

Zukunftspfad Stromversorgung

Perspektiven zu Systemkosten, Versorgungssicherheit und
Wettbewerbsfähigkeit bis 2035



Inhalt

Zusammenfassung der Ergebnisse	3
Einleitung: Zielsetzung und methodisches Vorgehen der Studie	5
1 Strom als „Treibstoff“ für Wirtschaftswachstum in Deutschland	6
2 Hintergrund zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland	10
3 Mögliche Szenarien für die zukünftige Entwicklung	21
4 Optionen für Anpassungen am Zukunftspfad der Energiewende	29
4.1 Exkurs: Berücksichtigung zukünftiger Erzeugungstechnologien im Strommarkt	29
4.2 Anpassungen am System: Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit langfristig neu denken	31
4.3 Anpassungen im System: Feinjustierung des „optimalen Wegs zur Systemintegration“	31
4.4 Anpassungen im System: Stärkung der Investierbarkeit und Investitionsbereitschaft	32
Autoren/Redaktion	34

Zusammenfassung der Ergebnisse

Deutschlands Stromkosten im internationalen Vergleich

Die Stromkosten in Deutschland liegen weiterhin über dem Niveau der Nachbarländer sowie wichtiger Wettbewerber in Nordamerika und Asien – und das trotz umfangreicher staatlicher Unterstützung. Allein im Jahr 2025 flossen mehrere 10 Mrd. EUR in Form von Stromsteuersenkungen für Hoch- und Höchstverbraucher, Förderungen für den Ausbau erneuerbarer Energien, Redispatch-Kosten, Bundeszuschüssen für Gasspeicher und das Stromtransportnetz sowie weiteren steuerfinanzierten Maßnahmen in den Stromsektor.

Drei Szenarien zur Senkung der Stromkosten: Ergebnisse und Grenzen

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie, ob und wie sich die Stromkosten in Deutschland auch ohne oder mit geringeren Subventionen senken lassen. Analysiert wurden drei Szenarien:

- Vollständige Einstellung der Förderung für den Neubau von Erzeugungskapazitäten
- Begrenzung der Anreizförderung auf ausschließlich disponible Erzeugungskapazitäten mit dem Ziel, Versorgungssicherheit zu gewährleisten
- Technologieoffene Anreizförderung der Erzeugungskapazität, um sowohl die Systemkosten zu optimieren als auch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Modellierung zeigt: In allen drei Szenarien liegen die Systemkosten im Jahr 2035 bei etwa 90 Mrd. EUR pro Jahr. Anders ausgedrückt: Selbst eine vollständige Einstellung der Anreizförderung führt zu keiner signifikanten Veränderung der im internationalen Vergleich hohen deutschen Strompreise.

Das erhöhte Preisniveau im internationalen Vergleich ist auf mehrere strukturelle Nachteile zurückzuführen, die kurz- bis mittelfristig nur bedingt umkehrbar sind. Ein Aspekt ist die politisch beschlossene Abschaltung von disponibler Erzeugungskapazität, insbesondere der Kernkraftwerke. Die graduelle Abschaltung von rund 20 GW deutscher Kernkraftwerke seit 2011, die nahezu CO₂-freie Elektrizität zu niedrigen Vollkosten erzeugt haben, führte zu größerer Abhängigkeit von fossilen Erzeugern zur Ergänzung der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus bestehen Nachteile in der Ressourcenausstattung, unter anderem im Hinblick auf nationale Erdgasvorkommen, Wasserkraftpotenziale sowie geringere Sonneneinstrahlung, und die Distanz zwischen den Potenzialen erneuerbarer Energien und Stromnachfrageclustern erfordert signifikante Investitionen ins Netz. Zusätzlich zeigen sich die Auswirkungen des europäischen und deutschen Marktdesigns mit unter anderem international vergleichsweise hohen CO₂-Preisen, erhöhten Kapitalkosten aufgrund einer im internationalen Vergleich geringeren staatlichen Absicherung und nicht regulierten Strompreisen wie z.B. in Frankreich. Mit der rasanten Verbreitung von KI steht zudem eine neue industrielle Revolution bevor, die vor allem eines benötigt: große Mengen preiswerter Elektrizität. Es erscheint daher sinnvoll, den Ausbau des deutschen Energiesystems durch gezielte Anreize sowohl für erneuerbare als auch für disponible Erzeugungskapazitäten zu fördern.

Weitere Hebel: Energiewirtschaftszonen, Netzeffizienz und Finanzierungspotenziale

Für eine nachhaltige Senkung der Stromkosten sind jedoch andere Hebel erforderlich. Anstelle der immer wieder diskutierten Aufteilung Deutschlands in Strompreiszonen – was vor allem die süddeutsche Wirtschaft belasten würde – diskutiert die Studie die Einrichtung einer Energiewirtschaftszone im Norden Deutschlands. Dort stehen erneuerbare Energien in großem Umfang und zu günstigeren Konditionen zur Verfügung. Über Sticheleitungen in diese Zone ließe sich ein Strompreis von etwa 11 bis 12 ct/kWh (Vollkosten) realisieren – ein Preisniveau, das derzeit nur hochsubventioniert für Höchstverbraucher erreichbar ist und international wettbewerbsfähig wäre.

Ein weiterer Ansatzpunkt liegt im Netzbereich: In Deutschland agieren über 800 Stromverteilnetzbetreiber und vier Transportnetzbetreiber. Insbesondere die Vielzahl individueller Spezifikationen der Verteilnetzbetreiber erhöht die Komplexität und damit die Systemkosten erheblich. Eine freiwillige Kooperation zur Standardisierung, Koordination von Dienstleistern und gemeinsamen Beschaffung könnte – basierend auf Referenzwerten – Einsparungen von 10 bis 15% der relevanten Kostenbasis ermöglichen. Zudem würde eine stärkere Kooperation die Resilienz erhöhen, da im Krisenfall Komponenten schneller beschafft und ausgetauscht werden könnten.

Darüber hinaus bestehen erhebliche Potenziale im Bereich Finanzierung: Die Energiewende-Assets sind aufgrund der Vielzahl lokaler Energieversorger und der damit verbundenen geringen Einzelgröße für große Investoren schwer zugänglich, was zu unnötig hohen Finanzierungskosten führt – Kosten, die letztlich die Stromkunden tragen. Hinzu kommt, dass die deutsche Energiewende zu einem erheblichen Teil von nordamerikanischen Pensionsfonds finanziert wird. Gründe hierfür sind das AAA-Rating Deutschlands bei den drei wichtigsten Ratingagenturen – als einziges G7-Land – sowie staatlich garantierte Renditen für Investitionen in das Netz und in erneuerbare Energien. Angesichts der aktuellen Diskussion um die Neuausrichtung des deutschen Rentensystems und hoher inländischer Geldvermögen (3 Bill. EUR in Sicht- und Termineinlagen) wäre es sinnvoll, ein Vehikel zu schaffen, das diese Staatsgarantien auch für inländische Investoren zugänglich macht. Dies könnte sowohl Investitionsanreize für heimische Anleger schaffen als auch einen Beitrag zu einem stärker kapitalgedeckten Rentensystem leisten.

Einleitung: Zielsetzung und methodisches Vorgehen der Studie

Der deutsche Strommarkt befindet sich in einer Phase tiefgreifender struktureller Veränderungen. Trotz erheblicher Fortschritte beim Ausbau erneuerbarer Energien liegen die Strompreise in Deutschland weiterhin über dem Niveau vieler europäischer Nachbarländer sowie zentraler internationaler Wettbewerbsregionen. Für Haushaltskunden lagen die Strompreise im ersten Halbjahr 2025 bei rund 38 ct/kWh und damit etwa 10 ct/kWh über dem EU-Durchschnitt. Auch für Gewerbe- und Industriekunden bestehen weiterhin spürbare Kostenunterschiede gegenüber Wettbewerbsstandorten, insbesondere im Vergleich zu Ländern mit günstiger Ressourcenausstattung wie den nordischen Staaten oder Nordamerika. Gleichzeitig wird ein erheblicher Teil der Kosten des Stromsystems nicht mehr unmittelbar über den Strompreis, sondern über staatliche Zuschüsse und steuerfinanzierte Maßnahmen getragen: Aktuell fließen jährlich rund 25 Mrd. EUR in staatliche Subventionen zur Förderung erneuerbarer Energien sowie in Zuschüsse zu den Netzentgelten. Hinzu kommen Steuermindereinnahmen von über 5 Mrd. EUR infolge verschiedener Entlastungsmechanismen für Erzeuger und Verbraucher. Darüber hinaus werden weitere mehr als 5 Mrd. EUR über Umlagen für Redispatch, Countertrading, Verlustenergiebeschaffung und Regelleistung finanziert, die zusätzlich zum eigentlichen Strompreis von den Stromnutzern getragen werden.

Parallel dazu verändern technologische und ökonomische Trends die Nachfragestruktur des Stromsystems. Neben der fortschreitenden Elektrifizierung industrieller Prozesse gewinnt Strom als Produktionsfaktor insbesondere durch den Hochlauf digitaler Wertschöpfungsketten an Bedeutung. Der weltweite Strombedarf von Rechenzentren könnte sich von rund 600 TWh im Jahr 2025 auf etwa 1.600 TWh bis 2030 erhöhen, wobei KI-Anwendungen einen wesentlichen Treiber darstellen. Für Deutschland wird – je nach Nachfrageentwicklung – bis 2030 ein Anstieg der Rechenzentrumsleistung auf rund 5 GW und eine Stromnachfrage von bis zu 37 TWh erwartet. Diese Entwicklungen fallen in eine Phase, in der das deutsche Stromsystem bereits durch hohe Systemkosten, steigende Netzentgelte und eine zunehmende Importabhängigkeit geprägt ist. Vor diesem Hintergrund rückt die Frage in den Fokus, wie sich unterschiedliche Ausbau- und Marktpfade auf Kostenstruktur, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit auswirken.

Die Analyse gründet auf einer szenariobasierten Modellierung des deutschen Stromsystems bis zum Jahr 2035. Zentrales Analyseinstrument ist das McKinsey-Strommarktmodell, ein proprietäres Modell zur integrierten Abbildung des Stromsystems. Es analysiert den deutschen Strommarkt und die entsprechende Infrastruktur unter anderem im Kontext des europäischen Energiemarkts. Das Modell berücksichtigt dabei sowohl die Erzeugungskapazitäten und deren geografische Lage im In- und Ausland als auch die daraus resultierenden Erzeugungskosten und Nachhaltigkeitsaspekte. Die Modellierung der Erzeugungskapazität und des Netzausbaus baut auf der letztjährigen McKinsey-Studie „Zukunftspfad Stromnachfrage“ sowie der „McKinsey Global Energy Perspective 2025“ auf.

Die Studie gliedert sich wie folgt: Kapitel 1 ordnet die Bedeutung der Verfügbarkeit von Strom als zentralen Produktions- und Wettbewerbsfaktor im Kontext wirtschaftlichen Wachstums ein. Kapitel 2 beleuchtet den Fortschritt des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland und den marktlichen Hintergrund. Kapitel 3 stellt die modellierten Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Stromsystems vor und vergleicht die Implikationen für die Erzeugungslandschaft, Systemkosten und Importabhängigkeit. Darauf aufbauend skizziert Kapitel 4 mögliche Handlungsoptionen zur Weiterentwicklung des Zukunftspfads sowohl „am“ als auch „im“ System zur Sicherstellung einer langfristigen Standortattraktivität.

Die Studie versteht sich als analytischer Beitrag zur aktuellen Debatte über die Weiterentwicklung des deutschen Strommarktdesigns. Sie erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern zielt darauf ab, faktenbasiert zentrale Zielkonflikte offenzulegen und fundierte Diskussionsgrundlagen für eine ökonomisch tragfähige Ausgestaltung der Energiewende bereitzustellen.



1 Strom als „Treibstoff“ für Wirtschaftswachstum in Deutschland

Mit dem Wachstum von Volkswirtschaften wandelt sich die Struktur der Produktion von Gütern und Dienstleistungen grundlegend. Üblicherweise vollziehen Länder im Verlauf ihrer wirtschaftlichen Entwicklung den Übergang vom Primärsektor (Land- und Forstwirtschaft) über den Sekundärsektor (verarbeitendes Gewerbe) hin zum Tertiärsektor (Dienstleistungen). In Deutschland etwa ist der Anteil des Tertiärsektors an der Bruttowertschöpfung seit 1950 von 41 auf 70% im Jahr 2024 gestiegen.¹

Dieser Strukturwandel geht mit einer Veränderung der Energieintensität der Wirtschaftsleistung einher. Die Beziehung zwischen dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) und dem Energieverbrauch pro Kopf² folgt dabei über Länder und Jahre hinweg zunächst einer linearen und dann stark abflachenden Kurve (Abbildung 1): In landwirtschaftlich geprägten Volkswirtschaften ist der Energiebedarf zunächst gering. Mit dem Aufstieg des verarbeitenden Gewerbes steigt der Energieverbrauch deutlich an, da industrielle Prozesse große Energiemengen erfordern. Mit zunehmender Bedeutung des Dienstleistungssektors lässt sich weiteres Wirtschaftswachstum häufig ohne proportional steigenden Energieeinsatz erzielen, da Dienstleistungen tendenziell weniger Energie benötigen.

In den kommenden Jahrzehnten könnte sich dieses Muster jedoch insbesondere für Länder mit hohem BIP pro Kopf verändern. Der rasante Aufstieg von KI wirft die Frage auf, ob Dienstleistungen tatsächlich weniger energieintensiv sind als das verarbeitende Gewerbe. Die weltweite Nachfrage nach Rechenzentrumskapazitäten erhöht sich bis 2030 allein durch KI-Anwendungen um den Faktor 3,5 und erreicht eine Rechenleistung von rund 160 GW.³ Parallel dazu steigt der Bedarf an Rechenleistung für nicht KI-bezogene Anwendungen um 65%.⁴ Wird diese Nachfrage vollständig gedeckt, erhöht sich der globale Stromverbrauch von Rechenzentren von rund 600 TWh im Jahr 2025 auf insgesamt etwa 1.600 TWh im Jahr 2030.⁵ Der Anteil der durch KI-Anwendungen verursachten Stromnachfrage wächst dabei besonders dynamisch: In den USA wird bis 2030 erwartet, dass Rechenzentren rund 12% der gesamten Stromnachfrage ausmachen.⁶ Historisch gesehen konzentriert sich die Stromnachfrage von Rechenzentren auf die USA, China und Europa. Diese drei Regionen vereinen aktuell rund 85% der globalen Stromnachfrage von Rechenzentren auf sich.⁷

¹ Deutsche Bundesbank (2025)

² Der Energieverbrauch bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die gesamte Primärenergienachfrage, die dem Energieangebot entspricht.

³ McKinsey (2025)

⁴ McKinsey (2025)

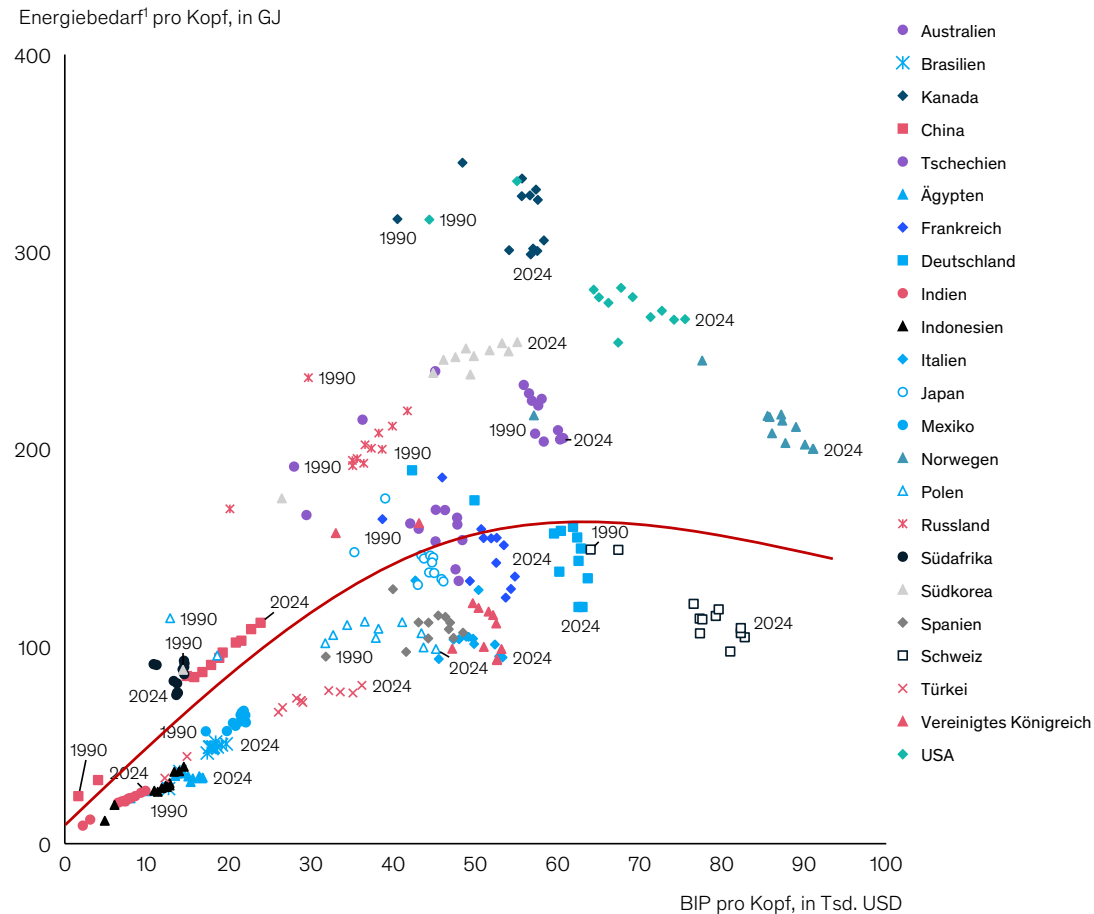
⁵ McKinsey (2025)

⁶ McKinsey (2025)

⁷ IEA (2025)

Abbildung 1

Energiebedarf pro Kopf vs. BIP pro Kopf, 1990-2024



1. Der Begriff „Energie“ bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die gesamte Energieversorgung bzw. den Gesamtprimärenergiebedarf (TPED)

Quelle: IEA-Bilanzen; Oxford Economics; UN-Bevölkerungsprognose; McKinsey Global Institute; McKinsey Energy Solutions Global Energy Perspective

INFOBOX

Der Trend einer steigenden Stromnachfrage von Rechenzentren wird maßgeblich durch die veränderte Dynamik von „Moore’s Law“ beeinflusst. Gordon Moore, Mitbegründer von Intel, prognostizierte 1975, dass sich die Transistordichte auf Halbleitern etwa alle zwei Jahre verdoppelt – eine Entwicklung, die über Jahrzehnte hinweg zu leistungsfähigeren, kompakteren und kostengünstigeren Chips geführt hat und damit den technologischen Fortschritt in Bereichen wie Computern und Smartphones ermöglichte. Bis Anfang der 2010er Jahre bestätigte sich diese Prognose; seither hat sich der Anstieg der Transistordichte jedoch deutlich verlangsamt.⁸ Heutige Leistungssteigerungen werden zunehmend weniger durch eine höhere Transistordichte, sondern vielmehr durch Innovationen auf Systemebene erzielt – etwa durch Multicore-Prozessoren, fortschrittliche Packaging-Technologien oder neuartige Architekturen wie „Processing in Memory“. Diese Fortschritte gehen jedoch häufig mit einer geringeren Energieeffizienz einher. Insbesondere erfordert eine höhere Transistordichte einen zusätzlichen Kühlaufwand, wodurch das Wachstum der Transistorleistung pro Energieeinheit seit den 2010er Jahren abnimmt. Neben der wachsenden Nachfrage nach KI- und Cloud-Anwendungen trägt diese Entwicklung entscheidend zur steigenden Stromnachfrage von Rechenzentren bei.

⁸ McKinsey (2023)

Die wirtschaftlichen Potenziale von KI sind zwar mit Unsicherheiten behaftet, gelten jedoch als potenziell transformativ. Am unteren Ende der Schätzungen wird für die USA bis 2035 ein BIP-Zuwachs von etwa 0,9 bis 1,5% prognostiziert.⁹ Andere Analysen gehen von einer Steigerung des globalen BIP um 7 bis 10% innerhalb der nächsten zehn Jahre aus.¹⁰ McKinsey-Analysen zeigen, dass generative KI jährlich weltweit einen zusätzlichen ökonomischen Wert von 6,1 bis 7,9 Bill. USD generieren kann – und zwar über die Effekte „traditioneller“ KI-Anwendungen wie Machine Learning hinaus.¹¹

Im Falle eines Durchbruchs bei „Artificial General Intelligence“ und einer weitreichenden Automatisierung menschlicher Tätigkeiten rechnen einzelne Studien sogar mit deutlich höheren Wachstumsraten.¹² Die durch KI geschaffene Wertschöpfung erstreckt sich entlang der gesamten Wertschöpfungskette: von der Chip-Produktion über Rechenzentren, Cloud-Plattformen und KI-Modelle bis hin zu Endnutzeranwendungen und deren Produktivitätseffekten. Bereits durch die Nutzung bestehender KI-Modelle und -Anwendungen lassen sich in Deutschland erhebliche Wertschöpfungspotenziale realisieren. Allerdings bleibt ohne eine robuste und integrierte Wertschöpfungskette ein Großteil dieses ökonomischen Potenzials ungenutzt. Gleichzeitig entstehen neue Abhängigkeiten, da zentrale Elemente wie die Chip-Produktion oder die Entwicklung von KI-Modellen aktuell von wenigen Akteuren dominiert werden.¹³ Zahlreiche Staaten verfolgen aus diesem Grund eine „Sovereign AI“-Strategie, die die Entwicklung eigener KI-Modelle sowie den Aufbau nationaler Cloud-Infrastrukturen und Rechenzentren umfasst.¹⁴ Ein resilientes und souveränes KI-Ökosystem erfordert vor allem die Verfügbarkeit leistungsfähiger Rechenzentren für die Modellentwicklung und -nutzung.¹⁵

Für Deutschland ergibt sich daraus eine kritische Herausforderung: Bleibt Strom knapp und teuer, besteht die Gefahr, den Anschluss an diese neue industrielle Welle zu verlieren. Grundsätzlich ist in Deutschland ein Anstieg der Nachfrage nach Rechenkapazitäten um rund 14% pro Jahr auf 5 GW im Jahr 2030 möglich.¹⁶ Bei dieser Nachfrageentwicklung würde die Stromnachfrage von Rechenzentren in Deutschland um knapp 20% pro Jahr auf 37 TWh wachsen.¹⁷ Ohne eine kompetitive Stromversorgung könnte diese Dynamik schwächer ausfallen. Ohnehin ist diese Entwicklung im Vergleich zu den USA eher verhalten: Dort wächst die Nachfrage für Rechenkapazität um 22% pro Jahr auf 96 GW, die Stromnachfrage erhöht sich um 21% pro Jahr auf 666 TWh.¹⁸ Bereits heute ist die lokale Stromverfügbarkeit ein entscheidender Faktor bei der Standortwahl von Rechenzentren. In Frankfurt, wo derzeit über 70% der Rechenzentren in Deutschland angesiedelt sind, begrenzen Engpässe im Übertragungsnetz und bei der lokalen Erzeugung das weitere Wachstum.¹⁹ Dies führt zu einer Verlagerung an Standorte mit günstigeren Rahmenbedingungen, speziell ins europäische Ausland: In den nordischen Ländern und Südeuropa wird bis 2030 ein doppelt so hohes Wachstum erwartet wie in etablierten Regionen, z.B. Frankfurt. Ausschlaggebend hierfür sind beschleunigte Anschlussverfahren und stabile Stromnetze, die Investoren anziehen.²⁰ Sollte es nicht gelingen, eine ausreichende Stromversorgung zu wettbewerbsfähigen Kosten sowie schnelle Netzanschlüsse sicherzustellen, bleiben zentrale Chancen für Wertschöpfung und Innovation in Deutschland ungenutzt.

⁹ Penn Wharton (2025); Acemoglu (2024)

¹⁰ Goldman Sachs (2023); J.P. Morgan (2024)

¹¹ McKinsey (2023)

¹² Korinek und Suh (2024)

¹³ OECD (2025)

¹⁴ McKinsey (2025)

¹⁵ OECD (2025)

¹⁶ McKinsey-proprietäres Modell der Nachfrage für Rechenzentren (2025)

¹⁷ Ebenda

¹⁸ Ebenda

¹⁹ Ember (2025)

²⁰ Ember (2025)

Neben den Chancen durch KI ist eine Ausweitung des Stromangebots auch für die Elektrifizierung der Industrie und die Sektorenkopplung erforderlich, damit Klimaschutzziele erreicht werden können. Ein kosteneffizientes und elektrifiziertes Energiesystem mit hoher Versorgungssicherheit ist somit ein Schlüsselfaktor, um die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland langfristig zu sichern. Andere Regionen wie etwa die USA, die Länder des Nahen Ostens oder auch China setzen aus diesen Gründen auf das Konzept der „Energiedominanz“ oder der „Energy Diplomacy“: Sie streben eine deutliche Ausweitung des Energieangebots zu attraktiven Preisen bei gleichzeitigem Abbau internationaler Abhängigkeiten an.²¹

²¹ The White House (2025), State of Qatar (2024), State Council Information Office of the People's Republic of China (2020)



2 Hintergrund zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

Deutschland verfolgt spätestens seit der Jahrtausendwende das Leitbild der Energiewende. Im Zentrum stehen die Transformation des Stromsystems hin zu erneuerbaren Energien sowie die weitreichende Elektrifizierung zentraler Wirtschaftssektoren. Ziel ist es, gemäß dem Klimaschutzgesetz von 2019 Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen.²²

Die politischen Vorgaben sehen einen kontinuierlich steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung vor, um die Elektrifizierung in Kernsektoren wie Industrie, Gebäude und Verkehr zu ermöglichen und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern nachhaltig zu verringern. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) schreibt hierfür bis 2030 einen Anteil von mindestens 80% erneuerbarem Strom am Bruttostromverbrauch vor und definiert ambitionierte Ausbauziele: 215 GW Photovoltaik, 115 GW Wind an Land und 30 GW Wind auf See.²³ Bis 2035 soll die installierte Kapazität an erneuerbarer Stromerzeugung auf 309 GW Photovoltaik, 157 GW Wind an Land und 40 GW Wind auf See anwachsen.²³ Diese Ausbauziele bilden zugleich die Grundlage für eine erfolgreiche Sektorenkopplung. Nur wenn der zusätzliche Strombedarf überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt wird, kann die Elektrifizierung der Sektoren zu einer signifikanten Reduktion der Emissionen beitragen.

Die Energiewende hat in Deutschland bereits mehrere Phasen durchlaufen. Nach einer Phase vergleichsweise langsamen Ausbaus in der zweiten Hälfte der 2010er Jahre haben Bund und Länder zuletzt zahlreiche Maßnahmen zur Beschleunigung eingeleitet. Ziel war es, Genehmigungszeiten zu verkürzen, Flächen zu sichern und den Netzausbau zu erleichtern, um die Ausbaupfade erneuerbarer Energien wieder näher an die politischen Zielvorgaben heranzuführen. Ein zentrales Element war das sogenannte Osterpaket, das der Deutsche Bundestag am 7. Juli 2022 zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien verabschiedet hat.²⁴ Ergänzend wurden durch § 6 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) Erleichterungen bei Genehmigungen eingeführt, die ab dem 29. März 2023 anwendbar und befristet ausgestaltet wurden.²⁵ Parallel dazu wurde der Netzausbau in mehreren Schritten beschleunigt, unter anderem durch die letzte große Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) im Februar 2021 sowie weitere gesetzliche Anpassungen. Diese ermöglichten es laut Bundesnetzagentur Ende 2023, für rund 700 km Netzausbauvorhaben auf die Bundesfachplanung zu verzichten.

Erste Auswirkungen dieser Reformen sind bereits erkennbar. Besonders im Bereich Wind an Land hat sich die Dynamik bei den Genehmigungen deutlich erhöht. Die jährlich genehmigte Leistung neuer Windenergieanlagen stieg von knapp 3 GW im Jahr 2020 auf rund 21 GW im Jahr 2025 – ein Zuwachs um etwa 600% (Abbildung 2).²⁶

²² Bundesgesetzblatt (2019)

²³ EEG 2023 (2023)

²⁴ Bundesnetzagentur (2022)

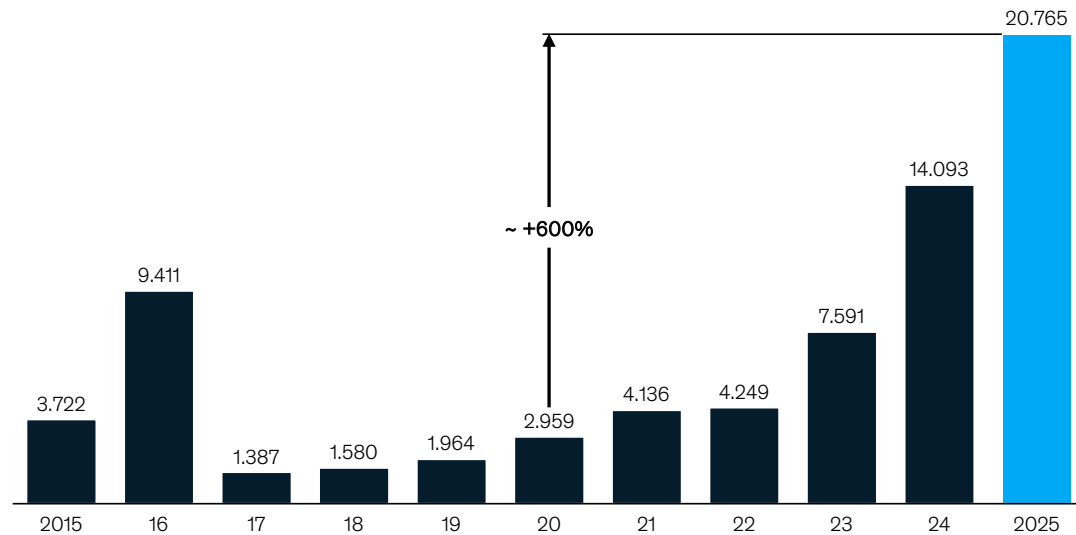
²⁵ Bundesrat (2022)

²⁶ Fachagentur Wind und Solar (2025)

Abbildung 2

Jährlich genehmigte Windenergieleistung

Status des Windenergieausbaus an Land im Herbst 2025, in MW¹



1. Daten: Marktstammdatenregister

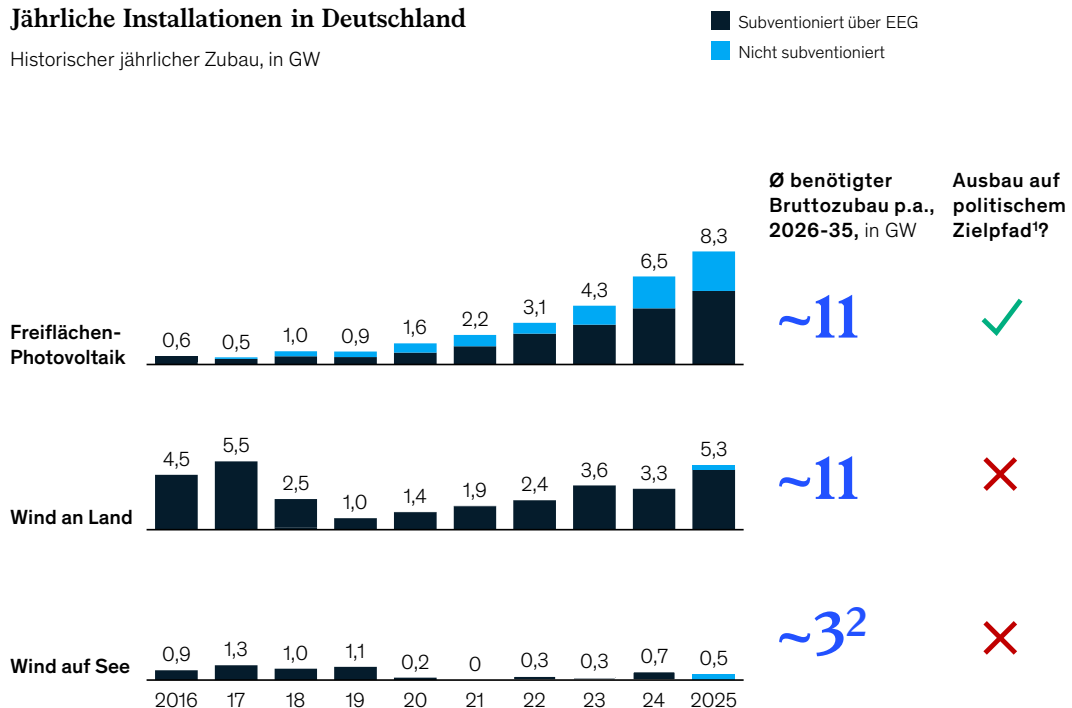
Quelle: Fachagentur Wind und Solar

Diese Pipeline-Zunahme spiegelt sich verstärkt auch im realisierten Zubau wider. Insgesamt hat sich der jährliche Ausbau von Wind- und Photovoltaik-Kapazitäten in den letzten Jahren spürbar erhöht und nähert sich in einzelnen Segmenten wieder den politischen Zielpfaden an (Abbildung 3).

Abbildung 3

Jährliche Installationen in Deutschland

Historischer jährlicher Zubau, in GW



1. Zielpfad nach EEG 2023

2. Für rechtlich bindendes Ziel von 40 GW bis 2035 wie im WindSeeG beschrieben (im Jahr 2022 gab es eine nicht bindende Ankündigung von 50 GW)

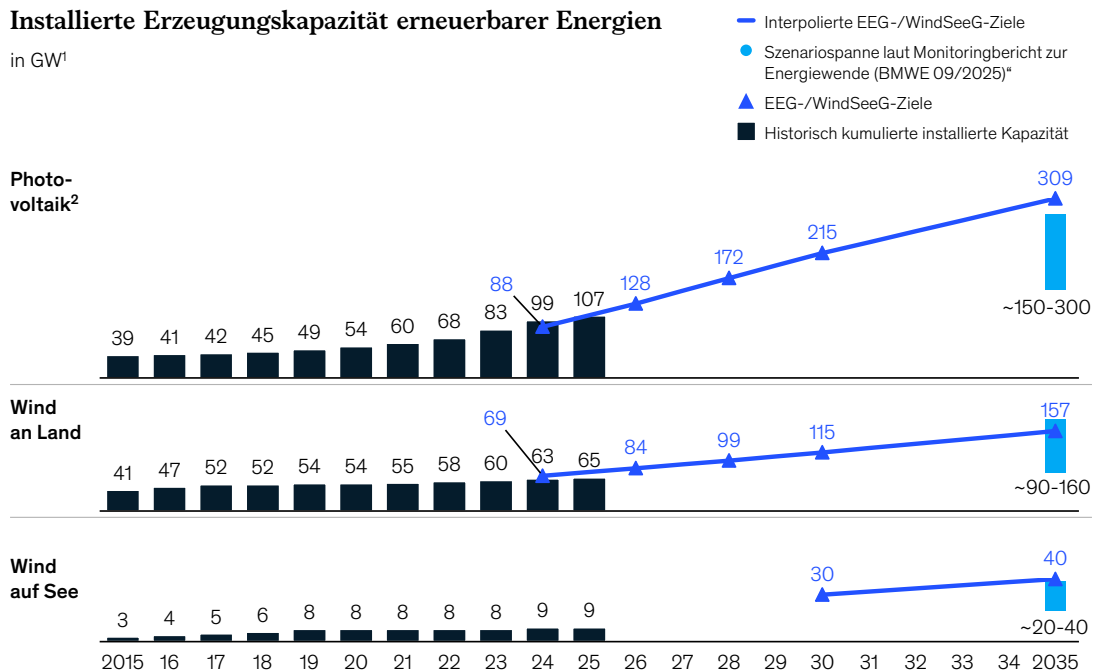
Quelle: Marktstammdatenregister

Gleichzeitig zeigt sich, dass die positive Entwicklung nicht ausreicht, um sämtliche strukturelle Herausforderungen zu bewältigen. Das Ausbauziel von 115 GW Wind an Land im Jahr 2030 wird wohl aufgrund des unzureichenden Ausbaus in den vergangenen Jahren – trotz der aktuellen positiven Dynamik – nicht erreicht.²⁷ Auch die Ausbauziele für Wind auf See stehen im derzeitigen Markt- und Regulierungsumfeld unter erheblichem Kostendruck, wie die zuschlagsfreien Ausschreibungen im Jahr 2025 zeigten, und sind zudem betroffen von netzbedingten Verzögerungen.²⁸ Der Ausbau der Photovoltaik profitierte in den letzten Jahren von viel Momentum und die Ende des Jahres 2025 kumuliert installierte Kapazität von etwa 107 GW trifft die für diesen Zeitpunkt anvisierte Kapazität ungefähr.²⁹ Gleichzeitig gibt es Signale, die eine Entschleunigung des Momentums andeuten: Der Zubau der Photovoltaik im Jahr 2025 lag unter dem Zubau von 2024, insbesondere da Haushalte aufgrund rückläufiger Strompreise weniger Anreize verspürten, in Dachanlagen zu investieren.³⁰ Die zunehmenden Stunden mit negativen Börsenstrompreisen in Kombination mit dem Solarspitzengesetz sind zusätzliche Faktoren, die den weiteren Ausbau ausbremsen könnten.³¹ Auf der anderen Seite könnten mittelfristig die zunehmende Solarpflicht für Gebäude – insbesondere im Rahmen der europäischen Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) – und die erwartete Abnahme von Stunden mit negativen Preisen durch den anstehenden Batteriespeicherausbau den Photovoltaik-Ausbau positiv beeinflussen.³² Insgesamt ist laut dem Monitoringbericht der Bundesregierung zu erwarten, dass die Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2030 nicht vollständig erreicht werden (Abbildung 4).³³

Abbildung 4

Installierte Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien

in GW¹



1. In GW_{DC} für Photovoltaik

2. Etwa 20-30 GW an Windenergie an Land werden voraussichtlich bis 2035 vom Netz gehen. Dies erhöht die benötigte Zubaurate auf durchschnittlich etwa 11,5 GW pro Jahr, um die EEG-Ausbauziele zu erreichen

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Stromnetze im Einklang mit der Entwicklung der Stromnachfrage erfolgen sollte – speziell vor dem Hintergrund des Ziels erschwinglicher Strompreise. Mehrere aktuelle Studien gehen im derzeitigen Markt- und Regulierungsumfeld von einem geringeren Anstieg der Stromnachfrage aus als ursprünglich erwartet.

²⁷ Bundesregierung (2025)

²⁸ Bundesregierung (2025); Bundesnetzagentur (2025)

²⁹ Fraunhofer (2026)

³⁰ Fraunhofer (2026)

³¹ Bundesgesetzblatt (2025)

³² Europäische Kommission (o.D.)

³³ Bundesregierung (2025)

Dies impliziert einen entsprechend niedrigeren Ausbaubedarf erneuerbarer Erzeugungskapazitäten.³⁴ Sollte Deutschland jedoch – etwa im Rahmen einer europäischen „Sovereign AI“-Strategie – deutlich mehr Rechenzentren ansiedeln als bislang vorgesehen oder zusätzliche Anreize zur Elektrifizierung des Energieverbrauchs im Verkehrs- oder Gebäudesektor schaffen, um die sektorspezifischen Dekarbonisierungsziele zu erreichen, könnten die ursprünglich formulierten Ausbauziele für erneuerbare Energien wieder an Relevanz gewinnen.

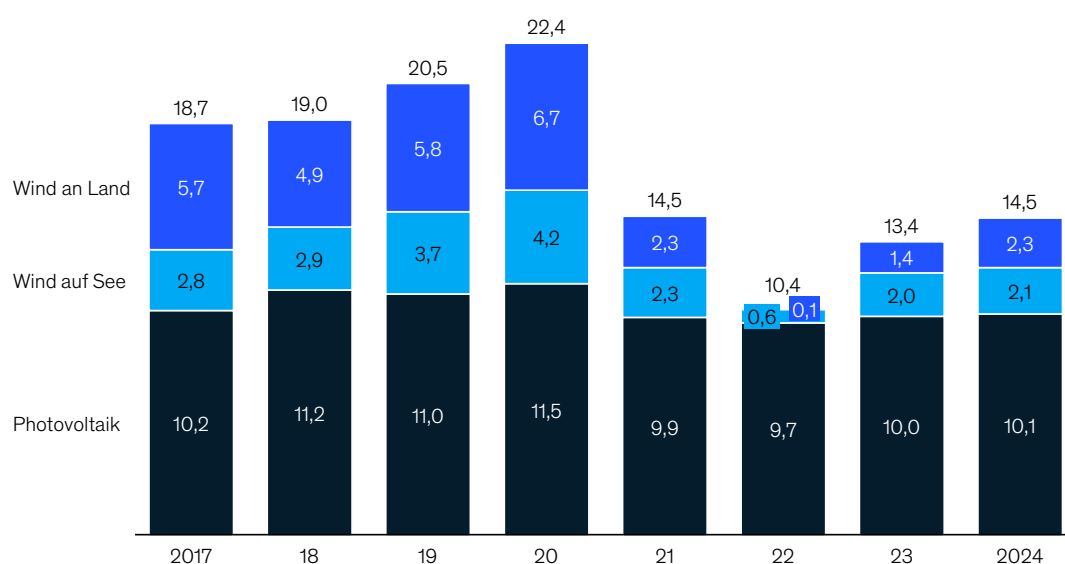
Der Ausbau erneuerbarer Großanlagen wird in Deutschland weiterhin fast ausschließlich durch das EEG getragen. Es bestimmt als zentraler Förderrahmen die Vergütung, den Umfang der Ausschreibungen und die Priorisierung neuer Projekte. Das heutige Fördersystem basiert auf wettbewerblichen Ausschreibungen, die seit 2017 die zuvor geltende feste Einspeisevergütung für Anlagen über 750 kW ersetzt haben. Projektentwickler bewerben sich mit einem Gebotswert um einen Förderzuschlag; bei Erteilung des Zuschlags erhalten sie für 20 Jahre eine gleitende Marktprämie.³⁵ Die durchschnittlich ausgezahlten Förderbeträge seit 2017 lagen jährlich bei rund 3,6 Mrd. EUR für Wind an Land, 2,6 Mrd. EUR für Wind auf See und 10,4 Mrd. EUR für Photovoltaik (Abbildung 5).³⁶

Insgesamt wurden Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen seit 2017 mit mehr als 130 Mrd. EUR im Rahmen der EEG-Differenzkosten gefördert. Durch die deutlich gestiegenen Börsenstrompreise seit 2021 haben sich die EEG-Förderzahlungen für Wind- und Photovoltaik-Anlagen erheblich reduziert. Dies liegt daran, dass der überwiegende Teil der Anlagen über eine Marktprämie vergütet wird, die die Differenz zwischen Marktpreis und anzulegendem Wert ausgleicht. Dieser Effekt war bei Windenergie tendenziell stärker ausgeprägt, da Windstrom häufiger zu Zeiten höherer Marktpreise eingespeist wird. Photovoltaik-Anlagen hingegen speisen ihren Strom überwiegend mittags ein und tragen dort verstärkt zu Preisabsenkungen durch ein hohes gleichzeitiges Angebot bei. Dies führt zu einem vergleichsweise höheren Förderbedarf. Die genaue Dynamik hängt stark von den Marktpreisen – und damit verbundenen Einflussfaktoren wie z.B. dem Ausbau von Großbatteriespeichern – sowie von den de facto erzielten Zuschlagswerten ab.

Abbildung 5

Historische EEG-Förderungen¹

in Mrd. EUR



1. Inkl. Einspeisevergütung und Marktprämie; nur für Photovoltaik und Wind

Quelle: Netztransparenz

³⁴ Bundesregierung (2025); McKinsey (2025)

³⁵ BMW (2017)

³⁶ Netztransparenz (2025)

INFOBOX

Drei Finanzierungsansätze für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien

EEG-Förderung

- Eine Teilnahme an der EEG-Förderung ist nur mit fortgeschrittenen Projekten möglich, d.h. mit eindeutig festgelegten Standorten, abgeschlossener Planung und einem Eintrag im Marktstammdatenregister.
- Die Inbetriebnahme der Anlage darf zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch nicht erfolgt sein, da die Förderung ausschließlich für neue Kapazitäten vorgesehen ist.
- Voraussetzung für die Teilnahme ist die Hinterlegung einer Gebühr und finanzieller Sicherheiten, um die Umsetzbarkeit und Verbindlichkeit der Projekte zu gewährleisten.
- Aufgrund von EU-Vorgaben muss die Förderstruktur ab 2027 angepasst werden; geplant ist die Einführung zweiseitiger Differenzverträge.

Power Purchase Agreements (PPAs)

- Dabei handelt es sich um den Abschluss eines langfristigen Stromabnahmevertrags mit einem Abnehmer, in der Regel einem Industrieunternehmen oder Energieversorger. Die Laufzeit beträgt meist zwischen fünf und 15 Jahren.
- Die Bonität des Abnehmers ist entscheidend; häufig werden Sicherheiten, Garantien oder vertragliche Zusagen (Covenants) gefordert.
- Der Vertrag regelt das Mengenprofil, die Ausgleichsenergie und Abweichungen; bei Corporate PPAs erfolgt die Abwicklung oft über einen Dienstleister, der das Sleeving und Bilanzkreismanagement übernimmt.

Merchant-Modell

- Hier erfolgt die Direktvermarktung ohne festen Abnehmer. Erlöse werden über den Spotmarkt und kurzfristige Produkte erzielt, was eine maximale Marktorientierung ermöglicht.
- Eine hohe Unsicherheit besteht bezüglich des Preisniveaus und Capture-Preises, insbesondere bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien; zudem ist das Risiko von Kannibalisierungseffekten in sonnen- oder windreichen Stunden erhöht.
- Das Modell ist anspruchsvoll und kostenintensiv, weshalb Banken häufig höhere Eigenkapitalquoten oder zusätzliche Absicherungen verlangen.

Schlüsselaspekte der EEG-Förderung nach Technologien

Im Folgenden erläutern wir zentrale Aspekte der EEG-Förderung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie Windenergie an Land und auf See.

Photovoltaik-Freiflächenanlagen

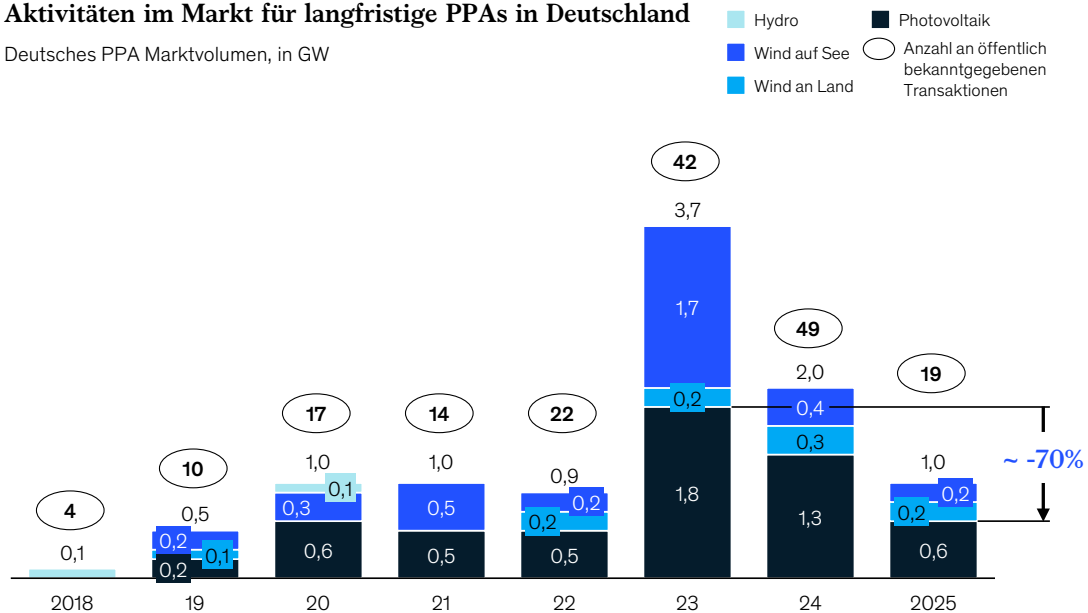
Seit Einführung der Auktionen wurden rund 66% der neu installierten Kapazität im Segment der Photovoltaik-Freiflächenanlagen über das EEG gefördert. Der restliche Anteil entfällt auf Merchant-betriebene Projekte oder wird unter anderem durch langfristige Power Purchase Agreements (PPAs) abgesichert. In den vergangenen Jahren bewegten sich die PPA-Volumina für Photovoltaik auf einem vergleichsweise hohen Niveau und erreichten 2023 rund 1,8 GW. In den letzten zwei Jahren brachen die PPA-Volumen für Photovoltaik jedoch um rund 70% ein – vor allem infolge zunehmender Marktkannibalisierung und rückläufiger Capture-Preise (Abbildung 6).³⁷

³⁷ Pexapark (2025)

Abbildung 6

Aktivitäten im Markt für langfristige PPAs in Deutschland

Deutsches PPA Marktvolumen, in GW



Anmerkung: Die Statistik umfasst lediglich öffentlich kommunizierte PPA-Verträge

Quelle: Pexapark

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass künftig weniger Photovoltaik-Projekte ohne Förderung realisiert werden und das EEG wieder stärker als zentrale Finanzierungsbasis dient – zumal das Ausschreibungsvolumen für Photovoltaik-Freiflächen seit Anfang 2025 auf 9,9 GW pro Jahr angehoben wurde (von 5,9 GW im Jahr 2023 und 8,1 GW im Jahr 2024).³⁸ Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse bestätigen diese Entwicklung (Abbildung 7): Zwar waren die letzten Runden überzeichnet – d.h., es wurden mehr Gebote eingereicht, als Volumen zur Verfügung stand –, jedoch gingen die Gebotsmengen insgesamt zurück. Dies verdeutlicht, dass Entwickler selektiver vorgehen und nur Projekte einreichen, die auch bei konservativen Preisannahmen tragfähig erscheinen. Gleichzeitig schwanken Zuschlagswerte in den EEG-Auktionen seit 2019 zwischen 5 und 7 ct/kWh mit einem Durchschnittswert von 5,23 ct/kWh.³⁹ Ende 2024 und in den ersten Auktionen 2025 lagen die Zuschlagswerte erstmals seit 2019 sogar wieder unter 5 ct/kWh.⁴⁰

Die Reduktion der Zuschlagswerte und der flache Trend seit 2019 verdeutlichen gegenläufige Trends. Einerseits sind Modul- und Systemkosten gesunken und Ausschreibungen waren überzeichnet; andererseits nahmen mit zunehmender Saturierung des Markts Netzanschlusskosten, Landkosten, Kannibalisierung und Abregelung zu – alles Aspekte, die die Profitabilität von Projekten negativ beeinflussen. Wenn diese kostentreibenden Faktoren weitere Capex-Reduktionen überwiegen, werden künftig die Gebots- und Zuschlagswerte wieder steigen, um die Profitabilität von Projekten abzusichern. Darüber hinaus könnten hybride Geschäftsmodelle, also Kombinationen aus Photovoltaik-Anlagen und Speicherlösungen, weiter an Gewicht gewinnen.

Wind an Land

Im Bereich Wind an Land zeigt sich die Abhängigkeit von staatlicher Förderung besonders deutlich. Seit Einführung des Ausschreibungssystems 2018 wurden etwa 98% der neu errichteten Anlagen über das EEG gefördert – ein klarer Hinweis darauf, dass Projekte unter den aktuellen Marktbedingungen ohne gesicherten Vergütungspfad nur schwer wirtschaftlich darzustellen sind. Die Teilnahme an den

³⁸ EEG 2023 (2025). Im EEG 2023 sind bis 2029 insgesamt 9,9 GW festgeschrieben.

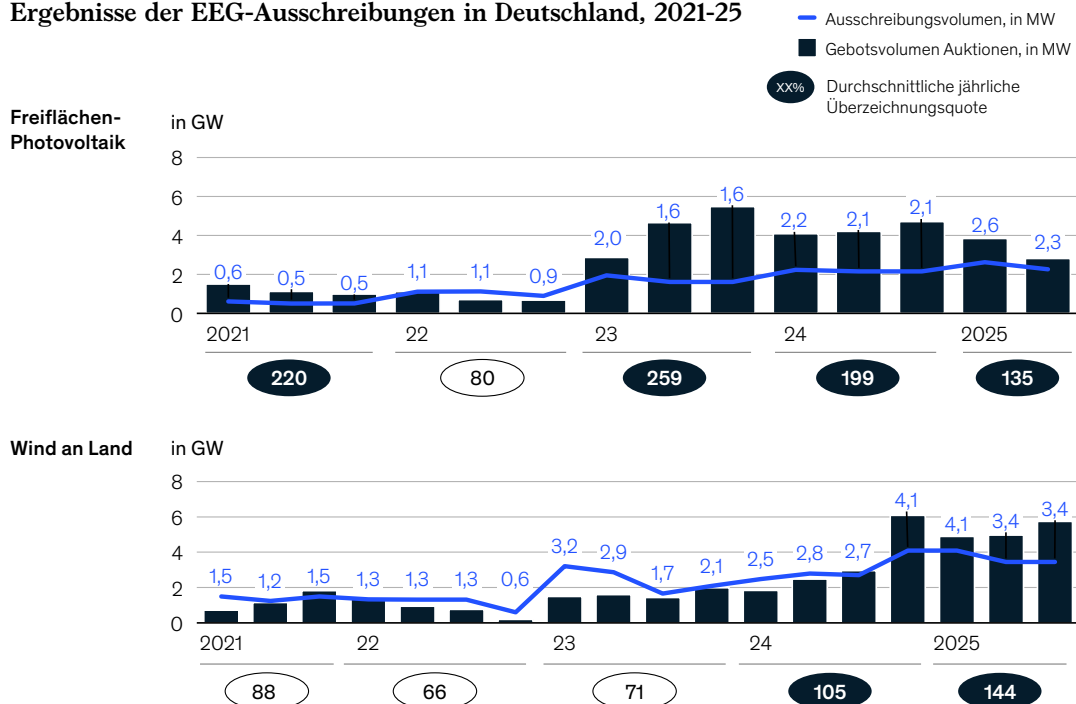
³⁹ Bundesnetzagentur (2025)

⁴⁰ Bundesnetzagentur (2025)

Auktionen war in den Jahren vor 2023 gering, da die damaligen Höchstwerte die tatsächlichen Projektkosten nicht abdeckten. Erst die Anhebung des zulässigen Gebotswerts von 5,88 ct/kWh auf 7,35 ct/kWh führte zu einer spürbaren Belebung: Seit der Anhebung Ende 2022 haben sich die jährlichen Gebotsmengen bis 2025 nahezu verfünffacht.⁴¹ Die Ausschreibungen sind damit deutlich überzeichnet, was zeigt, dass der Großteil der Wind-an-Land-Anlagen auf Subventionen angewiesen ist. Trotz seit 2024 sinkender durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswerte wurden 2025 lediglich 7% der neu installierten Windanlagen ohne Subventionen realisiert und es profitierten lediglich knapp 200 MW von langfristigen PPA-Verträgen.⁴²

Abbildung 7

Ergebnisse der EEG-Ausschreibungen in Deutschland, 2021-25



Quelle: Bundesnetzagentur

Wind auf See

Wind-auf-See-Anlagen galten für einige Zeit als die Technologie, die am ehesten marktbasiert ohne Förderung ausgebaut werden kann. Bereits seit Einführung des Ausschreibungsmodells im Jahr 2017 wurden Nullgebote – d.h. förderfreie Gebote – abgegeben, mit steigender Tendenz.⁴³ Zuletzt hat sich jedoch die wirtschaftliche Situation von Wind-auf-See-Anlagen verschärft. Die jüngsten Auktionen verdeutlichen den wachsenden wirtschaftlichen Druck: In der Ausschreibungsrunde im August 2025 wurde für eine ausgeschriebene Fläche mit 2,5 GW erstmals kein einziges Gebot abgegeben.⁴⁴ Ein ähnliches Bild zeigt sich international, etwa in den Niederlanden beim Projekt Nederwiek I-A mit 1 GW, das im Oktober 2025 ebenfalls ohne Gebote blieb.⁴⁵

⁴¹ Bundesnetzagentur (2025)

⁴² Bundesnetzagentur (2025); Marktstammdatenregister (2026); Pexapark (2026)

⁴³ Bundesnetzagentur (2026)

⁴⁴ Bundesnetzagentur (2025)

⁴⁵ TGS (2025)

Diese Situation signalisiert, dass Marktteilnehmer den Business Case unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht als tragfähig einschätzen. Ausschlaggebend dafür sind vor allem gestiegene Kapitalkosten, anhaltende Lieferkettenrisiken, ein gesunkenes Interesse an PPA-Abschlüssen, eine erhöhte Unsicherheit in Bezug auf den Hochlauf von Wasserstoff sowie deutlich gestiegene Kosten für den Netzanschluss. Seit 2020 haben sich die Finanzierungskosten von Wind-auf-See-Projekten, gemessen am gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC⁴⁶), um rund 3 bis 4 Prozentpunkte erhöht, insbesondere infolge gestiegener Zinsen sowie neuer Fördermodelle mit erhöhten Erlösunsicherheiten. Dadurch sind die Stromgestehungskosten insgesamt um etwa 30% gestiegen.⁴⁷ Gleichzeitig schränken umfangreiche Kriterienkataloge der Auktionen die wirtschaftlichen Spielräume weiter ein, etwa durch höhere Sicherheitsleistungen und strengere Bewertungspunkte im Pre-examined-Verfahren. Das aktuelle subventionsfreie Ausschreibungsmodell ohne Offtake-Unterstützung bindet die Ertragserwartungen für Entwickler direkt an volatile Strompreise, die 2024 an 457 Stunden negativ waren, und erschwert damit Investitionen unter den gängigen Preisannahmen.⁴⁸ Die Auktionsergebnisse deuten also nicht auf mangelndes Interesse hin, sondern auf eine strukturelle Lücke zwischen Kostenrealität, regulatorischen Anforderungen und erwartbaren Markterlösen. Auch hier könnte der Ausbau von Großbatteriespeichern durch eine Reduktion der Stunden mit negativen Strompreisen den Business Case von Wind auf See positiv beeinflussen.

Hybride Geschäftsmodelle und Speicher

Angesichts der beschriebenen Herausforderungen bei der EEG-Förderung rücken hybride Geschäftsmodelle in Kombination mit Batteriespeichern stärker in den Fokus. Besonders im Photovoltaik-Segment ermöglichen sie eine vergleichsweise robuste Wirtschaftlichkeit. Die zusätzliche Flexibilisierung der Erzeugung aus Photovoltaik- und Windanlagen erlaubt es, Margendruck infolge sinkender Capture-Preise abzufedern und Erträge durch zeitliche Verschiebung in Stunden mit höheren Preisen zu stabilisieren. Zudem kann die gemeinsame Nutzung von Netzanschlüssen und Infrastruktur die Investitionskosten deutlich senken und dadurch den Business Case hybrider Projekte auch bei konservativen Annahmen stützen. In den Innovationsausschreibungen des EEG zeigt sich ein anhaltend hohes Interesse in Form von Gebotsvolumina, die in einzelnen Runden das ausgeschriebene Volumen um das Vierfache übersteigen.

Parallel dazu hat sich der Markt für eigenständige Speicherlösungen im vergangenen Jahr dynamisch entwickelt. Prognosen zufolge könnte die in Deutschland installierte Speicherkapazität bereits bis 2035 auf rund 53 GW steigen.⁴⁹ Einer angefragten Leistung von über 720 GW steht zudem bereits ein zugesagtes Netzanschlussvolumen für Großbatteriespeicher von mindestens 78 GW gegenüber.⁵⁰ Dabei handelt es sich um ein großes, wenn auch nur teilweise belastbares Entwicklungspotenzial, da das aktuelle Verfahren für Netzanschlussbegehren nach dem „First come, first served“-Prinzip keine Priorisierung von Projekten nach ökonomischen Kriterien erlaubt und auch Doppelanfragen grundsätzlich zulässt. Dies zeigt klar, dass die Akteure im Markt kurzfristig eine erhebliche Wertschöpfung im Speichermarkt erwarten und sich frühzeitig Positionen sichern. Gleichzeitig steigt die Wahrscheinlichkeit, dass mit zunehmender Marktdurchdringung die Attraktivität nachlässt, da Arbitragemöglichkeiten durch Preisspitzenabflachung und stärkeren Wettbewerb abnehmen. Der Markt für eigenständige Speicherlösungen bleibt zwar derzeit einer der am stärksten wachsenden Bereiche der (deutschen) Energiewirtschaft, könnte jedoch mittelfristig einer Marktkannibalisierung unterliegen, die nur Projekte mit besonders günstigen Standorten, hohen Flexibilitätserlösen oder systemdienlichen Zusatzwerten langfristig tragfähig macht.⁵¹

⁴⁶ Weighted Average Cost of Capital (WACC) bezeichnet die durchschnittlichen Kapitalkosten eines Projekts oder Unternehmens, gewichtet nach dem Anteil von Eigen- und Fremdkapital. Der WACC reflektiert die von Investoren erwartete Mindestverzinsung und umfasst sowohl die Eigenkapitalkosten als auch die Fremdkapitalkosten nach Steuern. Er dient als zentrale Diskontierungsgröße zur Bewertung von Investitionen und hat maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit kapitalintensiver Projekte wie Energieinfrastruktur.

⁴⁷ Ørsted (2025)

⁴⁸ TGS (2025)

⁴⁹ McKinsey Global Energy Perspective (2025)

⁵⁰ BDEW (2025)

⁵¹ pv magazine (2025)

Anpassung der Projektziele und zunehmender Repowering-Bedarf

Die Rentabilität von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien steht zunehmend unter Druck. Haupttreiber sind eine höhere Unsicherheit der Erlösbasis und ein gestiegenes Realisierungsrisiko. Während das EEG weiterhin zentrale Stabilität bietet, verlieren marktbasierende Erlösmodelle wie PPAs an Verlässlichkeit, da sie stärker von Capture-Preisen, Preisvolatilität und der Abnehmerbereitschaft abhängen. Entsprechend sank das Volumen für langfristige PPAs von 3,7 GW im Jahr 2023 um fast 75% auf ungefähr 1 GW im Jahr 2025.⁵² Dies deutet darauf hin, dass in den kommenden Jahren deutlich weniger Neuanlagen (insbesondere Photovoltaik) über PPAs finanziert werden und Förderungen wieder an Bedeutung gewinnen.

Parallel dazu sind Projektverzögerungen und -abbrüche ein deutlicher Indikator für den wachsenden Druck entlang der Wertschöpfungskette – vor allem im Bereich der Windenergie. Während Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Regel innerhalb von weniger als zwei Jahren realisiert werden und damit im europäischen Vergleich weiterhin gut abschneiden,⁵³ verschieben sich bei Windprojekten die Zeitpläne zunehmend – von der Flächensicherung über die Genehmigungsverfahren bis hin zum Netzanschluss.

Besonders ausgeprägt ist diese Entwicklung im Bereich Wind auf See, wo begrenzte Netzkapazitäten und die Umsetzung großvolumiger Netzprojekte den kritischen Pfad bestimmen. Die Abhängigkeit vom Netzanschluss wird etwa am Beispiel des Projekts Borkum Riffgrund 3 deutlich: Trotz weitgehend fertiggestellter Anlagen kann die Einspeisung erst 2026 beginnen, da die zugehörige DolWin5-Netzanbindung verspätet fertiggestellt wird.⁵⁴ Vor diesem Hintergrund fordert die Wind-auf-See-Branche eine Verlängerung der gesetzlichen Realisierungsfrist, innerhalb derer die Betreiber die technische Betriebsbereitschaft ihrer Windenergieanlagen auf See nachweisen müssen, von derzeit sechs auf mindestens zwölf Monate, um die Planungsrealitäten abzubilden und Anbindungskosten zu reduzieren.⁵⁵

Im Bereich Wind an Land haben sich die durchschnittlichen Genehmigungszeiten zuletzt deutlich verkürzt – von über 26 Monaten im Jahr 2023 auf knapp 18 Monate im ersten Halbjahr 2025.⁵⁶ Dies ist auf umgesetzte Erleichterungen zurückzuführen. Die Realisierungsdauer, also die Zeitspanne von der Genehmigung bis zur Inbetriebnahme, verbleibt jedoch mit durchschnittlich rund 27 Monaten auf einem vergleichsweise hohen Niveau.⁵⁷ So kam z.B. der Windpark Reinhardswald infolge mehrerer artenschutzrechtlicher Eilverfahren zeitweise zum Stillstand und wurde erst schrittweise wieder freigegeben.⁵⁸ Solche Verzögerungen verschieben nicht nur die erwarteten Cashflows, sondern erhöhen auch die Finanzierungskosten und verschlechtern die Kreditwürdigkeit der Projekte.

Die wirtschaftlichen Konsequenzen spiegeln sich zunehmend in den Zielanpassungen der Projektentwickler wider. Nationale und internationale Akteure verkleinern ihre Projektpipeline im Bereich der erneuerbaren Energien, da viele Projekte unter den aktuellen Marktbedingungen die ursprünglichen Renditeerwartungen nicht mehr erfüllen. So hat Energiekontor seine EBT-Prognose für 2025 infolge von Projektverzögerungen und veränderten Rahmenbedingungen im Wind-an-Land-Segment halbiert.⁵⁹ ABO Energy verkündete eine benötigte Verschiebung von Wind-an-Land-Projekten aufgrund von gesunkener Zuschlagswahrscheinlichkeit bei Ausschreibungen in Folge des gestiegenen Wettbewerbsdrucks.⁶⁰ TotalEnergies forderte Neuverhandlungen der bezuschlagten Wind-auf-See-Projekte aufgrund veränderter Marktbedingungen.⁶¹ Besonders deutlich fällt die Kurskorrektur bei Ørsted aus: Das Unternehmen hat innerhalb von zwei Jahren mehr als die Hälfte der bis 2030

⁵² Pexapark (2025)

⁵³ SolarPower Europe (2025)

⁵⁴ Clean Energy Wire (2025)

⁵⁵ BWE (2025)

⁵⁶ Fachagentur Wind und Solar (2025)

⁵⁷ Fachagentur Wind und Solar (2025)

⁵⁸ Fachagentur Wind und Solar (2023)

⁵⁹ Solarbranche.de (2025)

⁶⁰ ABO Energy (2025)

⁶¹ Bloomberg (2025)

geplanten Investitionen gestrichen, sein Ausbauziel vollständig aufgegeben und trennt sich im Zuge eines Restrukturierungs- und Desinvestitionsprogramms von weniger rentablen Vermögenswerten.⁶²

Diese Entwicklungen markieren einen strukturellen Bruch mit der Dynamik der vergangenen Jahre. Der bislang erwartete Pfad eines kontinuierlich wachsenden, kosteneffizienten und breit finanzierten Ausbaus erneuerbarer Energien lässt sich unter den aktuellen Bedingungen nicht mehr in gleicher Weise fortschreiben.

Parallel dazu wird in den kommenden zehn Jahren der Anteil der Anlagen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen, deutlich steigen – mit entsprechend wachsendem Repowering-Bedarf. Nach 2030 ist infolge gebündelter Ausbauwellen der vergangenen Jahre mit einem sprunghaften Anstieg der auslaufenden Kapazitäten zu rechnen: Bis 2035 könnten kumuliert bis zu 40 GW an erneuerbarer Kapazität das Lebensende erreichen. Dabei ist bei schätzungsweise 20 bis 30% kein Repowering möglich – etwa aufgrund veränderter Standortanforderungen sowie umwelt- und technikbedingter Restriktionen. Nach aktuellen Einschätzungen dürften lediglich rund 70% der stillgelegten Wind-an-Land-Kapazität durch Repowering ersetzt werden, da strengere Vorgaben in der Raumordnung und im Umweltschutz sowie Netzrestriktionen an einzelnen Standorten eine Wiedererrichtung verhindern.⁶³

In der Folge steigen im Trendpfad – unter Berücksichtigung der Anlagen, die altersbedingt außer Betrieb gehen – die erforderlichen Installationsziele für erneuerbare Energien bis 2035 um etwa 25%; dies entspricht einem zusätzlichen Bedarf von rund 3,8 GW pro Jahr. Das Repowering von Anlagen am gleichen Standort bietet jedoch enorme Potenziale, da typischerweise bei gleicher Fläche eine Verdopplung der Kapazität und eine Verdreifachung des Stromertrags möglich sind.⁶⁴ Aufgrund dieses hohen Potenzials spezialisieren sich viele Wind-an-Land-Entwickler daher zunehmend auf das Repowering.⁶⁵

Strompreise im internationalen Vergleich

Die Strompreise in Deutschland liegen über denen von Nachbarländern und relevanten Wettbewerbern im internationalen Vergleich. Dies ist vor allem auf strukturelle Unterschiede in der Ressourcenausstattung und im Systemdesign zurückzuführen. Auf der Ressourcenseite verfügt Deutschland weder über nennenswerte Erdgasressourcen noch über große nationale Wasserkraftpotenziale. In Bezug auf das Systemdesign wurde der Fokus auf erneuerbare Energien als dominante Erzeugungstechnologie gelegt, mit einigen Herausforderungen. Zum einen liegen die Erzeugungsschwerpunkte für Wind – insbesondere Wind auf See – relativ weit entfernt von den industriellen Lastzentren, was hohe Netzinvestitionen erfordert. Auch das Solarpotenzial ist im Vergleich zu Ländern mit höherer Sonneneinstrahlung begrenzt. Der vergleichsweise hohe Preis für Emissionszertifikate durch den europäischen ETS erhöht die Stromkosten in Deutschland gegenüber Ländern außerhalb der Einflusszone des ETS zusätzlich. Zudem profitieren große Infrastrukturprojekte in Deutschland – im Gegensatz zu Ländern wie China, Indien oder Frankreich – nicht in vergleichbarem Umfang von staatlich abgesicherten, sehr niedrigen Kapitalkosten und Endkunden nicht von regulierten Strompreisen. Darüber hinaus hat der in Deutschland bestehende vergleichsweise hohe Anspruch an Versorgungssicherheit mit extrem niedrigem Ausfallsrisiko seinen Preis. Im Ergebnis sind die Preise für Haushaltskunden im ersten Halbjahr 2025 in Deutschland höher als in allen anderen europäischen Staaten und liegen mit 38 ct/kWh ca. 10 ct/kWh über dem EU-Durchschnitt.⁶⁶ Für Gewerbe- und Industriekunden ergibt sich ein leicht abweichendes Bild. Bei Jahresverbräuchen von 20 bis 150 GWh liegt Deutschland knapp 2ct/kWh über dem EU-Durchschnitt (15,8 ct/kWh für Jahresverbräuche von 20 bis 70 GWh, 14,5 ct/kWh für Jahresverbräuche von 70 bis 150 GWh),

⁶² Ørsted (2025)

⁶³ Umweltbundesamt (2023)

⁶⁴ BWE (o.D.)

⁶⁵ The Voice of Renewables (2025)

⁶⁶ BDEW (2026). Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh, inklusive Steuern, Abgaben und Umlagen

aber es ergibt sich ein signifikanter Abstand von Spitzenstandorten wie Schweden, Norwegen und Finnland mit Kosten von 4 bis 7 ct/kWh.⁶⁷

Die Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren zahlreiche Maßnahmen ergriffen, um das Niveau von Strompreisen zu senken. Einige Maßnahmen wirken direkt auf die Strompreise: So wurde die Stromsteuer für 600.000 produzierende Unternehmen sowie für die Land- und Forstwirtschaft auf das europäische Mindestmaß reduziert.⁶⁸ Zudem wurden die Übertragungsnetzentgelte über den Bundeshaushalt bezuschusst – für 2026 beträgt der Zuschuss 6,5 Mrd. EUR.⁶⁹ Die Strompreiskompensation wurde ausgeweitet, und die Einführung eines Industriestrompreises ist vorgesehen.⁷⁰ Aufgrund der verschiedenen Maßnahmen sind Steuern und Abgaben für Gewerbe und Industrie bereits um 73% gegenüber dem Höchststand im Jahr 2020 von 9,3 ct/kWh auf 2,48 ct/kWh gefallen.⁷¹ Haupttreiber sind der Entfall der EEG-Umlage sowie die Reduktion der Stromsteuer. Für einen neu abgeschlossenen Vertrag liegt der durchschnittliche Strompreis mit 16 ct/kWh damit für 2026 unter dem Niveau von 2017.⁷²

Andere Maßnahmen wirken indirekt, indem sie die Gesamtkosten des Stromsystems reduzieren. Beispielsweise sind ab 2029 dynamisierte Netzentgelte für deutsche Industrieversorger vorgesehen.⁷³ Darüber hinaus wurden klare gesetzliche Zielvorgaben für den Smart-Meter-Rollout definiert, die bisher zumindest im Branchendurchschnitt von den Messstellenbetreibern erfüllt werden – obwohl Deutschland weiterhin europäisches Schlusslicht beim Ausbau bleibt.⁷⁴ Des Weiteren gibt es Pläne, im Zuge der Kraftwerksstrategie einen Südbonus einzuführen und die Höhe der Baukostenzuschüsse von der Netzdienlichkeit abhängig zu machen.⁷⁵

Während der Wettbewerbsnachteil für industrielle Höchstverbraucher, etwa Standorte großer Stahlproduzenten oder Chemieparks, durch diese Ausnahmen und Vergünstigungen noch vergleichsweise abgeschwächt werden konnte, bleiben die Preisunterschiede für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sowie für Haushalte besonders hoch – teilweise zwei- bis dreimal höher als in vielen anderen Industrieländern. Trotz der genannten Maßnahmen zur direkten und indirekten Reduktion des Strompreises wird derzeit der Großteil der staatlichen Förderung im deutschen Stromsektor weiterhin für den Ausbau erneuerbarer Energien eingesetzt.⁷⁶ Insbesondere unter Berücksichtigung der dadurch steigenden Stromnetzausbaubedarfe und der limitierten staatlichen Haushaltsmittel stellt sich aus Kundensicht die Frage, ob die bisherige Fördersystematik weiterhin ökonomisch zielführend ist.

⁶⁷ BDEW (2026). Ohne Berücksichtigung erstattungsfähiger Steuern

⁶⁸ Bundesregierung (2025)

⁶⁹ Bundesregierung (2025)

⁷⁰ BDI (2025)

⁷¹ BDEW (2026). Jahresverbrauch von 0,16 bis 20 GWh, Versorgung durch Mittelspannung

⁷² BDEW (2026). Jahresverbrauch von 0,16 bis 20 GWh, Versorgung durch Mittelspannung

⁷³ Bundesnetzagentur (2026)

⁷⁴ pv Magazine (2025); TableMedia (2025)

⁷⁵ Bundesnetzagentur (2024); ZFK (2026)

⁷⁶ BMF (2025)



3 Mögliche Szenarien für die zukünftige Entwicklung

Unsere Analyse zeigt, dass die betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien unter den aktuellen Strompreiserwartungen ohne staatliche Förderung zunehmend unter Druck geraten. Die Unsicherheit hinsichtlich der langfristigen Nachfrageentwicklung sowie der zukünftigen Regulierung des Strommarkts – etwa im Hinblick auf die Einführung von Preiszonen – führt zu erhöhten Risikoaufschlägen und belastet die Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte zusätzlich. Sollte sich diese Entwicklung fortsetzen, ist ein kontinuierlicher Ausbau der erneuerbaren Energien gefährdet.

Auch der Zubau weiterer disponibler Kapazitäten ist derzeit unsicher. Seit 2020 wurden in Deutschland rund 26 GW an disponibler Kraftwerkskapazität endgültig stillgelegt. Im gleichen Zeitraum sind lediglich knapp 8 GW neu hinzugekommen.⁷⁷ Ein Großteil der neu zugebauten disponiblen Kapazität wurde jedoch nicht primär marktgetrieben aufgrund attraktiver Strommarktbedingungen errichtet, sondern ist überwiegend für die lokale Wärmeversorgung erforderlich; die Stromerzeugung erfolgt dabei als Nebenprodukt. Außerdem profitiert sie von Förderungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), deren Verlängerung die aktuelle Bundesregierung anstrebt.⁷⁸ Die daraus resultierenden Herausforderungen für die Versorgungssicherheit konnten bislang nur temporär abgefedert werden: zum einen durch den Rückgang der industriellen Aktivität und die damit verbundene Reduktion der Maximallast um rund 7 GW⁷⁹, zum anderen durch den verstärkten Ausbau von Energiespeichern, vor allem durch einen Zuwachs von ca. 2 GW an Großbatterien.⁸⁰ Dennoch reichen die derzeitigen privaten Investitionen ohne zusätzliche finanzielle Anreize nicht aus, um die Versorgungssicherheit mittelfristig zu gewährleisten. Das liegt daran, dass allgemein – z.B. im letzten Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit Strom⁸¹ – ein deutlicher Anstieg der Maximallast erwartet wird.⁸²

Vor diesem Hintergrund hat bereits die vorherige Bundesregierung eine Kraftwerksstrategie zum Aufbau neuer disponibler Kapazitäten unter Einsatz staatlicher Fördermechanismen initiiert. Diese Strategie wird von der aktuellen Bundesregierung fortgeführt. Zuletzt wurde im Januar 2026 eine Grundsatzvereinbarung mit der EU-Kommission für die Umsetzung erzielt.⁸³ Die Vereinbarung sieht vor, dass im Jahr 2026 12 GW neue, disponible und wasserstofffähige Kraftwerke ausgeschrieben werden, die spätestens 2031 den Betrieb aufnehmen können sollen. Zudem sollen 2027 und 2029 technologieoffene Kapazitätsmarktauktionen – an denen auch bestehende Anlagen teilnehmen

⁷⁷ Bundesnetzagentur (2025). 11 GW insgesamt und 8 GW mit einer Bruttoleistung von mehr als 10 MW

⁷⁸ VKU (2025)

⁷⁹ Die Maximallast hat sich von 2021 bis 2023 um etwa 7 GW verringert. Seit 2023 hat sich die industrielle Produktion auf vergleichsweise niedrigem Niveau stabilisiert; gleichzeitig ist die Elektrifizierung weiter vorangeschritten (insbesondere durch Ladestationen für elektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen). Dadurch hat sich der Rückgang der Maximallast im Vergleich zu 2020/21 auf etwa 5 GW reduziert.

⁸⁰ Destatis (2025); Marktstammdatenregister (2026)

⁸¹ Bundesnetzagentur (2025)

⁸² Bundesnetzagentur (2025)

⁸³ BMWi (2026)

können, die teilweise ansonsten aus wirtschaftlichen Gründen nicht weiterbetrieben werden könnten – sicherstellen, dass ab 2031 ausreichend steuerbare Kapazitäten im Stromsystem vorhanden sind.

Vor dem Hintergrund der für den Ausbau der erneuerbaren und der disponiblen Kapazitäten notwendigen Förderungen stellt sich die Frage, ob diese Förderungen denn tatsächlich dazu führen, dass die Systemkosten des deutschen Stromsystems sich mittelfristig reduzieren lassen. In diesem Kapitel vergleichen wir entsprechend drei Szenarien für die mögliche Entwicklung des deutschen Stromsystems, die potenzielle Entwicklungspfade abbilden und deren jeweilige Auswirkungen analysieren:

- **Szenario „Keine Förderung von Neubauten“.** Dieses Szenario besteht aus zwei separaten Teilbetrachtungen. Der erste Teil analysiert die Entwicklung des Systems bis 2035 ohne jegliche Subventionen – weder für erneuerbare Energien noch für disponible Kraftwerke. Der Kohleausstieg würde wie geplant erfolgen. Da in diesem Szenario unter anderem aufgrund wirtschaftlich bedingter Abschaltungen von disponiblen Kraftwerken keine Versorgungssicherheit gewährleistet werden könnte, wird im zweiten Teil eine subventionierte Verlängerung der Kohleverstromung als kleinstmöglicher staatlicher Eingriff betrachtet. Dieses Kohleverlängerungsszenario dient als Referenz für alle weiteren Analysen. Die Autoren dieser Studie sprechen sich ausdrücklich nicht für eine Verlängerung der Kohlekraftwerkslaufzeiten über die gesetzlichen Vorgaben hinaus aus.
- **Szenario „Versorgungssicherheit“.** Hier wird ein System modelliert, das die aktuellen Trends hinsichtlich disponibler Kapazitäten und Versorgungssicherheit fortschreibt. Konkret wird angenommen, dass die notwendige Anreizförderung für Gaskraftwerke in dem erforderlichen Umfang stattfindet, sodass der Kohleausstieg vollständig umgesetzt und die wohl zunehmende Maximallast gemäß geltenden Vorgaben⁸⁴ abgesichert werden kann. Gleichzeitig wird unterstellt, dass erneuerbare Energien nicht weiter gefördert werden, um einen rein marktgetriebenen Ausbau zu simulieren. Dieses Szenario untersucht dementsprechend, welche Systemkosten sich ergäben, wenn nur ein Teil des Fördervolumens investiert würde.
- **Szenario „Systemkostenoptimierung“.** Im Mittelpunkt steht die Optimierung der Gesamtsystemkosten – insbesondere für Erzeugungskapazitäten und Netzausbau. Fehlende Erlöse für Erzeugungskapazitäten, erneuerbare Energien und disponible Kapazitäten werden durch Fördermechanismen im Strommarkt ausgeglichen. Dieses Szenario untersucht daher, welche Systemkosten im Falle einer Anreizregulierung über alle Erzeugungstechnologien hinweg entstehen würden. Als Zusatzanalyse betrachtet dieses Szenario außerdem, welche Rolle Batterien für die Marktentwicklung einnehmen. Die gesetzliche Anforderung an die Versorgungssicherheit gilt auch hier.

Abbildung 8 fasst die Unterschiede zwischen den Szenarien zusammen. Die Modellierungen basieren auf dem McKinsey-Strommarktmodell, das neben der Bestimmung des Förderbedarfs für Erzeugungskapazitäten auch die Ermittlung der gesamten Systemkosten – einschließlich der Kosten für den Netzausbau, Börsenstrompreise und weiterer Kostenbestandteile – ermöglicht. Grundlage für die Nachfrage- und Kostenannahmen bildet das Trendpfad-Szenario von McKinsey, das bereits im Strommarkt-Report 2025 eingeführt und im Rahmen der McKinsey Global Energy Perspective gemäß letzten Marktperspektiven angepasst wurde. Dieses Szenario setzt die aktuellen sektorspezifischen Entwicklungen fort und korrespondiert mit dem zentralen Szenario der McKinsey Global Energy Perspective (September 2025). Im Vergleich zum Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende liegt die Prognose für den Bruttostromverbrauch mit etwa 650 TWh für 2035 am unteren Ende der dort ausgewiesenen Bandbreite.⁸⁵

⁸⁴ Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) mandatiert die Bundesregierung, ein geeignetes Maß für Versorgungssicherheit zu definieren. In den entsprechenden Reports wurde eine Lastunterdeckung in weniger als 0,06% der Stunden als ökonomisch sinnvoll definiert. [Deutscher Bundestag \(2021\)](#)

⁸⁵ Die Prognose für die Bruttostromnachfrage von 650 TWh im Jahr 2035 entspricht dem „Continued Momentum“-Szenario der „McKinsey Global Energy Perspective“-Modellierung. Der [Monitoringbericht des BMWi \(2025\)](#) fasst mehrere Studien mit einer Bandbreite von 650 bis 1.200 TWh Bruttostromverbrauch im Jahr 2035 zusammen. Der [erste Entwurf des aktuellen Netzentwicklungsplans \(2025\)](#) liefert Szenarien für den Bruttostromverbrauch für das Jahr 2037 von etwa 850 bis 1.100 TWh.

Abbildung 8

Unterschiedliche Szenarien entlang der installierten Kapazitäten – Nachfrage und CO₂-Preis konstant

Schätzwerte

		2035			
		2025	Keine Förderung von Neubauten	Versorgungs-sicherheit	Systemkosten-optimierung
Bruttostromnachfrage, in TWh		495	650		
Steuerbare und weitere Erzeugungs-kapazitäten¹, in GW	Kohle	25	25	6	6
	Gas (Erd/Bio)	37	37	59	58
	Batteriespeicher	15	50	50	50
	Pumpspeicher	10	10	10	10
	Wasserkraft	6	7	7	7
	Andere²	10	10	10	10
Wetterabhängige Erzeugungs-kapazitäten¹, in GW	Photovoltaik	107	164	156	176
	Wind an Land	65	80	80	123
	Wind auf See	9	24	24	25
CO₂-Preis, in EUR (real-24)/t CO₂		75	100		

1. Kapazitäten mit Markt; ohne Berücksichtigung von Reservekapazitäten. Kapazitätsangaben in GWdc für Photovoltaik

2. Biomasse, Geothermie und Mineralöl

Quelle: Bundesnetzagentur (2025); McKinsey-Strommarktmodell 2025 für Prognosen

INFOBOX⁸⁶

Fehlende wetterunabhängige Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland

Die Entwicklung der wetterunabhängigen Stromerzeugungsleistung könnte Deutschland vor eine wachsende Herausforderung stellen. Um das Ausmaß eines möglichen Defizits zu bestimmen, werden die installierten Kapazitäten mithilfe von Derating-Faktoren auf die tatsächlich verfügbare gesicherte Leistung reduziert und der maximalen Netzlast gegenübergestellt. Darauf aufbauend vergleichen Adäquanzanalysen in probabilistischen und dynamischen Ansätzen den zeitlichen Verlauf der Netzlast mit der verfügbaren gesicherten Leistung – unter Berücksichtigung von Reserveanforderungen für ungeplante Kraftwerksausfälle.⁸⁷

Aktuell verfügt Deutschland über rund 73 GW an wetterunabhängiger, disponibler Stromerzeugungskapazität. Hinzu kommt eine Kapazitätsreserve von 1,4 GW aus Gaskraftwerken.⁸⁸ Bei einer derzeitigen maximalen Netzlast von 75,4 GW ergibt sich eine nationale Unterdeckung von etwa 1 GW, die im europäischen Verbundnetz gegenwärtig kein akutes Versorgungsrisiko darstellt. 2021 lag die maximale Netzlast noch bei ca. 81 GW, also etwa 8% über dem letztjährigen Wert. Der Rückgang ist insbesondere auf den konjunkturellen Einbruch mit einem ca. 20%igen Rückgang der Produktion in der stromintensiven Industrie seit 2021 und die damit einhergehende Deindustrialisierung zurückzuführen.⁸⁹

Ohne weitere Maßnahmen ist davon auszugehen, dass sich diese Situation künftig verschärfen könnte. Bis 2028 ist – unter Berücksichtigung geplanter Stilllegungen und erwarteter Zubauten – mit einem weiteren Rückgang der disponiblen Kapazität um rund 1,4 GW zu rechnen. Von den derzeit

⁸⁶ Bundesnetzagentur (2025); Bundesnetzagentur (2025); Bundesnetzagentur (2025); SMARD (2025)

⁸⁷ Ein alternativer zentraler Kennwert ist „Loss of Load Expectation“ (LOLE). Dieser gibt an, in wie vielen Stunden pro Jahr statistisch eine Unterdeckung der Netzlast zu erwarten ist und lastseitige Maßnahmen erforderlich wären. In der vorliegenden Betrachtung wurde auf die vollständige methodische Komplexität verzichtet.

⁸⁸ Netzreserve, netztechnische Betriebsmittel sowie vorläufig stillgelegte Kraftwerke werden in der Berechnung nicht berücksichtigt, da Netzreserve und netztechnische Betriebsmittel vorrangig der Sicherstellung der Netzstabilität und nicht der Deckung der Last dienen. Vorläufig stillgelegte Kraftwerke stehen zudem kurzfristig nicht zur Verfügung.

⁸⁹ Destatis (2025)

installierten 73 GW entfallen zudem etwa 23 GW auf Braun- und Steinkohlekraftwerke, die im Zuge des Kohleausstiegs bis spätestens 2038 sukzessive vom Netz gehen.⁹⁰ Gleichzeitig erreichen viele bestehende Biomasseanlagen in den kommenden Jahren das Ende ihres EEG-Förderzeitraums, während das EEG bis 2028 ein stetig sinkendes Fördervolumen für Biomasse vorsieht. Diese Entwicklung dürfte zu einem schrittweisen Rückgang der Biomasse-Kapazität führen.⁹¹ Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Netzlast infolge der fortschreitenden Elektrifizierung im Rahmen der Energiewende – selbst bei hoher Nachfrageflexibilisierung – bis 2035 voraussichtlich auf über 90 GW steigen wird. Das derzeitige Marktumfeld bietet jedoch kaum Anreize für den Neubau zusätzlicher disponibler Kapazitäten. In der Folge würde sich die nationale Versorgungslücke ohne ein Eingreifen von aktuell rund 1 GW auf 22,4 bis 35,5 GW bis 2035 vergrößern.⁹²

Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung mit der Kraftwerksstrategie und dem geplanten Kapazitätsmarkt ab 2027 Maßnahmen ergriffen, um die Stromversorgungssicherheit in Deutschland langfristig zu gewährleisten. Neben disponibler, wetterunabhängiger Stromerzeugung können auch Energiespeicher zur Verringerung der Versorgungslücke beitragen – insbesondere, wenn sie für längere Ausspeisedauern ausgelegt sind. Mit zunehmender Speicherdauer steigt ihr Beitrag zur gesicherten Leistung in Adäquanzenanalysen. Dies spiegelt sich in entsprechend geringeren Derating-Effekten wider. Im Folgenden wird vereinfachend und mit Hinblick auf die Möglichkeit mehrtägiger Dunkelflauten nur die verfügbare disponible Kapazität im Vergleich zur Maximallast betrachtet.

Szenario „Keine Förderung von Neubauten“

Teilbetrachtung 1: Subventionsfrei

Dieses Szenario nimmt an, dass der Kohleausstieg wie gesetzlich festgelegt bis 2030 bzw. spätestens 2038 erfolgt. Es wird jedoch unterstellt, dass keine weiteren Fördermittel bereitgestellt werden – weder für den Zubau erneuerbarer Energien (wie im aktuellen EEG vorgesehen) noch für neue, disponible Kraftwerkskapazitäten (wie mittelfristig im Rahmen der Kraftwerksstrategie oder eines Kapazitätsmarkts erwartet). Der Zubau entsprechender Kapazitäten erfolgt somit ausschließlich dann, wenn sich ein tragfähiges Geschäftsmodell allein über die am Strommarkt erzielbaren Erlöse darstellen lässt. Dieses Szenario zeigt somit auf, wie sich der deutsche Strommarkt bis 2035 ohne zusätzliche politische Eingriffe entwickeln würde.

Die Modellergebnisse verdeutlichen, dass unter diesen Bedingungen die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden könnte. Insbesondere in Lastspitzenzeiten könnten die verbleibenden disponiblen Kapazitäten sowie Stromimporte aus Nachbarländern – zumindest aus Modellsicht – nicht ausreichen, um die Nachfrage vollständig zu decken. Dies könnte zu Abregelungen oder zur Nichtversorgung einzelner Verbraucher führen.

Teilbetrachtung 2: Subventionen zur Verlängerung disponibler Kapazitäten

Würde hingegen die Laufzeit der Kohlekraftwerke verlängert werden – eine klare Abweichung vom gesetzlichen Ausstiegspfad –, könnte laut Modellierung die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden. Dies ist allerdings nur möglich, wenn sowohl die Kohleminen als auch die Kohlekraftwerke subventioniert werden, da ansonsten beide nicht wirtschaftlich weiterbetrieben werden könnten. In diesem hypothetischen Basisszenario bliebe die installierte Kohlekraftwerkskapazität bis 2035 bei etwa 25 GW, in etwa auf dem gleichen Niveau wie heute. Die Stromerzeugung aus Kohle würde allerdings deutlich sinken: von ca. 95 TWh im Jahr 2025 auf ca. 15 TWh im Jahr 2035. Diese reduzierten

⁹⁰ Rund 1,8 GW kohlebasierte Stromerzeugungskapazität werden bereits bis 2028 stillgelegt und sind in der kurzfristigen Differenz von 1,4 GW enthalten.

⁹¹ [EEG 2023](#) (2025). Zwar soll es darüber hinaus Biomethan-Ausschreibungen geben, diese stocken jedoch, da die EU dieses Fördermodell noch nicht genehmigt hat, bis Deutschland eine Gewinnabschöpfung (z.B. mittels „Contracts for Difference“ – CfDs) ins nationale Recht umgesetzt hat ([Energiezukunft](#), 2025).

⁹² [Bundesnetzagentur](#) (2025)

Laufzeiten sind vor allem zu erklären durch einen Anstieg der CO₂-Preise auf rund 100 EUR/t CO₂ im Jahr 2035 und die geringeren Effizienzwerte der Kraftwerke.

Die benötigten jährlichen Subventionen für die Kohleverlängerung entsprächen Fixkosten von etwa 2 Mrd. EUR im Jahr 2035 für den Weiterbetrieb der Kraftwerke sowie der zugehörigen Minen. Für das Gesamtsystem ergeben sich Kosten von ca. 90 Mrd. EUR. Etwas mehr als die Hälfte entfällt auf die direkten Stromkosten der Verbraucher, etwas weniger als die Hälfte auf die Netzkosten. Die Subventionen für den gesamten existierenden Kraftwerkspark an erneuerbaren Energien, die im Rahmen von EEG-Auktionen bis einschließlich 2026 eine 20-jährige Förderzusage erhalten, verursachen im Jahr 2035 ebenfalls ca. 2 Mrd. EUR Kosten pro Jahr. Das Szenario sieht für Kapazitäten, die nach 2026 zugebaut werden, keine Förderung vor. Der gewichtete durchschnittliche Börsenstrompreis läge im Jahr 2035 bei etwa 80 EUR/MWh und damit etwa 60% über dem Vorkrisen-niveau von ungefähr 50 EUR/MWh.

Für dieses Szenario ergibt sich eine Nettoimportabhängigkeit Deutschlands von etwa 105 bis 115 TWh Strom für das Jahr 2035. Die Nettoimportmenge würde somit um mehr als Faktor fünf steigen im Vergleich zu aktuell 22 TWh.⁹³ Dies würde Deutschland den Strompreisschwankungen aus anderen Ländern aussetzen und neue Abhängigkeiten schaffen. Zudem gibt es schon heute Diskussionen in Nachbarländern, inwieweit die Energiewende negative Auswirkungen auf die Strommärkte unserer Nachbarn hat – diese könnten sich verschärfen.

Szenario „Versorgungssicherheit“

Für den Weiterbetrieb der verbleibenden Kohlekraftwerke besteht derzeit keine regulatorische Grundlage. Darüber hinaus ist der Weiterbetrieb einzelner Anlagen technisch teilweise nicht möglich oder würde erhebliche Investitionen in die Erneuerung der Anlagen erfordern. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch im Rahmen des geplanten Kohleausstiegs zu gewährleisten, ist nach unseren Berechnungen bis 2035 ein Zubau von rund 30 GW disponibler Kapazitäten erforderlich (unter Berücksichtigung von erforderlichen Stilllegungen).

Die aktuelle Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag den Zubau von 20 GW disponibler Kapazität – insbesondere durch Gaskraftwerke – bis 2030 vorgesehen.⁹⁴ Bisher hat die EU im Januar 2026 den Zubau von 12 GW neuer, disponibler Kapazität im Rahmen einer Kapazitätsförderung grundsätzlich genehmigt.⁹⁵

Aufgrund der voraussichtlich hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit (mindestens zehn Stunden Stromerzeugung unter Volllast) werden die Ausschreibungskriterien primär von Gaskraftwerken erfüllt. Entsprechend gehen wir im Folgenden davon aus, dass die zusätzlich benötigte Kapazität zur Absicherung der Versorgungssicherheit bei Nachfragespitzen und geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien ausschließlich durch Gaskraftwerke bereitgestellt wird. Dieses Szenario spiegelt somit die aktuellen Entwicklungen der Kraftwerksstrategie wider.

Förderungsseitig würden die jährlich notwendigen Förderungen für einen Kapazitätsmarkt mit rund 2 Mrd. EUR ungefähr ähnlich ausfallen wie für die jährlich notwendige Unterstützung (d.h. Ausgleich von Verlusten) für den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken. Auch im Hinblick auf die Gesamtsystemkosten würde sich kein signifikanter Unterschied zum Basisszenario zeigen: Laut Modellierung belaufen sich die jährlichen Kosten auf rund 88 Mrd. EUR gegenüber 90 Mrd. EUR im Basisszenario. Ausgaben für Elektrizität über den Börsenstrompreis würden aufgrund der höheren Effizienz neuer Gaskraftwerke etwas geringer ausfallen, während Netzentgelte und Subventionen für erneuerbare Energien auf gleichem Niveau verbleiben.

⁹³ Fraunhofer ISE (2026)

⁹⁴ Koalitionsvertrag 2025 (2025)

⁹⁵ BMWF (2026)

Analog zum Basisszenario erfolgt der Zubau erneuerbarer Energien weiterhin nur dann, wenn aus Sicht der Betreiber eine wirtschaftliche Rentabilität gegeben ist. Im Vergleich zum Szenario „Keine Förderung von Neubauten“ würde der Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2035 etwas zurückgehen – im Bereich Photovoltaik etwa um rund 10 GW durch niedrigere Capture-Preise moderner Gaskraftwerke.

Auch in diesem Szenario bleibt die Rolle fossiler Energieträger im Strommix erhalten. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken würde um ca. 300% im Vergleich zum Basisszenario ansteigen und damit auch in deutlich mehr Stunden den Preis setzen. Eine stärkere Bedeutung der Gaspreise für die Strompreisbildung birgt im Falle unerwarteter Verwerfungen auf den globalen Energiemärkten ein zusätzliches Risiko. Die Emissionen des Strommarkts würden im Jahr 2035 aufgrund der geringeren Importabhängigkeit um etwa 10 Mt (45%) über dem Niveau des Basisszenarios liegen.

Aufgrund des geringeren Ausbaus erneuerbarer Energien würde Deutschland weiterhin in erheblichem Maße auf Stromimporte angewiesen bleiben – mit einem Nettoimport von ca. 60 bis 70 TWh allerdings um ca. 35 bis 50% weniger als im Basisszenario. Diese Importabhängigkeit hätte auch Auswirkungen auf die Strompreise in den Nachbarländern: Die Börsenstrompreise könnten je nach Land um mehr als 10% im Vergleich zum Szenario „Systemkostenoptimierung“ (nachfolgend beschrieben) steigen, sofern keine Anpassung des Systemdesigns erfolgt.

Szenario „Systemkostenoptimierung“

Im systemkostenoptimierten Szenario wächst die installierte Leistung erneuerbarer Energien bis 2035 auf ca. 176 GW Photovoltaik, ca. 123 GW Windenergie an Land sowie ca. 25 GW Windenergie auf See. Für diesen Ausbau wären 2035 jährliche Zahlungen von rund 4 bis 6 Mrd. EUR an Anlagenbetreiber erforderlich, um die unterstellten Renditeerwartungen zu erreichen. Nahezu die Hälfte dieser Zahlungen würde auf Anlagen entfallen, die bislang noch keine Förderzusage erhalten haben.

Die Systemkosten im Jahr 2035 – exklusive Steuern, Abgaben sowie Kosten und Margen von Handel und Vertrieb – belaufen sich auf etwa 87 Mrd. EUR. Umgelegt auf die Stromnachfrage entspricht dies einem Betrag von ca. 150 EUR/MWh. Die durchschnittlichen Strompreise für Haushalte würden voraussichtlich über diesem Wert liegen – bei Beibehaltung der aktuellen Regulatorik, wonach Verbraucher auf höheren Spannungsebenen (z.B. Industriebetriebe) von Entlastungen profitieren, die die Haushalte mitfinanzieren.

Dem Szenario liegt eine installierte Batteriespeicherleistung von insgesamt ca. 50 GW bis 2035 zugrunde. Dabei handelt es sich um ca. 20 GW Großbatteriespeicher. Sollte der Ausbau ohne staatliche Förderungen deutlich schneller voranschreiten, könnten die Systemkosten weiter sinken. Ein zusätzlicher Ausbau um 20 GW Großbatteriespeicher oder vergleichbare Flexibilitätsoptionen würde die jährlichen Systemkosten im Jahr 2035 um 500 bis 700 Mio. EUR reduzieren; das entspricht weniger als rund 1% der Gesamtkosten. Diese Einsparungen resultieren vor allem aus positiven Effekten auf die Börsenstrompreise sowie höheren Vermarktungserlösen für Photovoltaik, wodurch der Förderbedarf sinkt. Geringere Erlöse für Windparks wirken dem zwar entgegen, überwiegen jedoch nicht die kostensenkenden Effekte.

Weitere Einsparungen ergeben sich bei längeren Speicherdauern (z.B. sechs bis zehn Stunden statt der angenommenen vier Stunden) und wenn Flexibilitätsoptionen bereits in der Netzplanung berücksichtigt werden und so den Netzausbaubedarf reduzieren.

Ergebnisse der Modellierung im Vergleich

Ein Vergleich der Szenarien zeigt, dass die Systemkosten lediglich moderat variieren und sich nur um wenige Prozentpunkte unterscheiden (Abbildung 9).⁹⁶ Dies bedeutet zugleich, dass weder der Verzicht auf Anreizförderungen noch deren Begrenzung zu einer spürbaren Senkung der Strompreise führt. Um die Strompreise in Deutschland weiter zu senken, sind daher andere Maßnahmen erforderlich.

In allen drei Szenarien liegt der Börsenstrompreis mindestens 20% (im Szenario „Systemkosten-optimierung“) bis hin zu mehr als 50% über dem historischen Durchschnitt (2000 bis 2020). Hier schlagen sich neben dem Ausstieg aus der Kernenergie als saubere Erzeugungstechnologie höhere Gaspreise und der Anstieg der Preise für die Emissionszertifikate nieder. Dies bedeutet eine erhebliche Herausforderung für die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland. Die Verteilung der Kostenbelastung auf verschiedene Verbrauchergruppen unterscheidet sich jedoch je nach Szenario: Im kostenoptimierten Szenario fällt der Börsenstrompreis um 15 bis 20% niedriger aus als im Basisszenario und liegt etwa 20% über den historischen Börsenstrompreisen, während die Belastung über Umlagen – deren Mechanismus noch zu definieren ist – entsprechend steigt. Im Basisszenario und im Szenario „Versorgungssicherheit“ ist der Börsenstrompreis entsprechend höher, während die Umlagen sinken.

Abbildung 9

Systemkostenvergleich 2035

Schätzwerte für Kosten gesamt und nach Systemkomponenten, in Mrd. EUR

		Keine Förderung von Neubauten	Versorgungs- sicherheit	Systemkosten- optimierung	
Gesamtsystemkosten		~90	88	87	Kosten entwickeln sich über Szenarien hinweg in vergleichbarem Umfang
Börsenstrompreis		46,2	44,0	38,2	Verstärkter Ausbau erneuerbarer Energien führt zu günstigeren Strompreisen
Missing Money	Erneuerbare Kapazitäten	1,9	1,9	4,8	Einsparungen werden durch Förderungen weitgehend aufgehoben
	Disponible Kapazitäten	2,0	1,9	1,9	Förderung verändert sich kaum
Netzentgelte¹		40,2	39,8	42,1	Höherer Ausbau erneuerbarer Energien (+50 GW) lässt Netzkosten leicht steigen – bei optimalem Netzausbau

1. Redispatch-Kosten werden 2035 als nicht mehr relevanter Kostenbestandteil betrachtet

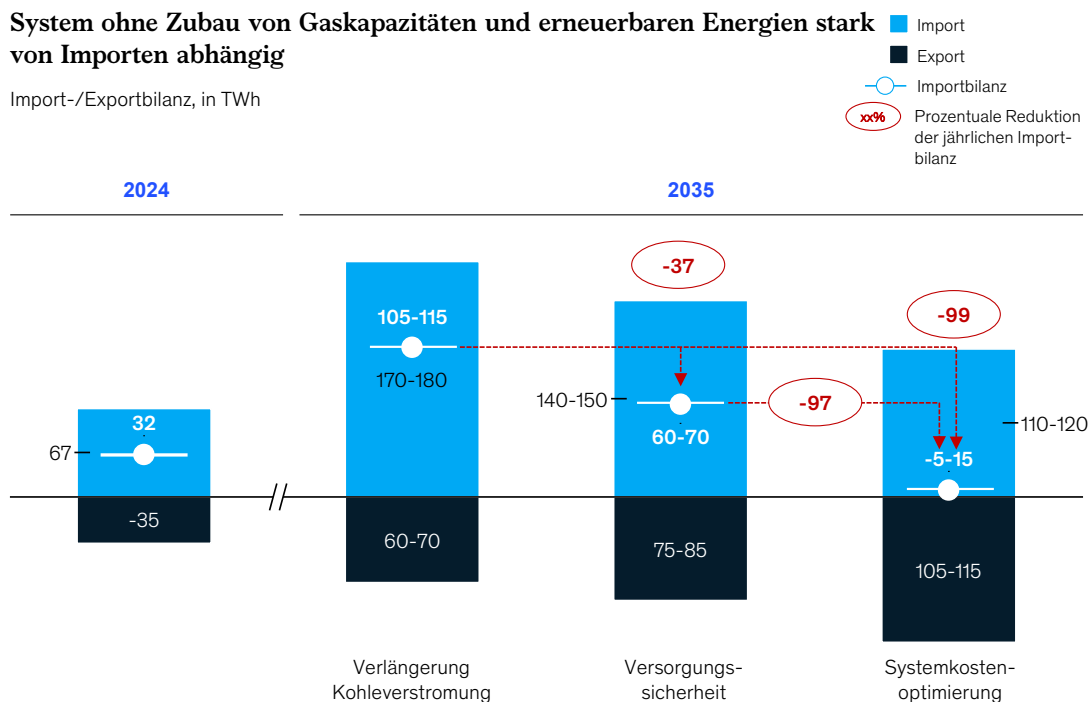
Quelle: McKinsey-Strommarktmodell

In den Szenarien „Versorgungssicherheit“ und „Systemkostenoptimierung“ werden Gaskraftwerkskapazitäten in vergleichbarem Umfang zugebaut, da Gaskraftwerke gut geeignet sind, die hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu erfüllen. Über alle Szenarien hinweg erfolgt der Ausbau von Batterien in ähnlichem Umfang. Während Batterien im Basisszenario vor allem aufgrund attraktiver Strommarkterlöse durch volatile Preise und damit einhergehende Preisspitzen gebaut werden, erzielen sie im Szenario „Versorgungssicherheit“ und „Systemkostenoptimierung“ zwar geringere Einnahmen am Strommarkt, aber erhalten zusätzliche Zahlungen aus dem Kapazitätsmarkt für Batteriespeicher zum Ausgleich.

⁹⁶ Potenzielle Einnahmen durch CO₂-Zertifikate im Rahmen des EU-ETS werden nicht als Teil der Gesamtrechnung betrachtet, da diese nicht zweckgebunden für den Stromsektor eingesetzt werden müssen.

Deutlich größere Unterschiede zeigen sich bei den Auswirkungen auf die Import-/Exportbilanz (Abbildung 10): Im Basisszenario müsste Deutschland in zahlreichen Stunden erhebliche Strommengen importieren – mit einem Nettoimportsaldo von knapp unter 20% der Gesamtnachfrage –, um die Versorgung aufrechtzuerhalten. Dies hätte auch spürbare Effekte auf die Strompreise in den Nachbarländern. Im Szenario „Versorgungssicherheit“ würde Deutschland mit einem Nettoimportsaldo von etwas über 10% der Gesamtnachfrage ebenfalls deutlicher Nettoimporteur bleiben. Durch den stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario „Systemkostenoptimierung“ würde sich die Nettoimportbilanz auf weniger als 5 TWh deutlich verringern und damit unter dem Wert von 2025 liegen. Das im EEG verankerte Ziel, einen Anteil von 80% erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 zu erreichen, würde in allen drei betrachteten Szenarien zumindest bis zum Jahr 2035 erfüllt werden.

Abbildung 10



Quelle: Ember; McKinsey-Strommarktmodell



4 Optionen für Anpassungen am Zukunftspfad der Energiewende

Die Modellierung verdeutlicht, dass zwischen den betrachteten Szenarien bis 2035 kaum Unterschiede in den Gesamtsystemkosten bestehen, mithin auch das Begrenzen oder Einstellen von Subventionen zu keiner merklichen Absenkung der Gesamtsystemkosten im deutschen Strommarkt führt. Zwar können verstärkte Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien die Börsenstrompreise senken, jedoch werden diese Effekte durch einen steigenden Förderbedarf sowie höhere Netzentgelte neutralisiert. Umgekehrt kompensieren höhere Börsenstrompreise die Einsparungen bei Fördermitteln und Netzentgelten, sofern die Förderung erneuerbarer Energien eingestellt wird.

Um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit, Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit des Stromsystems zu gewährleisten, sind neben einer kontinuierlichen Effizienzsteigerung bestehender regulatorischer Instrumente – insbesondere bei der Förderung erneuerbarer und konventioneller Erzeugungstechnologien – zusätzliche Maßnahmen erforderlich. Die fortschreitende Entwicklung von KI sowie die zunehmende Elektrifizierung weiterer Teile der Wirtschaft erfordern die Verfügbarkeit von bezahlbarem, verlässlichem und CO₂-armem Strom. Sollte dieser nicht zur Verfügung stehen, kann das entsprechen negativen Einfluss auf Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung in Deutschland haben.

Handlungsoptionen lassen sich grundsätzlich in zwei Kategorien unterteilen: Hebel „am System“ und „im System“. Als Hebel „am System“ bietet die Einrichtung von Energiewirtschaftszonen die Möglichkeit, attraktive Rahmenbedingungen für die Ansiedlung energieintensiver Industrien zu schaffen. „Im System“ ist die effiziente Systemintegration – also die optimale Abstimmung und Standardisierung aller Systembestandteile von der Erzeugung bis zum Verbrauch – von zentraler Bedeutung. Eine verbesserte Investierbarkeit des deutschen Strommarkts könnte den Zugang zu Kapital für die Energiewende erleichtern und darüber hinaus positive Effekte außerhalb des Stromsystems erzielen, etwa durch zusätzliche Renditen für das deutsche Rentensystem.

Durch diese Maßnahmen kann die Energiewende so gestaltet werden, dass sie Investitionen fördert, systemisch effizient eingebettet ist und einen messbaren Beitrag zur langfristigen Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands leistet. Im Folgenden werden die identifizierten Hebel detailliert dargestellt. Die zugrunde liegende Modellierung basiert auf aktuell verfügbaren Technologien; die Herausforderungen bei der Integration potenziell zukünftiger Erzeugungstechnologien werden im anschließenden Exkurs beleuchtet.

4.1 Exkurs: Berücksichtigung zukünftiger Erzeugungstechnologien im Strommarkt

In den vergangenen zwei Jahrzehnten wurden zahlreiche politische Weichenstellungen vorgenommen, die das deutsche Stromsystem fundamental transformiert haben. Besonders relevant sind hier der Ausstieg aus Kern- und Kohleenergie sowie der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien als tragende Säulen der deutschen Stromversorgung. Insbesondere der Ausstieg aus der Kernenergie

hat die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors einzelnen Analysen zufolge im Zeitraum 2011 bis 2019 um schätzungsweise 26 Mio. t CO₂ pro Jahr erhöht.⁹⁷ Die gesellschaftlichen Kosten des Ausstiegs belaufen sich im selben Zeitraum auf 3 bis 8 Mrd. EUR pro Jahr, vor allem getrieben durch höhere Sterblichkeitsrisiken durch gestiegene Kohleverstromung.⁹⁸

Eine grundsätzliche Herausforderung bei der weiteren Gestaltung des Zukunftspfads ist neben Systemintegration, Investierbarkeit und Standortattraktivität der Umgang mit unsicheren Parametern. Dazu gehören z.B. die Entwicklung neuer Erzeugungstechnologien, die Dynamik der Nachfrage und damit verbundene Netzausbaupläne.

Strategische Weichenstellungen im Stromsystem lassen sich nur mit begrenzter Agilität anpassen: Der jeweilige Erzeugungsmix erfordert spezifische Netzstrukturen und maßgeschneiderte Systemdienstleistungen. Hinzu kommt, dass Projekte im Kraftwerks- und Netzinfrastukturbau durch lange Planungs- und Realisierungszeiträume geprägt sind. Strategische Neuausrichtungen entfalten ihre Wirkung daher häufig erst nach mehreren Jahren. Gleichzeitig ist die Prognose zukünftiger Kosten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Mehrere, heute noch nicht kommerziell verfügbare Technologien haben das Potenzial, steuerbare, CO₂-freie und kostenkompetitive Leistung zur Verfügung zu stellen. Fusionsenergie und „Small Modular Reactors“ (SMRs), aber auch neue Speichertechnologien spielen hier eine hervorgehobene Rolle.

Zwar liegen die Kosten von SMRs derzeit noch über denen erneuerbarer Energien – selbst unter Berücksichtigung der Integrationskosten –, doch könnte sich dies angesichts der aktuellen technologischen Dynamik in den kommenden Jahren ändern.⁹⁹ Gerade für die Versorgung von Rechenzentren in den USA könnten SMRs bereits in wenigen Jahren in Betrieb gehen und wertvolle Datenpunkte zu Erzeugungskosten liefern.¹⁰⁰ Die Erzeugungskosten sowie der Zeitrahmen bis zur Kommerzialisierung der Fusionsenergie sind derzeit mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Schätzungen für die „Levelized Cost of Electricity“ (LCOE) – also die durchschnittlichen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung von Kapital- und Betriebsausgaben – variieren stark und bewegen sich im Bereich von 25 bis 550 USD pro MWh.¹⁰¹

Zum Vergleich: In den USA liegen heute die unsubventionierten LCOE für Freiflächen-Photovoltaik zwischen 38 und 78 USD pro MWh, für Wind an Land zwischen 37 und 87 USD pro MWh.¹⁰² Werden zusätzlich die Kosten für dispo­nible Kapazitäten zur Ergänzung intermittierender erneuerbarer Energien berücksichtigt, steigen die LCOE ohne Subventionen auf 89 bis 142 USD pro MWh für Freiflächen-Photovoltaik und auf 81 bis 138 USD pro MWh für Onshore-Windkraft.¹⁰³ Diese Werte zeigen eine erhebliche Heterogenität je nach Markt innerhalb der USA. Nicht berücksichtigt sind hierbei die Kosten für Netzausbau und Systembetrieb sowie der weitere Verfall der Erzeugungskosten beider Technologien. In diesen Bereichen könnte die Fusionsenergie potenzielle Vorteile gegenüber erneuerbaren Energien bieten – insbesondere dann, wenn Fusionskraftwerke in unmittelbarer Nähe zu Verbrauchszentren errichtet werden können.

Sollte sich gesichert herausstellen, dass diese Technologien einen kostengünstigeren Pfad der Energiewende ermöglichen, müssen strategische Anpassungen frühzeitig eingeleitet werden. Grundsätzlich ist es für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit förderlich, die Rahmenbedingungen für Forschung, Entwicklung und Kommerzialisierung innovativer Technologien zu verbessern. Um das Risiko gestrandeter Assets und einer Transformation zu überhöhten Kosten zu minimieren, sollte der weitere Pfad der Energiewende auf maximale Effizienz ausgerichtet werden. Gleichzeitig zeigt die Szenarioanalyse, dass ein reines Abwarten auf potenziell zukünftig verfügbare Technologien keine Handlungsoption ist.

⁹⁷ Jarvis, Deschenes und Jha (2022)

⁹⁸ Jarvis, Deschenes und Jha (2022)

⁹⁹ Diese werden benötigt, um volatile, wetterabhängige Kapazitäten wie Photovoltaik und Windenergie mit disponiblen, wetterunabhängigen Kapazitäten wie modernen großen Atomkraftwerken, SMRs oder Kernfusion vergleichbar zu machen. Berücksichtigt werden hier ein erhöhter Stromnetzausbau sowie vermehrte Kosten für Systemdienstleistungen und Kapazitätsmärkte im Szenario der erneuerbaren Energien im Vergleich zu den disponiblen Kapazitäten. Agora (2014); CSIRO (2024); Lazard (2025); IEA (2025)

¹⁰⁰ Meta (2026)

¹⁰¹ Hawker (2020); Araiinejad und Shirvan (2025)

¹⁰² Lazard (2025)

¹⁰³ Lazard (2025)

4.2 Anpassungen am System: Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit langfristig neu denken

Die Ausgestaltung des Energiesystems wird zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Standortwahl energieintensiver Industrien und die Ansiedlung zukunftsweisender Technologien. Vor diesem Hintergrund stellt sich die zentrale Frage: Wie kann die Energiewende so gestaltet werden, dass sie langfristig zur wirtschaftlichen Stärke Deutschlands beiträgt?

Ein vielversprechender Ansatz ist die Entwicklung von Energiewirtschaftszonen an Standorten mit besonders vorteilhaften strukturellen Voraussetzungen. Internationale Beispiele verdeutlichen das Potenzial solcher Initiativen:

- **Südkorea.** Das Saemangeum RE Industrial Cluster verknüpft industrielle Hightechaktivitäten mit erneuerbaren Energien – insbesondere Floating-Photovoltaik – in einer strukturschwachen Region.¹⁰⁴
- **Saudi-Arabien.** Der NEOM Green Hydrogen Hub zielt darauf ab, kostengünstige Energie aus erneuerbaren Quellen als Wasserstoffderivate zu exportieren.¹⁰⁵
- **Australien.** Das Port of Newcastle Clean Energy Precinct (CEP) stärkt eine strukturschwache Region durch die Produktion von grünem Wasserstoff.¹⁰⁶

Gerade in Norddeutschland bieten sich aufgrund hoher Potenziale für erneuerbare Energien, bestehender Netzinfrastruktur sowie der Nähe zu Speicher- und Importmöglichkeiten besonders attraktive Rahmenbedingungen. Ziel solcher Zonen ist es, saubere und zugleich wettbewerbsfähige Energie bereitzustellen – mit einem Fokus auf CO₂-freier oder CO₂-armer Erzeugung.

Auffällig ist, dass die Einrichtung von speziellen Wirtschaftszonen international häufig mit einer teils deutlichen Vereinfachung regulatorischer und administrativer Anforderungen einhergeht. Ein solches Vorgehen könnte auch in Deutschland einen zusätzlichen Wachstumsimpuls auslösen, der über günstige Energiekosten hinausgeht.

Durch eine hoheitlich organisierte Bereitstellung der Energieinfrastruktur könnten die Netzkosten innerhalb dieser Zonen gesenkt oder sogar vermieden werden. Dies würde die Ansiedlung stromintensiver Industrien, neuer Technologien und flexibler Verbraucher erleichtern und die regionale Wertschöpfung stärken – ohne eine grundlegende Umgestaltung der landesweiten Strukturen zur Strompreisbildung.

Darüber hinaus könnten solche regionalen Cluster für wirtschaftliches Wachstum mit günstigen Energiebedingungen eng mit Forschungs- und Innovationsstrukturen verknüpft werden, in denen Industrie, Netzbetreiber, Technologieanbieter und Wissenschaft gemeinsam an Lösungen arbeiten. Eine intensivere Zusammenarbeit dieser Akteure kann dazu beitragen, systemische Lösungsansätze zu entwickeln und die energieökonomische Transformation nachhaltig zu unterstützen.

4.3 Anpassungen im System: Feinjustierung des „optimalen Wegs zur Systemintegration“

Mit dem fortschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien rückt die effiziente Systemintegration zunehmend in den Mittelpunkt. Entscheidend sind dabei nicht nur die Erweiterung der Erzeugungskapazitäten, sondern vor allem deren geografische Verteilung, die Netzanbindung, die Flexibilisierung sowie die operative Steuerung des Gesamtsystems – allesamt zentrale Stellhebel für Systemkosten, Netzstabilität und Effizienz.

Ein wesentlicher Ansatzpunkt für die Systemintegration ist die engere Verzahnung von Netzausbau und Errichtung neuer Erzeugungsanlagen. Die Einführung von Netzengpasszonen mit differenzierten Auktionsobergrenzen – analog zu zonalen Auktionsmodellen in anderen europäischen Ländern –

¹⁰⁴ SDIA (2025)

¹⁰⁵ NGHC (2025)

¹⁰⁶ Australian Government (2025)

kann dazu beitragen, Investitionsentscheidungen stärker an realen Netzrestriktionen auszurichten und den Ausbau systemdienlich zu steuern. Ergänzend würde ein digitales Netzverfügbarkeitsregister, das Projektentwicklern bereits vor Angebotsabgabe zugänglich ist, Transparenz hinsichtlich verfügbarer Anschlusskapazitäten schaffen und die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern erleichtern.¹⁰⁷

Auf europäischer Ebene eröffnet der bevorstehende EU-Netzaktionsplan grundsätzlich neue Möglichkeiten für eine verstärkte regionale Integration. Eine gezielte Abstimmung des deutschen Flexibilitätsbedarfs mit komplementären Erzeugungsprofilen in Nachbarländern – etwa nordischer Wasserkraft oder südeuropäischer Solarenergie – könnte durch den Ausbau von Verbindungsleitungen und die Etablierung regionaler Pilotausgleichsmärkte (z.B. Deutschland/Niederlande, Deutschland/Dänemark) erfolgen. Ziel wäre es, Volatilität zu verringern, Redispatch-Kosten zu senken und die Gesamteffizienz des Systems zu steigern. Zuletzt wurden allerdings auch Projekte wie der Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland abgesagt, da die schwedische Regierung das Projekt Hansa PowerBridge – einen 700-MW-Gleichstrom-Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland – nicht genehmigt hat. Als Hauptgründe wurden die Befürchtung höherer Preise und einer erhöhten Volatilität auf dem schwedischen Strommarkt infolge der Anbindung an den deutschen Strommarkt genannt.¹⁰⁸ Besonders die einheitliche deutsche Strompreiszone, die im Gegensatz zu den vier Preiszonen Schwedens steht, könnte dazu führen, dass die Marktpreise in der südlichsten schwedischen Zone verzerrt werden.

Parallel dazu gewinnt die datenbasierte operative Systemsteuerung an Bedeutung. Die Implementierung digitaler Netzzwillinge auf Übertragungs- und Verteilnetzebene ermöglicht nahezu eine Echtzeitvisualisierung von Engpässen, Restriktionen und verfügbarer Flexibilität. Prognosemodelle, die Wetter-, Markt- und Netzdaten integrieren, können darauf aufbauend die Dispatch-Genauigkeit erhöhen und den Bedarf an kostenintensiven Ausgleichsmaßnahmen reduzieren.

Zusätzliche Effizienzpotenziale ergeben sich durch regulatorisch getriebene Designstandardisierung. In Deutschland existieren derzeit über 800 Verteilnetzbetreiber mit individuellen Spezifikationen.¹⁰⁹ Eine stärkere Harmonisierung technischer und operativer Standards – gegebenenfalls ergänzt um zentralisierte Beschaffungsmodelle – kann die Komplexität verringern, Kosten um 10 bis 15% senken, Skaleneffekte realisieren und bestehende Effizienzreserven im Netzbetrieb erschließen. Besonders relevant ist dies für Komponenten, Schnittstellen und Prozesse, bei denen die heutige Heterogenität zu erhöhtem Koordinations- und Kostenaufwand führt (z.B. im Einkauf oder in der Wartung). Sinnvoll wäre es zudem, einen „Local Content“-Anteil als nicht preisliches Kriterium in Ausschreibungen zu verankern, um die lokale bzw. die EU-Wertschöpfung zu stärken – analog zu anderen Industrien wie der Batterieherstellung.

4.4 Anpassungen im System: Stärkung der Investierbarkeit und Investitionsbereitschaft

Ein kontinuierlicher Ausbau erneuerbarer Energien erfordert stabile und skalierbare Investitionsrahmen – eine Voraussetzung, die zuletzt erheblich unter Druck geraten ist. Im Fokus steht daher die gezielte Mobilisierung von öffentlichem und privatem Kapital in deutlich größerem Umfang.

Marktbasierte Instrumente werden auch nach Auslaufen der EEG-Förderung im Jahr 2027 eine tragende Rolle spielen. Hier können Ausgestaltungen aus anderen europäischen Ländern als Vorbild dienen, etwa Festpreisauktionen, zweiteilige Vergütungsmechanismen mit Marktkomponente (z.B. CfDs mit Merchant-Anteil), indexierte Differenzverträge oder Mindestpreis-PPAs. So genehmigte die EU-Kommission im Dezember 2024 für Italien einen zweiseitigen Differenzvertrag (Two-Sided

¹⁰⁷ Ähnliche Ansatzpunkte werden auch in aktuellen analytischen Arbeiten zur Weiterentwicklung des Stromsystems diskutiert. So identifiziert der Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit und Systemintegration unter anderem Transparenz über Netzkapazitäten, eine bessere räumliche Koordination von Erzeugungs- und Netzausbau sowie die Stärkung digitaler und organisatorischer Prozesse als relevante Hebel für eine effizientere Systemführung.

¹⁰⁸ Reuters (2024)

¹⁰⁹ [Energieforschung.de](https://www.energieforschung.de) (2025)

CfD) mit einem Merchant-Anteil von 5%. In Großbritannien kommen indexierte Differenzverträge mit automatischer Inflationsanpassung zum Einsatz, während der EU-Innovationsfonds Festpreisauktionen für innovative Projekte im Bereich erneuerbarer Energien durchführt. Solche Instrumente begrenzen Erlörisiken und ermöglichen Investitionen auch unter volatilen Marktbedingungen, ohne die Marktintegration aufzugeben.

Darüber hinaus kann die Bündelung und Mobilisierung von Kapital über strukturierte Finanzierungsvehikel maßgeblich zur Entwicklung beitragen. Der Zugang zu Energiewende-Assets ist in Deutschland bislang stark fragmentiert: Rund 1.000 Stadtwerke halten vielfach kleinvolumige und heterogene Portfolios, die institutionellen Investoren nur eingeschränkt zugänglich sind. Zudem sind viele Assets weder nach Technologie noch nach Region klar abgegrenzt, was Bewertung, Skalierung und Risikostreuung erschwert. Denkbar wäre z.B. ein „German Energy Transition Fund II“, der – analog zu etablierten Modellen wie dem Global Climate Fund der KfW – verschiedene Kapitalquellen bündelt, darunter Private-Equity-Mittel, staatlich flankiertes Mezzanine-Kapital sowie langfristige Fremdfinanzierung über grüne Anleihen. Solche Vehikel könnten Investitionsmöglichkeiten bündeln, Risiken streuen und die Skalierung von Projekten erleichtern.

Ergänzend könnten heimische institutionelle Investoren wie Pensionsfonds und Versicherungen stärker eingebunden werden, indem Investitionen in Energiewende-Infrastruktur über regulierte Anlageinstrumente – etwa im Rahmen von ELTIF-2.0-Strukturen – ermöglicht werden. Bislang haben vor allem ausländische institutionelle Investoren in entsprechende Assets investiert. Attraktiv machen diese Investitionen insbesondere das AAA-Rating Deutschlands bei den drei wichtigsten Ratingagenturen – als einziges G7-Land – sowie staatlich garantierte Renditen für Investitionen in das Netz und in erneuerbare Energien. Beispiele hierfür sind der Erwerb des deutschen Onshore-Windentwicklers NextWind Capital durch PSP Investments und IMCO aus Kanada im Jahr 2023,¹¹⁰ das Engagement des kanadischen Pensionsfonds CPP Investments über seine Tochtergesellschaft Renewable Power Capital¹¹¹ sowie das indirekte Engagement des US-amerikanischen Pensionsfonds CalPERS über ein Investmentvehikel des dänischen Fondsmanagers Copenhagen Infrastructure Partners.¹¹² Zuletzt sicherte sich ein niederländischer Pensionsfond Anteile am deutschen Übertragungsnetz von TenneT.¹¹³ Darüber hinaus sind zahlreiche nordamerikanische Pensionsfonds über Fondsstrukturen, Co-Investments oder Plattformmodelle in der deutschen Energieinfrastruktur engagiert und profitieren von deutschen Förderbedingungen. In der Konsequenz trägt der durchschnittliche deutsche Steuerzahler über das EEG indirekt zur Stabilisierung ausländischer Altersvorsorgesysteme bei. Angesichts der Herausforderungen bei der Finanzierung des deutschen Rentensystems erscheint es daher sinnvoll, inländische Pensionsfonds stärker für Investitionen in die heimische Infrastruktur zu mobilisieren.

Eine klare regulatorische Einbettung und vereinfachte ESG-Qualifizierung könnten den Zugang zu dieser Anlageklasse für institutionelle und private Geldgeber erleichtern und zusätzliche langfristige Kapitalquellen erschließen. In Deutschland waren Ende 2025 rund 3 Billionen EUR in Sicht- und Termineinlagen angelegt¹¹⁴ – ein Teil davon könnte als Eigenkapital für Infrastrukturprojekte aktiviert werden. Mit regulatorisch garantierten Rentabilitäten von 6 bis 7% und einem Triple-A-Rating Deutschlands als Garant¹¹⁵ ließen sich gezielt Anreize schaffen, um inländisches Vermögen für den Umbau des Energiesystems zu mobilisieren und Bürger an der Transformation zu beteiligen.

¹¹⁰ PSP Investments (2025)

¹¹¹ CPP Investments (2021)

¹¹² CalPERS (2025)

¹¹³ TenneT (2025)

¹¹⁴ Bundesbank (2026)

¹¹⁵ Trading Economics (2026)

Autoren

Alexander Weiss, Sebastian Overlack, Diego Hernandez Diaz, Tobias Berner und Anna Kemp

Redaktion

Emil Hosius, Elias Lingnau, Bastian Paulitz, Maurits Kuijvenhoven, Simon Norambuena, Peter Kastner, Francesco Melissano, Joscha Schabram, Martin Hattrup-Silberberg

Wir danken den Kollegen von McKinsey Energy Solutions für ihre wertvollen Beiträge zu dieser Studie.

February 2026

Copyright © McKinsey & Company

Designed by Visual Media Europe

www.mckinsey.com

 @McKinsey

 @McKinsey