

DER LANGE WEG DER ENERGIEWENDE

Von der Förderung erneuerbarer Energien zum flexiblen Energiesystem

Negative Strompreise als Indikator für den nächsten Entwicklungsschritt des deutschen
Strommarktes

Michael Kleen – Energiefachwirt (IHK)
Stand: 23. September 2026

Über den Autor:



Michael Kleen

Energiefachwirt (IHK)

Michael Kleen verbindet Energiewirtschaft, Technik und Regulierung mit der praktischen Umsetzung der Energiewende. Seine fachlichen Schwerpunkte liegen in den Bereichen Wärmepumpen, Photovoltaik, Batteriespeicher, Elektromobilität, Energiemanagement und Sektorenkopplung sowie den dazugehörigen gesetzlichen und normativen Rahmenbedingungen.

Als Technischer Leiter bei FEGA & Schmitt im Technikzentrum verbindet Michael Kleen technische Expertise mit praxisorientiertem Wissenstransfer. Als Referent und Lehrbeauftragter vermittelt er sein Fachwissen regelmäßig in Schulungen, Fachvorträgen und Weiterbildungen. Darüber hinaus bringt er seine Erfahrungen aus der Praxis in die Normungsarbeit bei VDI und DKE ein.

Im Mittelpunkt seiner Arbeit steht nicht die einzelne Technologie, sondern das Zusammenspiel des gesamten Energiesystems: Erzeugung, Speicherung, Wärme, Mobilität, Netze und intelligente Steuerung.

Fachliche Schwerpunkte

- Wärmepumpen und effiziente Gebäudetechnik
- Photovoltaik und Energiespeicher
- Elektromobilität und Ladeinfrastruktur
- Energiemanagement und Sektorenkopplung
- Energie- und Netzregulierung
- Energiewirtschaftsrecht
- Schulungen, Fachvorträge und Wissenstransfer

„Komplexe Zusammenhänge der Energiewende verständlich erklären – und aus Technik, Regulierung, Energiewirtschaftsrecht und Wirtschaftlichkeit Lösungen entwickeln, die in der Praxis funktionieren.“

Kurzfassung

Die deutsche Energiewende hat sich in den vergangenen Jahrzehnten von einer politischen und technologischen Aufbauaufgabe zu einer umfassenden Systemtransformation entwickelt. In der frühen Phase stand die Frage im Vordergrund, wie erneuerbare Energien überhaupt in größerem Umfang in die Stromversorgung integriert werden können. Mit dem starken Ausbau von Windenergie und Photovoltaik verschiebt sich die Herausforderung inzwischen deutlich: Nicht mehr allein die installierte Erzeugungsleistung entscheidet über den Erfolg der Transformation, sondern zunehmend die Fähigkeit des Gesamtsystems, volatile Erzeugung, Netze, Speicher, flexible Verbraucher und digitale Steuerung miteinander zu koordinieren.

Die im Jahr 2026 erneut häufig auftretenden negativen Day-Ahead-Strompreise verdeutlichen diese Veränderung. Die vom Nutzer bereitgestellte Auswertung von Green Energy Tools weist bis einschließlich 23. September 2026 insgesamt 459 rechnerische negative Stunden aus. Diese Zahl ist nicht mit 459 zusammenhängenden Kalenderstunden gleichzusetzen, sondern beruht auf negativen Viertelstundenintervallen, deren Anzahl durch vier geteilt wird. Negative Großhandelspreise sind zudem nicht mit negativen Endkundenpreisen gleichzusetzen. Sie sind vielmehr ein Preissignal dafür, dass Angebot und Nachfrage in einzelnen Zeitfenstern nicht ausreichend durch Speicher, flexible Lasten, Handel und Netzinfrastruktur ausgeglichen werden.

Das Whitepaper ordnet diese Entwicklung historisch, technisch und energiewirtschaftlich ein. Es zeigt, dass negative Preise weder als alleiniger Erfolgsindikator noch als Beleg für ein grundsätzliches Scheitern der Energiewende geeignet sind. Sie machen vielmehr sichtbar, dass die nächste Phase der Energiewende stärker systemorientiert gestaltet werden muss.

1. Ausgangslage: Negative Strompreise als sichtbares Systemsignal

Der Strommarkt muss Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgleichen. Bei konventionellen Kraftwerken konnte die Erzeugung historisch weitgehend an die erwartete Nachfrage angepasst werden. In einem Stromsystem mit hohen Anteilen wetterabhängiger Wind- und Solarenergie verändert sich diese Logik. Die Grenzkosten der erneuerbaren Erzeugung sind gering, gleichzeitig lässt sich die kurzfristig verfügbare Leistung nur begrenzt an die Nachfrage anpassen. Treffen hohe Einspeisung, geringe Nachfrage und begrenzte Flexibilität zusammen, kann der Day-Ahead-Preis bis auf null oder in den negativen Bereich fallen.

Die Bundesnetzagentur meldete für 2025 eine realisierte Stromerzeugung von 437,6 TWh. Davon entfielen 257,5 TWh beziehungsweise 58,8 Prozent auf erneuerbare Energieträger. Gleichzeitig wurden im Großhandelsmarkt 573 Stunden mit negativen Preisen registriert. Diese Kombination ist für die gegenwärtige Transformationsphase charakteristisch: Der Anteil erneuerbarer Energien ist hoch, doch die zeitliche und räumliche Integration der Erzeugung entwickelt sich nicht automatisch im gleichen Tempo.

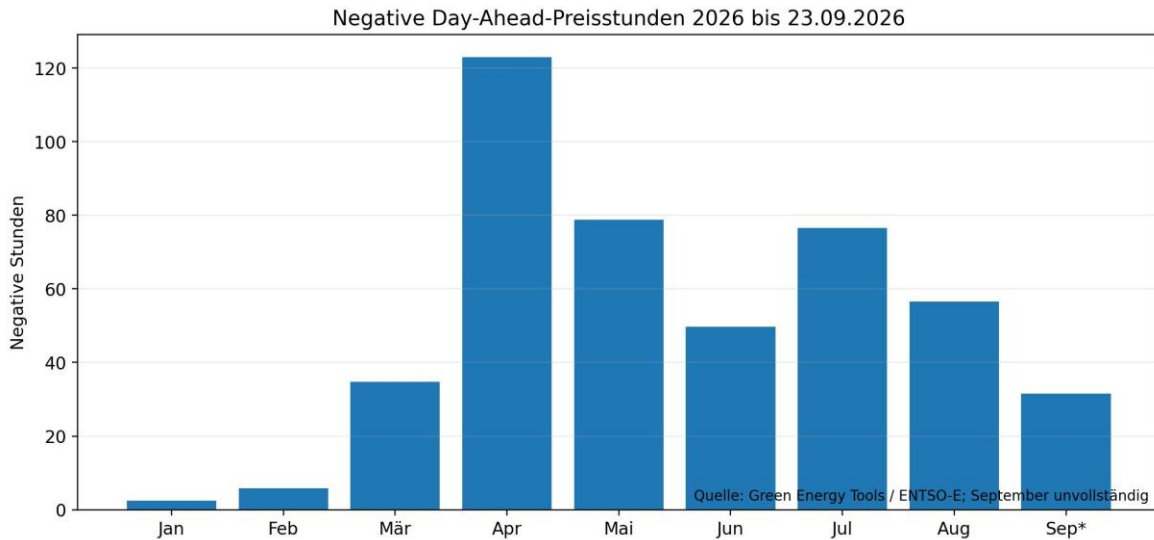


Abbildung 1: Negative Day-Ahead-Preisstunden 2026 bis 23.09.2026 nach der bereitgestellten Green-Energy-Tools-Auswertung. September ist unvollständig.

Besonders auffällig ist die zeitliche Konzentration negativer Preise in sonnenreichen Tagesstunden. Dies entspricht der energiewirtschaftlichen Logik der sogenannten Residuallast. Sie beschreibt vereinfacht den Strombedarf, der nach Abzug der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarenergie noch durch andere Erzeugung, Speicher, Importe oder Lastverschiebung gedeckt werden muss. Sinkt die Residuallast stark, wächst der Bedarf an Flexibilität.

2. Der historische Weg der Energiewende

Der heutige Zustand des Stromsystems ist das Ergebnis eines über Jahrzehnte verlaufenden Transformationsprozesses. Mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991 wurde ein früher rechtlicher Rahmen geschaffen, der die Einspeisung erneuerbaren Stroms in die öffentlichen Netze unterstützte. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz des Jahres 2000 entwickelte diesen Ansatz weiter und schuf langfristige Investitionsbedingungen, die insbesondere den Ausbau von Windenergie und später der Photovoltaik beschleunigten.

In den folgenden Jahren stand vor allem die Skalierung im Mittelpunkt. Sinkende Technologiepreise, steigende Stückzahlen und ein wachsender Markt führten dazu, dass Photovoltaik und Windenergie von Nischentechnologien zu zentralen Säulen der Stromversorgung wurden. Parallel dazu veränderten sich Fördermechanismen, Direktvermarktung und Ausschreibungsmodelle. Die Energiewende entwickelte sich damit schrittweise von einer reinen Förderpolitik zu einem komplexen Zusammenspiel aus Markt-, Netz- und Klimapolitik.

Mit dem EEG 2023 wurde der Ausbau erneut beschleunigt und das Ziel verankert, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen. Die Ausbauziele sehen für 2030 unter anderem 215 GW Photovoltaik und 115 GW Windenergie an Land vor. Ende 2025 waren nach Angaben der Bundesnetzagentur bereits knapp 210 GW erneuerbare Erzeugungsleistung installiert. Davon entfielen rund 117 GW auf Photovoltaik und 68,1 GW auf Windenergie an Land.

Der lange Weg der Energiewende: vom Ausbau zur Systemintegration



Abbildung 2: Vereinfachte Entwicklungslinie der deutschen Energiewende.

3. Warum die Energiewende schwieriger wird, je weiter sie voranschreitet

Der erste Ausbau erneuerbarer Energien konnte in ein Stromsystem integriert werden, dessen Struktur überwiegend durch steuerbare konventionelle Kraftwerke geprägt war. Mit steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie verändert sich jedoch die Aufgabe. Die Erzeugung folgt zunehmend meteorologischen Bedingungen, während die Nachfrage weiterhin von Tageszeit, industriellen Prozessen, Witterung und gesellschaftlichem Verhalten bestimmt wird.

Daraus entstehen zwei unterschiedliche Herausforderungen. Zum einen muss Energie räumlich transportiert werden, wenn Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte auseinanderliegen. Zum anderen muss Energie zeitlich verschoben werden, wenn Erzeugung und Verbrauch nicht gleichzeitig auftreten. Netzausbau löst vor allem die räumliche Dimension, während Speicher, flexible Verbraucher, steuerbare Erzeuger und der europäische Stromhandel zur zeitlichen Flexibilität beitragen.

Diese Zusammenhänge erklären, weshalb ein weiterer Ausbau von Wind- und Solarenergie allein noch kein vollständig transformiertes Energiesystem schafft. Je höher der Anteil volatiler Erzeugung wird, desto wichtiger werden die ergänzenden Systemkomponenten. Die Energiewende erreicht damit eine Phase, in der nicht mehr die einzelne Technologie, sondern ihr Zusammenspiel bewertet werden muss.

4. Negative Strompreise richtig interpretieren

Ein negativer Day-Ahead-Preis entsteht, wenn Marktteilnehmer bereit sind, für die Abnahme beziehungsweise die Aufrechterhaltung einer Einspeisung zu zahlen. Die Ursachen können vielfältig sein. Dazu gehören hohe Wind- oder Solarproduktion, niedrige Nachfrage, technische Mindestleistungen konventioneller Anlagen, eingeschränkte Flexibilität, Netzengpässe sowie regulatorische und vertragliche Anreize.

Negative Preise dürfen deshalb nicht als unmittelbarer Beleg dafür verstanden werden, dass erneuerbare Energien wertlos seien. Ebenso wenig beweisen sie für sich genommen eine optimale Energiewende. Wissenschaftlich sinnvoll ist vielmehr die Interpretation als Knappheits- beziehungsweise Überschusssignal des Marktes. Positive hohe Preise signalisieren Knappheit; sehr niedrige oder negative Preise signalisieren dagegen einen kurzfristigen Überschuss relativ zur verfügbaren Flexibilität.

Für Endkunden ist zudem entscheidend, zwischen Großhandels- und Endkundenpreis zu unterscheiden. Der Day-Ahead-Preis bildet nur einen Teil der Stromkosten ab. Netzentgelte, Messstellenbetrieb, Steuern, Umlagen beziehungsweise weitere staatlich beeinflusste Preisbestandteile sowie Vertriebskosten bleiben bestehen. Ein negativer Börsenpreis bedeutet daher nicht automatisch einen negativen Haushaltsstrompreis.

5. Speicher als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch

Batteriespeicher gewinnen in einem volatilen Stromsystem eine zentrale Bedeutung, weil sie Energie zeitlich verschieben können. Sie können Strom in Phasen hoher Einspeisung aufnehmen und in Zeiten höherer Nachfrage wieder abgeben. Dadurch können sie Preisspitzen dämpfen, erneuerbare Überschüsse nutzbarer machen und kurzfristige Flexibilität bereitstellen.

Fraunhofer ISE bezifferte die installierte Batteriekapazität Ende 2025 auf rund 24 GWh. Davon entfielen etwa 19,6 GWh auf Heimspeicher, 1,1 GWh auf Gewerbespeicher und 3,7 GWh auf Großbatteriespeicher. Modellierungen des Instituts weisen je nach Szenario bis 2030 auf einen Speicherbedarf von etwa 100 bis 170 GWh hin. Im ersten Halbjahr 2026 stieg die gesamte Speicherkapazität weiter auf rund 29,6 GWh. Diese Größenordnungen verdeutlichen, dass der Speicherausbau dynamisch verläuft, die Transformation jedoch noch nicht abgeschlossen ist.

Speicher sind dabei nicht isoliert zu betrachten. Ihre Systemwirkung hängt von Standort, Leistung, Kapazität, Lade- und Entladestrategie sowie den Netz- und Marktbedingungen ab. Ein Speicher, der ausschließlich auf Börsenpreissignale reagiert, muss nicht automatisch netzdienlich betrieben werden. Zukünftige Markt- und Netzmechanismen müssen daher Anreize so gestalten, dass wirtschaftliche und systemische Ziele möglichst miteinander vereinbar sind.

6. Flexible Verbraucher: Wärmepumpe, Elektromobilität und Industrie

Neben Speichern können flexible Verbraucher einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Wärmepumpen verfügen über thermische Trägheit und können ihren Strombezug innerhalb technischer Grenzen zeitlich verschieben. Elektrofahrzeuge stehen über viele Stunden des Tages ungenutzt und können ihre Ladezeiten an Stromangebot, Netzzustand oder Preise anpassen. In Industrie und Gewerbe bestehen zusätzliche Potenziale durch Lastmanagement, Prozessspeicher und die Verschiebung energieintensiver Produktionsschritte.

Diese Verbraucher verändern damit ihre Rolle. Sie sind nicht nur zusätzliche elektrische Lasten, sondern können bei intelligenter Steuerung Teil der Flexibilitätsinfrastruktur werden. Voraussetzung dafür sind geeignete Mess- und Steuerungssysteme sowie wirtschaftliche Anreize, die eine Verschiebung des Verbrauchs honorieren.

7. Digitalisierung, Smart Meter und dynamische Stromtarife

Ein flexibles Stromsystem benötigt Informationen. Intelligente Messsysteme schaffen die technische Grundlage, um Verbrauch und Einspeisung zeitlich differenziert zu erfassen. Energiemanagementsysteme können diese Informationen mit Prognosen, Anlagenzuständen und Preissignalen verbinden. Damit wird aus einem passiven Verbraucher schrittweise ein steuerbarer Bestandteil des Energiesystems.

Seit dem 1. Januar 2025 müssen Stromlieferanten in Deutschland mindestens einen dynamischen Stromtarif anbieten. Bei solchen Tarifen werden die Beschaffungskosten stärker an kurzfristige Spotmarktpreise gekoppelt. Verbraucher können dadurch grundsätzlich wirtschaftlich davon profitieren, Lasten in günstige Zeitfenster zu

verschieben. Voraussetzung ist allerdings, dass die jeweilige Last tatsächlich flexibel ist und die übrigen Preisbestandteile berücksichtigt werden.

Vom Erzeugungsausbau zum flexiblen Energiesystem



Systemintegration bedeutet: Erzeugung, Infrastruktur und Verbrauch werden zeitlich und räumlich koordiniert.

Abbildung 3: Systemintegration als Zusammenspiel von Erzeugung, Netzen, Speichern, flexiblen Verbrauchern und Markt-/Steuerungssignalen.

8. § 14a EnWG: Marktflexibilität und Netzsicherheit sind nicht dasselbe

Die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Mobilität erhöht die Bedeutung der Verteilnetze. § 14a EnWG adressiert steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie insbesondere Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Die netzorientierte Steuerung verfolgt dabei einen anderen Zweck als eine marktpreisorientierte Optimierung. Während der Markt ein wirtschaftliches Signal über Angebot und Nachfrage liefert, muss der Netzbetrieb die physikalische Belastbarkeit der lokalen Infrastruktur berücksichtigen.

Ein niedriger Börsenstrompreis kann deshalb zeitgleich mit einem lokal stark belasteten Netz auftreten. Umgekehrt kann ein Netz freie Kapazitäten besitzen, obwohl der Marktpreis hoch ist. Ein zukunftsfähiges Energiemanagement muss beide Ebenen unterscheiden und technisch sinnvoll miteinander verbinden. Genau an dieser Schnittstelle gewinnen HEMS und EMS an Bedeutung.

9. EEG-Novelle 2027: Vom Mengenwachstum zur stärkeren Systemorientierung

Im Jahr 2026 hat die Bundesregierung eine EEG-Novelle auf den Weg gebracht, die den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit Markt-, Netz- und Systemanforderungen verbinden soll. Das Bundeskabinett beschloss den Gesetzentwurf am 29. Juli 2026; im September 2026 befindet sich das Vorhaben im weiteren parlamentarischen und beihilferechtlichen Verfahren. Für eine wissenschaftliche Betrachtung ist deshalb entscheidend, zwischen geltendem Recht und geplanten Änderungen zu unterscheiden.

Der Regierungsentwurf hält am Ziel fest, den Anteil erneuerbaren Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen. Gleichzeitig sollen Kosteneffizienz, Marktorientierung, Netzintegration und

Systemverantwortung stärker berücksichtigt werden. Nach Darstellung des Bundeswirtschaftsministeriums sollen neue Anlagen schrittweise stärker in die Direktvermarktung einbezogen werden. Für kleine neue Photovoltaikanlagen unter 25 kW sieht der Regierungsentwurf Veränderungen gegenüber der bisherigen dauerhaften Förderung vor. Bestandsanlagen sollen von diesen Änderungen nicht betroffen sein. Da das Gesetzgebungsverfahren zum Zeitpunkt dieses Whitepapers nicht abgeschlossen ist, werden diese Punkte ausdrücklich als Entwurfsstand behandelt.

Die politische und regulatorische Entwicklung zeigt damit denselben Strukturwandel, der auch technisch sichtbar ist. In der frühen Energiewende stand die Erhöhung der erneuerbaren Strommenge im Mittelpunkt. In der nächsten Phase wird stärker danach gefragt, wann, wo und unter welchen Systembedingungen erneuerbarer Strom erzeugt und genutzt wird.

10. Der lange Weg bis 2030 und 2045

Die gesetzlichen Ausbaupfade verdeutlichen die Größenordnung der bevorstehenden Transformation. Für 2030 werden unter anderem 215 GW Photovoltaik und 115 GW Windenergie an Land angestrebt. In den von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien für die langfristige Netzplanung werden für 2045 Größenordnungen von 400 GW Photovoltaik, 160 GW Wind an Land und 70 GW Wind auf See betrachtet. Ein Energiesystem mit solchen Leistungen unterscheidet sich strukturell vom historischen Kraftwerkssystem.

Der langfristige Transformationspfad erfordert daher parallel mehrere Entwicklungen. Erneuerbare Erzeugung muss weiter ausgebaut werden, Netze müssen leistungsfähiger und intelligenter werden, Speicher müssen wachsen, Verbraucher müssen flexibler reagieren können und digitale Systeme müssen die Koordination ermöglichen. Gleichzeitig muss ausreichend gesicherte Leistung für Situationen mit geringer Wind- und Solarproduktion verfügbar sein.

Die eigentliche Herausforderung besteht somit nicht darin, eine einzelne Technologie möglichst schnell zu maximieren. Entscheidend ist die Synchronisation der unterschiedlichen Transformationsgeschwindigkeiten. Photovoltaikanlagen können vergleichsweise schnell errichtet werden. Netzprojekte benötigen häufig deutlich längere Planungs- und Realisierungszeiträume. Gebäude, Heizsysteme, Fahrzeuge und industrielle Anlagen besitzen wiederum eigene Investitionszyklen. Die Energiewende ist deshalb zwangsläufig ein langfristiger Infrastrukturprozess.

11. Schlussfolgerung

Die zunehmende Zahl negativer Strompreisintervalle ist ein deutliches Zeichen dafür, dass sich das deutsche Energiesystem verändert. Sie zeigt, dass große Mengen erneuerbarer Energie inzwischen in Zeitfenstern verfügbar sind, in denen die vorhandene Nachfrage und Flexibilität nicht immer ausreichen, um diese Energie vollständig wirtschaftlich aufzunehmen. Daraus folgt jedoch weder, dass der Ausbau erneuerbarer Energien grundsätzlich zu weit gegangen wäre, noch dass negative Preise als Erfolgskennzahl interpretiert werden sollten.

Vielmehr markieren sie den Übergang in die nächste Phase der Energiewende. Nachdem über Jahrzehnte die Erzeugungsseite aufgebaut wurde, rücken nun Systemintegration und Flexibilität in den Mittelpunkt. Netzausbau, Batteriespeicher, Wärmepumpen, Elektromobilität, flexible industrielle Lasten, intelligente Messsysteme, Energiemanagement und ein weiterentwickeltes Marktdesign müssen zunehmend zusammengedacht werden.

Die Energiewende ist daher nicht abgeschlossen, wenn genügend Wind- und Solaranlagen installiert sind. Sie erreicht ihre systemische Reife erst dann, wenn Erzeugung, Netze, Speicher und Verbrauch zeitlich und räumlich so koordiniert werden können, dass Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaziele miteinander verbunden werden. Der lange Weg der Energiewende führt damit vom Ausbau einzelner Technologien zu einem integrierten, digitalen und flexiblen Energiesystem.

12. Methodik und Abgrenzung

Dieses Whitepaper verwendet öffentlich zugängliche Primär- und Sekundärquellen sowie die vom Auftraggeber bereitgestellte Green-Energy-Tools-Auswertung. Marktwerte werden nach Möglichkeit anhand von Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur, SMARD beziehungsweise ENTSO-E und wissenschaftsnahen Auswertungen des Fraunhofer ISE eingeordnet. Die Green-Energy-Tools-Zahlen für 2026 stellen einen Stichtagswert bis einschließlich 23. September 2026 dar und sind deshalb nicht mit vollständigen Jahreswerten vergleichbar.

Bei statistischen Vergleichen ist auf unterschiedliche Definitionen zu achten. Der Anteil erneuerbarer Energien an der realisierten Stromerzeugung der Bundesnetzagentur ist beispielsweise nicht identisch mit dem Anteil erneuerbarer Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung in den Energy-Charts des Fraunhofer ISE. Entsprechend werden Werte nicht ohne Prüfung ihrer Bezugsgröße miteinander gleichgesetzt.

Aussagen zur EEG-Novelle 2027 beziehen sich auf den zum 23. September 2026 bekannten Stand des Gesetzgebungsverfahrens. Geplante Regelungen werden nicht als bereits geltendes Recht dargestellt. Prognosen und Szenarien werden als solche gekennzeichnet und sind keine Vorhersagen.

Literatur- und Quellenverzeichnis

Bundesnetzagentur (2026): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2025. Veröffentlichung vom 05.01.2026. <https://www.bundesnetzagentur.de/1087156>

Bundesnetzagentur (2026): Ausbau Erneuerbarer Energien 2025. Veröffentlichung vom 08.01.2026. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260108_EEG.html

Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2023–2037/2045. Ausbaupfade für Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See.

Bundesnetzagentur (2025): Mehr Transparenz im Energiemarkt: Bundesnetzagentur modelliert dynamische Strompreise. Veröffentlichung vom 02.12.2025.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG-Novelle). Stand September 2026.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026): EEG-Novelle und Netzanschlusspaket im Bundeskabinett beschlossen. 29.07.2026.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2026): Öffentliche Stromerzeugung 2025: Wind und Solar erstmals als Doppelspitze. 01.01.2026.

Fraunhofer ISE (2026): Solarstrom europaweit auf dem Vormarsch. Auswertung des ersten Halbjahres 2026.

Green Energy Tools (2026): Live-Tracker Day-Ahead-Markt DE-LU – Negative Strompreise 2026. Vom Auftraggeber bereitgestellter Screenshot, Datenstand 23.09.2026; dort als Datenquelle ENTSO-E Transparency Platform angegeben.

Hinweis

Dieses Whitepaper dient der fachlichen Einordnung energiewirtschaftlicher Entwicklungen. Es ersetzt keine Rechts-, Steuer- oder Investitionsberatung. Gesetzesvorhaben und Marktdaten können sich nach dem angegebenen Stichtag verändern.