

Negative Strompreise – Systemisches Symptom und operative Konsequenz (Teil 1)

Strompreisrückblick: August 2025



Meldungen

Encavis übernimmt WP
„Sundern-Allendorf“ von PNE

HUSUM WIND 2025 bringt die
internationale Windbranche in
Husum zusammen

Ausbau der Wechselstrom-PV-
Anlagen erreicht in
Deutschland 100 GW

Kostenlose KI-Fehlerdiagnose
für Energieanlagen

US-Zoll stoppt Qcells-
Solarimporte wegen Verdacht
auf Zwangsarbeit

Energiekontor legt neue
nachhaltige Unternehmens-
anleihe für EE-Projekte auf

PV-Zubau in Italien geht
zurück

Offshore-WP „Sofia“ mit
recyclebaren Rotorblättern

Größte Repowering-Projekt
Europas wurde erfolgreich in
Sachsen-Anhalt umgesetzt

Flender expandiert in
Südamerika durch
Übernahme von Wärtsilä-Werk

NRW fördert PV auf
Mehrfamilienhäusern

KITEPOWER entwickelt mobile
Höhenwindkraft

Negative Strompreise – Systemisches Symptom und operative Konsequenz (Teil 1)

Die Energiewende ist in eine neue Phase eingetreten. Während der Ausbau von Wind- und Solarenergie weiter an Dynamik gewinnt, zeigen sich immer deutlicher die systemischen Grenzen des bestehenden Marktdesigns sowie der Netzinfrastuktur. Negative Strompreise sind dabei zum Symbol geworden: Sie verdeutlichen, dass Erzeugung, Nachfrage und Netze nicht im Gleichgewicht stehen. Für Betreibende und Investierende stellen sie zunehmend ein strukturelles Risiko für Geschäftsmodelle dar.

Dieser Leitartikel beleuchtet, wie negative Preise entstehen, welche rechtlichen und ökonomischen Folgen sie für neue und bestehende Anlagen haben und welche Handlungsmöglichkeiten sich für Betreibende ergeben. Dabei wird deutlich: Die jüngste Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verschärft die Lage für Neuprojekte erheblich, da Förderansprüche bereits nach der ersten negativen Viertelstunde entfallen (1). Zugleich eröffnen sich Chancen – sei es durch intelligente PPA-Strukturen, den Einsatz von Speichern oder die Integration flexibler Verbraucher.

Mittelfristig wird es darauf ankommen, systemische Antworten zu finden: mehr Netzausbau, die Nutzung von Speichern als Netzressource und ein Marktdesign, das regionale Unterschiede abbildet. Wer diese Entwicklungen frühzeitig berücksichtigt, kann Risiken begrenzen und zugleich neue Geschäftsmodelle erschließen. Negative Strompreise sind damit nicht nur ein Problem, sondern auch ein Weckruf für eine nachhaltigere Gestaltung des Energiesystems.

Das neue Normal

Negative Strompreise entstehen, wenn die Stromerzeugung das Niveau der Nachfrage übersteigt und gleichzeitig keine ausreichende Flexibilität im System vorhanden ist, um diesen Überschuss aufzunehmen. In der Folge zahlen Marktteilnehmende am Spotmarkt dafür, dass ihnen der Strom abgenommen wird. Das klingt paradox, ist aber ein logisches Resultat der Marktmechanik: Die Erzeugung aus Wind und Sonne hat Grenzkosten nahe null, während ein Abschalten einzelner Anlagen technisch oder ökonomisch nicht ohne weiteres möglich ist. Wenn zusätzlich konventionelle Kraftwerke aufgrund technischer Restriktionen (z. B. Mindestlasten) nicht schnell genug herunterfahren können, kippt das Gleichgewicht – der Preis rutscht unter null.

In Deutschland traten negative Strompreise erstmals 2008 auf, wenige Monate nach der Einführung des „Energy-Only-Markts“ mit der verpflichtenden Direktvermarktung Erneuerbarer Energien (EE) über die Börse (2). In den Anfangsjahren waren es einzelne Stunden, oft in den Nacht- oder Feiertagsstunden mit schwacher Nachfrage. Mit dem stetigen Ausbau von Wind und Solar nahm die Häufigkeit negativer Preise deutlich zu: Allein im Jahr 2024 wurden 457 Stunden mit Preisuntergrenzen verzeichnet, deutlich mehr als die 301 Stunden im Jahr 2023. Negative Preise haben sich damit vom Ausnahmefall zu einem strukturellen Merkmal des Strommarkts entwickelt (3).

Rechtlich ist zwischen Alt- und Neuanlagen klar zu unterscheiden. Bestandsanlagen, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen wurden, sind von den Regelungen zur Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen ausdrücklich ausgenommen. Diese Ausnahme findet sich in § 100 Abs. 1 EEG 2023, § 100 Abs. 1 EEG 2021, § 100 Abs. 1 S. 4 EEG 2017 sowie § 24 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2014. Für diese Bestandsanlagen gilt: Sie erhalten auch während negativer Preise weiterhin die volle Förderung nach EEG.

Neuanlagen, die ab 2016 in Betrieb gingen, unterliegen dagegen den jeweils geltenden Fassungen von § 51 EEG (2021/2023). Zunächst griff die sogenannte „Sechs-Stunden-Regel“, wonach der Vergütungsanspruch entfiel, wenn der Spotmarktpreis an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ war. Mit der jüngsten Reform wurden diese Schwellen systematisch verringert, bis hin zur vollständigen Aufhebung: Seit dem 25.02.2025 entfällt der Vergütungsanspruch bereits ab der ersten negativen Viertelstunde (4).

Damit wird der Unterschied zwischen Bestands- und Neuanlagen deutlicher: Während ältere Anlagen weiterhin gegen Preisrisiken abgesichert sind, sehen sich neue Projekte mit einem erheblich höheren Erlörisiko konfrontiert. Für Betreibende und Investierende bedeutet das: Wer heute investiert, muss negative Preise aktiv in Kalkulationen, PPA-Verträge und operative Strategien einbeziehen.

Vom Überschuss zur Systemschwäche

Negative Preise sind das sichtbare Ergebnis eines unausgeglichene Energiesystems – sie entstehen nicht, weil „zu viele“ erneuerbare Anlagen existieren, sondern weil Systemintegration und Flexibilität fehlen. Vier Faktoren sind dafür maßgeblich:

Erzeugungsseite: Dynamischer Ausbau von EE

Der Ausbau von Wind- und Solarenergie verläuft deutlich schneller als der Netzausbau: Im Jahr 2024 wurden in Deutschland 16,2 GW Photovoltaik (PV) installiert und netto etwa 2,5 GW Onshore-Windenergie hinzugerechnet (5). Hinzu kommen rund 14 GW an genehmigten Windenergieanlagen (WEA), was die Dynamik belegt (6). In Zeiten starker Sonneneinstrahlung und hoher Windgeschwindigkeit decken Erneuerbare zusammen zeitweise über 80 % des Strombedarfs – ein klares Zeichen für das Missverhältnis zwischen Produktion und Netzflexibilität. Durch die sehr niedrigen

Grenzkosten werden konventionelle Kraftwerke nach und nach vom Markt verdrängt. Überschüsse sind deshalb die logische Folge.

Nachfrageseite: Fehlende Flexibilität der Verbrauchende

Auf der Verbraucherseite reagiert die Nachfrage bislang nur eingeschränkt auf Preissignale. Zwar verpflichtet § 41a EnWG seit Januar 2025 alle Stromlieferanten, dynamische Stromtarife anzubieten (7), doch die Verbreitung ist noch gering, da Smart-Meter-Infrastrukturen erst nach und nach ausgerollt werden. Haushalte und kleine Gewerbebetriebe können daher ihre Lasten kaum automatisiert verschieben. Auch Industrieunternehmen, die prinzipiell flexible Prozesse besitzen (z. B. Kühlhäuser, Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen), nutzen dieses Potenzial bisher nur punktuell, da Marktanreize und regulatorische Sicherheit fehlen. Bis private Stromkunden in großem Umfang auf Preissignale reagieren und ihr Verbrauchsverhalten anpassen, wird es noch viel länger dauern.

Netze: Engpässe und Redispatch-Kosten

Ein zentraler Engpass liegt im Stromnetz. Windstrom wird überwiegend im Norden erzeugt, der Bedarf ist aber im Süden konzentriert. Die Übertragungsnetze können diesen Transport oft nicht leisten. Die Folge: Anlagen im Norden werden abgeregelt, konventionelle Kraftwerke im Süden hochgefahren – eine Maßnahme, die als Redispatch bezeichnet wird. Die Kosten dafür explodieren: 2023 lagen sie bereits bei über 4 Mrd. €, Tendenz steigend. Negative Preise entstehen zusätzlich, weil die Marktlogik den Überfluss im Norden abbildet, ohne dass er tatsächlich im Süden genutzt werden kann (Abbildung 1).

Marktdesign: Einheitspreiszone Deutschland/Luxemburg

Das aktuelle Marktdesign verstärkt das Problem. In Deutschland gilt eine einheitliche Preiszone – egal ob Strom in Schleswig-Holstein, Brandenburg oder Bayern gehandelt wird. Das verschleiert die regionalen Unterschiede: Während im Norden

Überangebote bestehen, müssen im Süden teure Kraftwerke laufen. Andere Länder wie Norwegen oder Italien arbeiten mit zonalem Pricing, das regionale Knappheiten und Überschüsse besser widerspiegelt (8). In Deutschland dagegen fehlen diese Preissignale – und damit auch Investitionsanreize, Flexibilität an den richtigen Stellen aufzubauen.

Negative Preise sind also kein „Störgeräusch“ eines ansonsten funktionierenden Marktes. Für Betreibende und Investierende bedeutet das, dass die Ursachen nicht kurzfristig verschwinden werden. Solange Netzausbau, Flexibilitätsmärkte und ein präziseres Marktdesign nicht wirksam greifen, werden negative Preise ein fester Bestandteil des deutschen Stromsystems bleiben – und damit auch ein zentraler Faktor für die Projektökonomie.

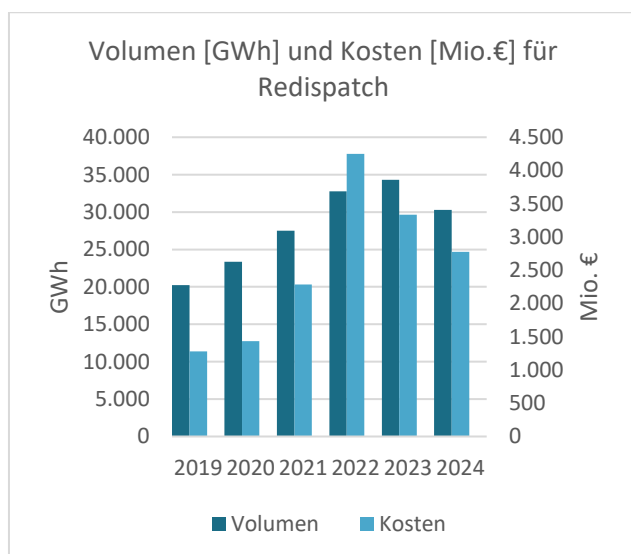


Abbildung 1: Entwicklungen von Redispatch (eigene Darstellung mit Daten von SMARD.de)

Regulatorische Zäsur: § 51 EEG 2025

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für negative Strompreise haben sich in den vergangenen Jahren mehrfach verändert. Mit der jüngsten Reform im Februar 2025 ist eine klare Zäsur eingetreten: Für Neuanlagen entfällt der Vergütungsanspruch bereits ab der ersten negativen Viertelstunde.

Während die frühere Regel Betreibenden ein gewisses Sicherheitspolster bot und kurze Preisspitzen nach unten ohne Folgen blieben, ist dieses Polster nun verschwunden. Die Legislative hat die Schwelle auf null Stunden reduziert: Schon wenn die Preise in einer einzelnen Viertelstunde negativ werden, entfällt der Förderanspruch. Damit folgt das EEG der Marktrealität, denn ab Oktober 2025 wird auch der Day-Ahead-Markt auf 15-Minuten-Zeitintervalle umgestellt (9). Die Abrechnungspraxis und die Förderung greifen künftig auf derselben Zeitbasis.

Bestandsanlagen, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen wurden, sind von den Vergütungskürzungen ausgenommen. Das bedeutet: Betreibende dieser älteren Anlagen erhalten auch bei negativen Preisen die volle EEG-Vergütung. Für neuere Projekte gilt dieser Schutz nicht mehr.

Die Folgen für Betreibende und Investierende sind erheblich:

- Mehr Vergütungsausfälle: Jede negative Viertelstunde kann zu Null-Einnahmen führen.
- Größere Volatilität: Erlösprofile werden unberechenbarer, Projektkalkulationen unsicherer.
- Anpassungsdruck bei Finanzierungen: Banken werden stärker auf Capture-Price-Risiken und Absicherungsstrategien achten.
- Handlungsdruck bei Verträgen: Stromlieferverträge, sogenannte Power-Purchase-Agreements (PPAs), müssen explizite Regelungen zu negativen Preisen enthalten.

Mit der Reform des § 51 EEG hat die Legislative also einen Paradigmenwechsel vollzogen: Negative Preise sind nicht mehr nur ein Risiko für den Markt, sondern werden unmittelbar auf die Förderlogik durchgereicht. Für Betreibende bedeutet das einen Sprung ins kalte Wasser: Wer heute Projekte plant, muss davon ausgehen, dass negative Preise regelmäßig den Förderanspruch mindern – und sich entsprechend absichern.

Ökonomische Folgen für Betreibende

Mit der Verschärfung des § 51 EEG und der steigenden Zahl negativer Preisphasen geraten Betreibende von WEA und PV-Projekten in ein deutlich anspruchsvolleres Umfeld. Die ökonomischen Konsequenzen sind weitreichend und betreffen sowohl die laufende Bewirtschaftung bestehender Anlagen als auch die Kalkulation neuer Projekte.

Anlagen erzielen nicht den Börsenjahresmittelpreis, sondern den sogenannten Marktwert/Capture Price – das ist der durchschnittliche Preis in den eigenen Erzeugungsstunden und kann deutlich vom Marktmittel abweichen. Mit wachsender gleichzeitiger Einspeisung (z. B. an sonnigen Mittagen) sinkt dieser Marktwert: Die Mittagsproduktion drückt die Preise („Kannibalisierung“) bis hin zu negativen Ausreißern; damit erodiert der Market Value von PV/Wind relativ zum Marktpreis (10).

Besonders südorientierte Freiflächen-PV, die zur Mittagszeit die höchste Einstrahlung hat, ist davon betroffen, weil sie genau in den häufig preisschwachen Stunden speist. Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung und vertikale, bifaziale Ost-West-Systeme verteilen die Erzeugung stärker in Morgen- und Abendstunden, glätten so das Profil und können den Marktwert relativ stabilisieren bzw. Curtailment und Integrationskosten reduzieren – im Systemverbund verbessert das die Verwertbarkeit gegenüber rein südorientierten Profilen (11).

Projektfinanzierungen sind traditionell auf stabile Cashflows angewiesen. Negative Preise führen jedoch zu Null-Erlösen in einzelnen Viertelstunden und machen Einnahmeprofile volatiler. Banken reagieren bereits darauf, indem sie in Finanzmodellen stärkere Sensitivitäten für Capture-Price-Risiken fordern und Debt-Service-Coverage-Ratios (DSCR) vorsichtiger kalkulieren. Zudem verlangen Kreditgebende zunehmend Absicherungen durch PPAs, die Preisuntergrenzen

oder Kompensationen vorsehen. Für Investierende steigt damit die Bedeutung einer sorgfältigen Risikomodellierung – Standardannahmen aus den vergangenen Jahren sind nicht mehr ausreichend, um die Finanzierbarkeit eines Projekts zu gewährleisten.

Auch die laufende operative Bewirtschaftung verändert sich. Mit der Einführung des 15-Minuten-Day-Ahead-Marktes ab Oktober 2025 steigt der Druck auf eine präzisere Prognose und kurzfristige Optimierung. Betreibende müssen häufiger entscheiden, ob sie Anlagen aktiv aus dem Markt nehmen, um Verluste zu vermeiden. Gleichzeitig erfordert die viertelstundenbasierte Optimierung automatisierte Tools und eine höhere Reaktionsfähigkeit im Intraday-Handel. Damit wird das Bilanzkreismanagement zu einer Kernkompetenz, die nicht mehr allein als technische Pflichtaufgabe verstanden werden kann, sondern über den wirtschaftlichen Erfolg einer Anlage entscheidet.

Für institutionelle Investierende und Fonds bedeutet die neue Situation, dass Projekte ohne klare Absicherungsmechanismen an Attraktivität verlieren. Bewertungsmodelle müssen angepasst werden, was sich in höheren Risikoaufschlägen für Eigenkapitalrenditen und strengeren Due-Diligence-Prüfungen niederschlägt. Besonders im Fokus stehen Standortanalysen, Erzeugungsprofile und die Integration von Flexibilitätsoptionen. Projekte mit integrierten Speichern oder Hybridlösungen gewinnen an Attraktivität, da sie Erlösprofile stabilisieren und das Risiko negativer Preise abfedern können.

Die ökonomischen Folgen negativer Preise reichen damit weit über kurzfristige Erlösausfälle hinaus. Sie verändern die Finanzierbarkeit von Projekten, die Anforderungen an Betreibende und die Investorenlogik. Wer diese Risiken nicht systematisch adressiert, läuft Gefahr, Projekte zu überbewerten oder Finanzierungen nicht mehr zu erhalten. Umgekehrt gilt: Betreibende, die frühzeitig auf Anpassungen setzen – etwa durch intelligente PPA-Strukturen, Flexibilitäts-

technologien -und professionelle Optimierung –
können sich Wettbewerbsvorteile sichern.

Fortsetzung folgt in der nächsten Ausgabe.

Autor: Jakob Döring

QUELLEN:

- (1) buzer.de (2025). § 51 EEG 2023 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen (a. F./n. F., Stand 25.02.2025). Verfügbar unter: <https://www.buzer.de/gegesetz/11230/al211220-0.htm> (abgerufen am 25.08.2025).
- (2) Wirtschaftsdienst (2017). Negative Strompreise in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2017/heft/4/beitrag/negative-strompreise-in-deutschland.html> (abgerufen am 25.08.2025).
- (3) Bundesnetzagentur (2025). Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2024. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250103_smard.html (abgerufen am 25.08.2025).
- (4) Grant Thornton (2025). Wirtschaftliche Auswirkungen des Solarspitzengesetzes auf Photovoltaik- & Windenergieanlagen an

Land. Verfügbar unter: <https://www.grantthornton.de/themen/2025/wirtschaftliche-auswirkungen-des-solarspitzengesetzes-auf-photovoltaik-windenergieanlagen-an-land/> (abgerufen am 25.08.2025).

(5) pv magazine International (2025). Germany deploys 16.2 GW of solar in 2024. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2025/01/08/germany-deploys-16-2-gw-of-solar-in-2024/> (abgerufen am 25.08.2025).

(6) Reuters (2025). Germany approved 14 GW more wind capacity projects last year, report shows. Verfügbar unter: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/germany-approved-14-gw-more-wind-capacity-projects-last-year-report-shows-2025-01-15/> (abgerufen am 25.08.2025).

(7) Gesetze im Internet (o. J.). § 41a EnWG – Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_41a.html (abgerufen am 25.08.2025).

(8) Statnett (o. J.). Why we have bidding zones. Verfügbar unter: <https://www.statnett.no/en/about-statnett/The-power-system/why-we-have-bidding-zones/> (abgerufen am 25.08.2025).

(9) EPEX SPOT (2025). Market Coupling Steering Committee Aligns on Revised Go-Live Date for 15-Minute MTU in SDAC. Verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/news/market-coupling-steering-committee-aligns-revised-go-live-date-15-minute-mtu-sdac> (abgerufen am 25.08.2025).

Strompreisrückblick

08/2025

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im August 2025 entsprach 7,14 TWh. Somit ist der Produktionswert vergleichbar mit dem Wert von August 2024 (6,63 TWh bzw. 7,71 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat relativ ähnlich geblieben. Der Unterschied liegt bei -8,44 % bzw. -0,66 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 9,94 TWh. Sie ist relativ ähnlich zum Vorjahreswert (9,97 % bzw. 0,90 TWh), und vergleichbar mit dem Niveau des Vormonats Juli (9,64 % bzw. 0,87 TWh).

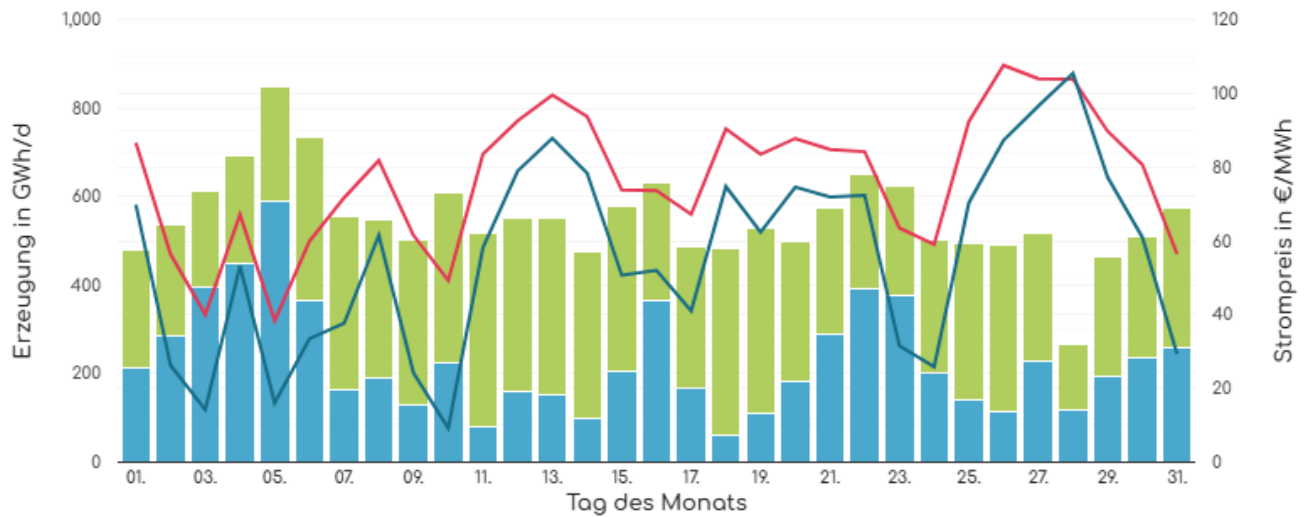
Zusammen speisten Wind und Sonne 17,08 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 12,72 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (848 GWh) wurde am Dienstag, den 05.08., und das Minimum (266 GWh) am Donnerstag, den 28.08. erreicht. Das Maximum von Wind (590 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (437 GWh) fiel auf Montag,

den 11.08.. Das Minimum der Windproduktion (61 GWh) fiel auf Montag, den 18.08.. Das Minimum der Solarproduktion (147 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien. Prozentual gesehen generierte speiste PV 58,20 % in die Gesamtproduktion ein.

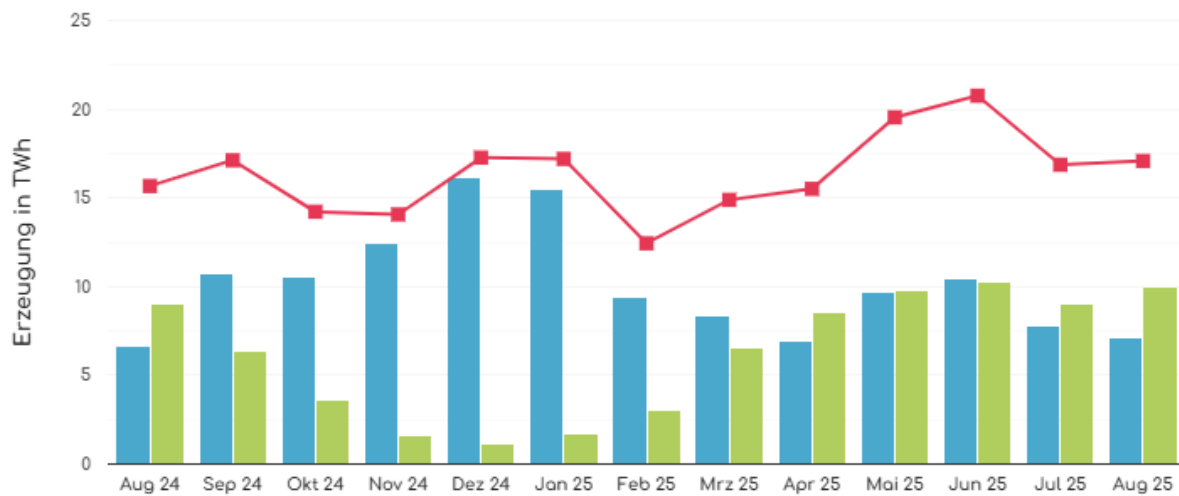
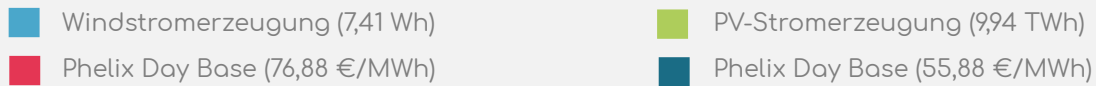
Im August 2025 traten an keinem Tag negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Das Minimum für den Phelix Day Base lag an einem Dienstag, den 05.08. mit 38,34 €/MWh und für den Phelix Day Peak lag das Minimum an einem Sonntag, den 10.08. mit 9,23 €/MWh. Das Maximum trat für den Phelix Day Base an einem Dienstag, den 26.08. und für den Phelix Day Peak an einem Donnerstag, den 28.08. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 107,59 €/MWh und 105,38 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 76,88 €/MWh im Base sowie 55,88 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	76,88 €/MWh	76,88 €/MWh
Maximum	107,59 €/MWh	321,05 €/MWh
Minimum	38,34 €/MWh	-38,73 €/MWh

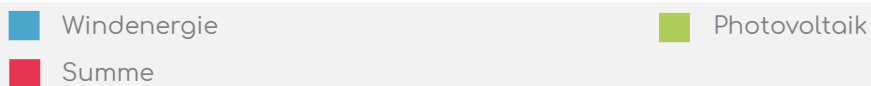
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW



Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW



Meldungen

Encavis übernimmt WP „Sundern-Allendorf“ von PNE

Die PNE AG hat den im Bau befindlichen WP „Sundern-Allendorf“ im Hochsauerlandkreis an die Encavis AG verkauft. Das Projekt umfasst fünf WEA mit einer Gesamtleistung von 34 MW und soll ab 2026 sauberen Strom für rund 22.800 Haushalte liefern. Die Übergabe erfolgt schlüsselfertig. Beide Unternehmen sehen in der Zusammenarbeit einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Während PNE ihre langjährige Erfahrung in der Projektentwicklung einbringt, stärkt Encavis mit dem Zukauf gezielt ihr Windenergieportfolio in Deutschland.

Energiekontor legt neue nachhaltige Unternehmensanleihe für EE-Projekte auf

Die Energiekontor AG gibt eine neue nachhaltige Unternehmensanleihe mit einem Zielvolumen von 15 Mio. € heraus. Sie läuft über acht Jahre und wird jährlich mit 5,5 % verzinst. Das Angebot richtet sich an institutionelle und private Anleger mit einer Mindestzeichnungssumme von 3.000 €. Der Emissionserlös dient der Vorfinanzierung neuer Wind- und PV-Projekte in Deutschland, Großbritannien, Frankreich und Portugal. Interessierte Anleger finden weitere Informationen im Verkaufsprospekt auf der Unternehmenswebsite.

Flender expandiert in Südamerika durch Übernahme von Wärtsilä-Werk

Flender plant, seine Präsenz in Südamerika auszubauen und hat dazu die Übernahme des Getriebeservicegeschäfts von Wärtsilä Brasil Ltda.

vereinbart. Teil der Transaktion ist ein modernes Servicewerk in Cabo de Santo Agostinho, das 2022 eröffnet wurde und als erstes seiner Art in Lateinamerika speziell für Windkraftgetriebe ausgestattet ist. Mit der neuen Tochtergesellschaft Flender Brasil Ltda. soll das Geschäft nach Genehmigung durch die brasilianische Wettbewerbsbehörde übernommen werden, was Ende 2025 oder Anfang 2026 erwartet wird. Flender sieht darin eine strategische Basis, um die bestehende installierte Windkraftkapazität in der Region zu betreuen und künftiges Wachstum abzusichern. Bis zur endgültigen Übernahme werden Flender und Wärtsilä ihre Geschäfte in Brasilien noch getrennt voneinander fortführen.

Kostenlose KI-Fehlerdiagnose für Energieanlagen

Fraunhofer IEE stellt mit dem Energy-Fault-Detector ein kostenloses KI-Tool zur Fehlerdiagnose vor. Es erkennt Anomalien in Echtzeit, nutzt vorhandene SCADA-Daten – ganz ohne zusätzliche Sensorik. Die Python-Bibliothek ist per pip installierbar, flexibel skalierbar und leicht integrierbar. Ein spezielles Modul erlaubt die Analyse per Codezeile aus CSV-Dateien. Dank erklärbarer KI liefert das System auch Hinweise zu Fehlerursachen. Ein kostenloser Demo-Zugang erleichtert den schnellen Einstieg.

Ausbau der Wechselstrom-PV-Anlagen erreicht in Deutschland 100 GW

In Deutschland ist die installierte Wechselstromleistung von PV-Anlagen laut Daten des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE erstmals auf über 100 GW gestiegen. Die Marke bei der installierten Gleichstromleistung wurde bereits zu Beginn des Jahres überschritten. Dennoch liegt der tatsächlich ins Netz eingespeiste Wechselstrom spürbar niedriger. Grund dafür sind technische

Verluste sowie die häufige Unterdimensionierung von Wechselrichtern. Diese werden bewusst kleiner ausgelegt, da PV-Anlagen nur unter optimalen Bedingungen ihre maximale Leistung erreichen. Dies markiert einen wichtigen Meilenstein für den Ausbau der PV-Energie in Deutschland.



NRW fördert PV auf Mehrfamilienhäusern

Nordrhein-Westfalen will die Nutzung von PV auf Mehrfamilienhäusern deutlich steigern. Dafür haben Land, Wohnungswirtschaft und Genossenschaften eine gemeinsame Initiative gestartet. Ziel ist es, Mieterstrommodelle und gemeinschaftliche Versorgungskonzepte stärker zu fördern. Geplant sind neue Beratungsangebote sowie der Abbau bürokratischer Hürden. So sollen bis 2030 viele bislang ungenutzte Dächer in Städten für die PV-Stromproduktion erschlossen werden.

Größtes Repowering-Projekt Europas wurde erfolgreich in Sachsen-Anhalt umgesetzt

Der WP „Elster“ in Sachsen-Anhalt ist nach umfangreichem Repowering wieder in Betrieb gegangen. Die ursprünglichen 50 Enercon-WEA des Typs E-40 wurden durch 16 neue SG 6.6-155 Turbinen von Siemens Gamesa ersetzt. Dadurch konnte die Gesamtleistung des WPs von ca. 30 MW

auf 105,6 MW erhöht werden. Damit ist der WP das größte Repowering-Projekt in Europa und kann voraussichtlich 67.000 Haushalte mit Strom versorgen. Realisiert wurde das Projekt von der VSB-Gruppe aus Dresden. Im Herbst dieses Jahres soll der WP um weitere zwei WEA erweitert werden.

HUSUM WIND 2025 bringt die internationale Windbranche in Husum zusammen

Die HUSUM WIND 2025 findet vom 16. bis 19. September in Husum statt und wird erneut zum internationalen Treffpunkt der Windenergiebranche. Neben der Fachmesse mit rund 600 Ausstellern aus 20 Ländern bietet das Programm Fachvorträge, Networking-Events, Exkursionen sowie Kulturveranstaltungen in der Stadt. Highlights sind unter anderem eine Offshore-Exkursion, ein Festdinner, der HUSUM WIND Lauf, das Woman in Wind Format, ein Musikfestival sowie die Jobmesse WINDCareer für Nachwuchskräfte. In speziellen Themenwelten wie der Future & Innovation Hall oder der Hydrogen Area werden technologische Trends und Innovationen präsentiert. Ergänzend stehen ein breites Unterkunftsangebot und verschiedene Möglichkeiten zur nachhaltigen Anreise zur Verfügung.

KITEPOWER entwickelt mobile Höhenwindkraft

Das 2016 gegründete Start-Up KITEPOWER, das mobile Höhenwindenergieanlagen in Form von Lenkdrachen produziert, startet eine neue Finanzierungsrunde. Die Drachen fliegen in einer Höhe von 250 bis 400 m, was sie besonders platzeffizient und zuverlässig macht. Außerdem ist das System gut zu transportieren und schnell zu installieren, was die Attraktivität für temporäre Anwendungen wie Baustellen steigert. Die Fluggeräte werden auf einer achtförmigen Bahn gelenkt, wodurch der starke Auftrieb des Kites am

Generator in elektrische Leistung umgesetzt wird. Nach etwa 75 Sekunden wechselt das System das Flugverhalten und holt den Drachen wieder ein. Das aktuelle System kommt auf eine durchschnittliche Nennleistung von 30 kW, leistungstärkere Modelle sind jedoch in Planung.



Offshore-WP „Sofia“ mit recycelbaren Rotorblättern

RWE errichtet vor der britischen Küste mit „Sofia“ einen der weltweit größten Offshore-WPs mit 1.400 MW Leistung. Erstmals in Großbritannien werden dabei recycelbare Rotorblätter in großem Umfang eingesetzt. Von 100 Siemens-Gamesa-Turbinen erhalten 50 insgesamt 150 solcher recycelbaren Rotorblätter. Bereits die Hälfte ist installiert, der Rest folgt im Laufe des Jahres. Die neuartige Harztechnologie ermöglicht am Ende der Betriebsdauer eine Trennung und Wiederverwertung der Materialien, etwa in der Automobil- oder Konsumgüterindustrie. RWE sieht darin einen wichtigen Schritt für Nachhaltigkeit und Kreislaufwirtschaft, während Siemens Gamesa die Signalwirkung für die gesamte Branche betont. Die Bauarbeiten sollen 2026 abgeschlossen sein,

dann kann „Sofia“ rechnerisch bis zu 1,2 Millionen Haushalte mit Strom versorgen.

PV-Zubau in Italien geht zurück

Italien hat im ersten Halbjahr 2025 etwa 2,33 GW neue PV-Leistung installiert, was deutlich unter den 3,34 GW im gleichen Zeitraum 2024 liegt. Insgesamt wurden 2024 rund 6,8 GW zugebaut – ein Anstieg gegenüber 5,23 GW im Jahr 2023. Die kumulierte PV-Leistung des Landes lag Ende Juni 2025 bei rund 39,6 GW. Im zweiten Quartal wurden rund 1,1 GW installiert, davon etwa 329 MW im privaten Bereich (bis 20 kW), 342 MW im Gewerbe und Industrie (20 kW – 1 MW). Laut Branchenverband Anie Rinnovabili ist der Zubau in fast allen Segmenten rückläufig – außer bei Anlagen zwischen 1 und 10 MW, die offenbar einfacher genehmigt werden.

US-Zoll stoppt Qcells-Solarimporte wegen Verdacht auf Zwangsarbeit

Die US-Zoll- und Grenzschutzbehörde (CBP) hat eine unbekannte Menge an Solarzellen des südkoreanischen Unternehmens Qcells zurückgehalten. Grundlage dafür ist der „Uyghur Forced Labor Prevention Act“ (UFLPA), der Einfuhren verhindern soll, die mit mutmaßlicher Zwangsarbeit in der chinesischen Region Xinjiang in Verbindung stehen. Qcells weist den Vorwurf zurück, chinesische Materialien zu verwenden und kooperiert mit den Behörden, um die Lieferketten offenzulegen. Es handelt sich um den ersten bekannten Fall einer solchen Beschlagnahmung von Elektronik aus Südkorea seit Inkrafttreten des Gesetzes. Die Maßnahme könnte die kurzfristige Versorgung der US-Solarindustrie mit Zellen zusätzlich unter Druck setzen.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/05/2025	01/07/2025
Gebotsvolumen	3,45 GW	2,27 GW
Zulässiger Höchstwert	7,35 ct/kWh	6,80 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	6,94 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	6,47 ct/kWh	4,00 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	6,83 ct/kWh	4,84 ct/kWh

Quelle Wind: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
Quelle PV Freiflächen: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,96 %	01/09/2025
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,44 %	01/09/2025
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,29 %	01/09/2025

Quelle: <https://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionenanzeiger/Net/Konditionen-Anzeiger>

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,65 %	31/07/2025
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,65 %	31/07/2025
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	3,65 %	31/07/2025

Quelle: <https://www.rentenbank.de/foerderangebote/konditionen>



Impressum

4initia GmbH
Reinhardtstraße 29
DE-10117 Berlin

Tel.: +49 30 27 87 807-0
Fax: +49 30 27 87 807-50
E-Mail: info@4initia.de

www.4initia.de

Verantwortlich für diesen Newsletter gemäß
§ 5 DDG, § 18 MStV:
Torsten Musick

Redaktionsschluss: 01.09.2025