 einen Gesamtbedarf von Wasserstoff und -derivaten von nur 560 bis 700 TWh vor.

Börsenstrompreise

Der Börsenstrompreis unterlag in den letzten Jahren starken Schwankungen, teils bedingt durch Krisen wie Corona und den Ukrainekrieg. 2022 erreichte der Preis Spitzenwerte von über 800 €/MWh. 2024 lag der Durchschnittspreis bei 78,5 €/MWh – deutlich über dem Vorkrisenniveau von 38 €/MWh im Jahr 2019. Neben externen Faktoren beeinflusst zunehmend das Wetter die Preisbildung: Während früher der Bedarf den Strompreis bestimmte – etwa mit niedrigeren Preisen nachts –, setzt heute das Angebot den Preis fest. Der Ausbau der iEE hat die Preisschwankungen verstärkt (**Abb. 6**), wobei sich Angebots- und Nachfragepreise zunehmend entkoppeln, wie etwa der Pumpspeicherstrom zeigt: 2024 erfolgte die Einspeicherung im Mittel bei 43 €/MWh, die Ausspeicherung bei 114 €/MWh. Auch der Stromhandel zeigt diese Entwicklung: 2024 wurden 41 TWh Bedarfsstrom zu durchschnittlich 102 €/MWh importiert und 12 TWh zu 32 €/MWh exportiert. 2017 lagen die mittleren Importpreise dagegen bei 38 €/MWh, die für Exporte bei 34 €/MWh. Der Export von 3,5 TWh musste 2024 mit 47 Millionen bezahlt werden. Rund 5 Prozent der Stromerzeugung wurden 2024 bei negativen Preisen eingespeist. Dieser Trend setzte sich im 1. Halbjahr 2025 fort: Die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen stieg um 60 Prozent zum Vergleichszeitraum 2024.

Die Photovoltaik-Einspeisung bestimmt den Strompreis maßgeblich (**Abb. 5**): Mit zunehmender PV-Leistung im Sommer sinkt der Preis – zur Mittagszeit kann er sogar negativ werden. Abends steigt der Preis an und erreicht gegen 20 Uhr ein zweites Maximum, bevor er auf das nächtliche Niveau fällt. Daher lassen sich vier Preiszonen unterschei-

den: moderater Nachtpreis (I), morgendliches Preismaximum (II), niedrige Tagespreise dank PV (III) und hohe Preise am Abend (IV).

In der Niedrigpreis-Zone III werden die Pumpspeicher gefüllt und Strom wird exportiert. Trotz hoher PV-Einspeisung bleibt die fossile Stromproduktion bestehen – unter anderem, weil viele Kraftwerke sich technisch nicht einfach abschalten lassen, da sie später – ohne Photovoltaik-Einspeisung – wieder zum Einsatz kommen. Der fossile Anteil ist während der Preismaxima besonders hoch und trägt als teurer Bedarfsstrom zum Preisanstieg bei. Am Morgen, Abend und in der Nacht wird kontinuierlich Strom importiert – auch im Sommer trotz hoher PV-Produktion. Die dargestellten Verläufe vom 15. Juli 2024 sind kein Einzelfall – über das Jahr gemittelte Tagesverläufe zeigen ein vergleichbares Verhalten.

Die Strompreise verlaufen entlang der vier Tageszonen im Verlauf des Jahres (**Abb. 6**): Zone III beginnt, wenn 10 Prozent des täglichen PV-Maximums erreicht sind, und endet mit dessen Unterschreiten am Abend. Sie bildet somit die jahreszeitlich sich verändernde Tageslänge ab. Die Zonen II und IV sind willkürlich auf drei Stunden festgelegt. Für Zone III sind neben der Fit-Kurve auch Einzelpreise dargestellt, die stark schwanken – und bei starker Sonneneinstrahlung auch negative Werte annehmen können. Für die übrigen Zonen ist nur die Fit-Kurve gezeigt. Am Jahresende laufen die Tages- und Abendpreise zusammen, erreichen aber im Sommer Differenzen bis zu 80 €/MWh.

Zwischen Dargebot und Bedarf

Aufgrund der Schwankungen von Wind- und PV-Strom sind zwei getrennte Versorgungstechnologien notwendig – für günstigen Dargebotsstrom aus erneuerbaren und teuren Bedarfsstrom bislang aus konventionellen Quellen. Schon heute zeigen sich deutliche Preisunterschiede zwischen Import von Bedarfsstrom und Export von weitgehend Dargebotsstrom. **Tabelle 1** verdeutlicht, wie der Backup-Bedarf von EE-Erzeugung und Last abhängt und nicht generell zu beziffern ist. Nur im Autarkiefall (Fall 5) und im 100 Prozent-Fall (Fall 6) gibt es weitere Einschränkungen durch die Gleichheit von Backup und Sekundärstrom bzw. die von Backup und Überschuss.

Die Vorgängerregierung strebte bis 2030 eine Bruttostromerzeugung von 750 TWh an. Allerdings hat sich in den letzten Jahren die jährliche Stromproduktion deutlich verringert (**Abb. 1**, blaue Linie). Das Erzeugungsziel von 2030 scheint nicht erreichbar, was auch Konsequenzen für die Vorgaben im Rahmen der Sektorkopplung haben wird.

In knapp sechs Jahren sollen erneuerbare Energien 600 TWh erzeugen. Das notwendige Ausbautempo, insbesondere bei On- und Offshore-Windkraft, wurde in den vergangenen Jahren nie erreicht, müsste sich aber im Mittel für PV etwa verdoppeln und für Offshore-Windkraft um mehr als den Faktor 7 steigern. Eine derartige Anstrengung ist jedoch widersinnig, solange der Ausbau der Netze nicht synchron erfolgt. Der Bundesrechnungshof geht von einer siebenjährigen Bauverzögerung aus [14], die teure Engpass-

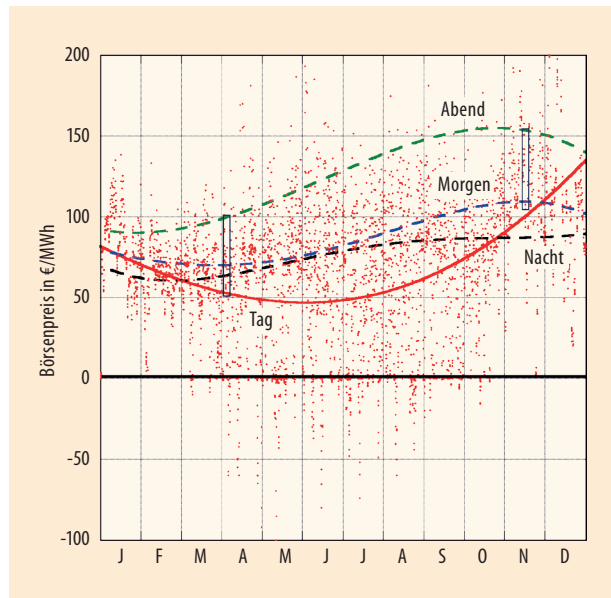


Abb. 6 Die Börsenpreise 2024 schwanken in den vier zuvor definierten Preiszonen: Für die Preiszone „Tag“ (vgl. Text) sind die einzelnen Daten dargestellt zusammen mit einem Polynom-Fit (4. Grades); für die anderen Preiszonen sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nur die Fitkurven gezeigt.

maßnahmen nach sich zieht. 2024 wurden 9,4 TWh Strom abgeregelt und die Betreiber entschädigt, darunter 1,4 TWh PV-Strom.

2030 droht eine Unterversorgung mit Bedarfsstrom, wie die Analyse einer jüngsten Dunkelflaute zeigt. Ein Backup-Bedarf von 120 bis 200 TWh ist nicht aus dem europäischen Netz zu decken. Ein Spitzenbedarf von 100 bis 110 GW übersteigt deutlich die verbliebenen konventionellen Kapazitäten von rund 65 GW. Nationale Wasserstoffherzeugung wird 2030 kaum eine Rolle spielen. Strom könnte dadurch 2030 zur knappen und teuren Ressource werden – mit weitreichenden Folgen für die Entwicklung moderner Technologien wie Kommunikation, KI, Großrechner, Digitalisierung und smarte Systeme. Auch ein Verfehlen der CO₂-Ziele zeichnet sich ab, da der Weiterbetrieb alter Kohlekraftwerke zur Versorgungssicherheit unvermeidbar sein könnte. Heute ist Deutschland unter den bevölkerungsreicheren Ländern Europas der drittstärkste CO₂-emissionspro-Kopf Emittent nach Polen und Tschechien; 2000 stand Deutschland „nur“ an 5. Stelle und hat trotz aller Umweltbemühungen seine Position verschlechtert [15].

Zwar sind die Strombedarfsziele für 2045 vage, doch die Vorgängerregierung hat klare gesetzlich geregelte Ausbauziele für Windkraft und Photovoltaik formuliert, wobei viele der heutigen Anlagen bis dahin nicht mehr in Betrieb sein werden. Die Projektionen und Analysen zeigen, dass eine autarke Stromversorgung 2045 nur auf niedrigem Niveau – geringer als die Erwartung für 2030 – möglich wäre. Für diesen Fall würden die geplanten 630 GW an Windkraft und Photovoltaik zusammen mit Biomasse und Wasserkraft 720 TWh Strom ergeben. Backup erfolgt im Rahmen der kanonischen Vorstellung von Sekundärstromerzeugung über Batterien und Wasserstoff aus dem Stromüberschuss. Die Analyse zeigt, dass wasserstoffbasier-

te saisonale Speicher nicht wirtschaftlich arbeiten – anders als Batteriespeicher.

Ambitioniertere Stromverbräuche übertreffen schnell die Lieferkapazitäten innerhalb Europas. Der Weg führt somit nur über umfangreiche Importe von Wasserstoff oder dessen Derivate und deren Verstromung vor Ort. In diesem Fall sind weniger Elektrolyseure im Inland, vielmehr Infrastruktur für Import, Transport und Speicherung entscheidend. Die vorhandene Gasspeicherkapazität von 233 TWh ist nur zu etwa 32 TWh H₂-tauglich – bis 2045 könnten davon nur noch 25 TWh verfügbar sein [11]. Ein massiver Ausbau der Speicher ist also notwendig, jedoch weitgehend für Importwasserstoff. Allerdings ist die globale Verfügbarkeit von Wasserstoff in den notwendigen Mengen ungewiss. Potenzielle Lieferländer müssten erhebliche Kapazitäten an Windkraft- und PV-Erzeugung aufbauen, vergleichbar mit denen Deutschlands. Hindernisse sind etwa fehlende Infrastruktur, Kreditwürdigkeit potenzieller Exportländer, Konkurrenz mit nationaler Erdgasförderung und primär der Bedarf an Strom für die eigene wirtschaftliche Entwicklung. Mit Blick auf die globalen Klimaziele für 2050 gilt, dass es auch anderen Ländern möglich sein muss, sich mit Wasserstoff zu versorgen.

Wetterbedingt nehmen Preisschwankungen an der Börse deutlich zu und zeigen über den Tag hinweg eine hohe Variabilität (**Abb. 5**). Die starke Preisstreuung wird Wirtschaft und privates Verhalten verändern. Niedrige Preise aufgrund der Photovoltaik werden noch mehr wirtschaftliche Aktivitäten insbesondere im Sommer in die Tageszeit verlagern, etwa das Laden von E-Autos am Arbeitsplatz. Teure Perioden am Morgen und Abend sind zu vermeiden, soweit Arbeitsprozesse dies erlauben. Hohe Strompreise dämpfen Investitionen, die hohen Preisschwankungen erschweren wirtschaftliche Planungen. Diese Dynamik betrifft auch Strategien wie Lastmanagement (DSM) und Lastabwurf. Die hohe Unsicherheit bei Preisen verstärkt die Zurückhaltung vieler potenzieller DSM-Nutzer – wie bereits in Umfragen erkennbar. Eine Form des Lastmanagements wäre die Einbindung der Wochenenden in alle wirtschaftlichen Aktivitäten. Im Autarkiefall von 2045 ließen sich so etwa 30 TWh EE-Erzeugung zusätzlich direkt nutzen.

Besondere Aufmerksamkeit verlangt der Übergang von Preiszone II nach III. Entsprechend der Ausbaupläne würde innerhalb weniger Stunden ein Teil der installierten PV-Leistung von 215 GW in 2030 und von 400 GW in 2045 auf null fallen, während die Backup-Systeme auf einen Teil der jeweiligen Last von etwa 100 GW bzw. 160 GW hochfahren müssen. Dabei stellen sich kritische Fragen der Versorgung, der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit.

Abschlussbemerkung

Der tägliche Wechsel von günstigem Angebots- zu teurem Bedarfsstrom wird den Verlauf der Lastgänge deutlich verändern. Hinzu kommen neue Lastspitzen durch Elektromobilität und elektrische Heizsysteme. Dadurch verändern sich die Grundlagen bisheriger Modellrechnungen. Ein sicherer Zugang zu elektrischer Energie bleibt für Wirtschaft und Gesellschaft unverzichtbar. Überzogene

Positionen können tragfähige politische Entscheidungen gefährden und damit letztlich auch den Wirtschaftsstandort Deutschland. Orientierung bieten stattdessen realistische, problemorientierte Analysen, wie sie etwa in [11] oder in den Berichten der Expertenkommission zum Monitoring der Energiewende [12] zu finden sind.

Eine nüchterne Betrachtung der Energiewende könnte helfen, den Blick auf eine weitere dringliche Herausforderung zu lenken – auf Maßnahmen gegen den Klimawandel und auch zur Anpassung daran in Land- und Forstwirtschaft, Hochwasserschutz, Wasserversorgung, Gesundheit und Stadtentwicklung und mehr – sowie auf deren Finanzierung.

Literatur

- [1] EEG 2023 Gesetzgebung im sog. Osterpaket, <https://tinyurl.com/bmzbyf2h>
- [2] Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, <https://tinyurl.com/3du6ttha>
- [3] Als Datenquellen werden verwendet: Entso-E (<https://transparency.entsoe.eu>), Energy Charts (www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE) und SMARD (www.smard.de/home).
- [4] Studie der Hans-Böckler-Stiftung, Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte, Januar 2025, <https://tinyurl.com/mrxenyjv>
- [5] Paul-Frederik Bach, <http://www.pfbach.dk>
- [6] Die Bundesregierung, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie NWS 2023, <https://tinyurl.com/56a9yssh>
- [7] Deutscher Wetterdienst, Klimatologische Einordnung der „Dunkelflaute“ im November 2024, <https://tinyurl.com/54v4x66x>
- [8] Th. Linnemann und G. S. Vallana, VGB PowerTech **6**, 63 (2017) und **10**, 68 (2018)
- [9] Für 2025 ist der Leistungsspitzenwert der 1. Jahreshälfte von 75,8 GW am 14.1. genommen.
- [10] Deutscher Bundestag, Gaskraftwerke in Deutschland, <https://tinyurl.com/2knjmph>
- [11] M. Löffler, *vgbe energy journal* **10**, 62 (2023)
- [12] Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring, Statusupdate zum Stand der Energiewende, März 2025, <https://tinyurl.com/5xaxkreh>
- [13] F. Wagner, *Eur. Phys. J. Plus* **129**, 20 (2014)
- [14] Bundesrechnungshof, Energiewende nicht auf Kurs: Nachsteuern dringend erforderlich, <https://tinyurl.com/3fsx6u4w>
- [15] Our World in Data, CO₂ emissions per capita, <https://ourworldindata.org/grapher/co-emissions-per-capita>

Der Autor



Friedrich Wagner (FV Plasmaphysik) wechselte als Folge der Energiekrise in den 1970er-Jahren, die er in den USA erlebte, von der Tieftemperaturphysik zur Fusionsforschung am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP). Die Stationen seiner Lehre waren die U Heidelberg, die TU München und

die U Greifswald. Ab 1993 war er Direktor am IPP, von 1999 bis zu seiner Emeritierung Professor an der U Greifswald. 2009 zeichnete die DPG ihn mit der Stern-Gerlach-Medaille aus.

Prof. Dr. Friedrich Wagner,
Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching/Greifswald