

Drei Mythen der Energiewende – ein Faktencheck

Strompreiserückblick: April 2026

Meldungen

Erneuerbare Energien decken erstmals gesamten Stromzuwachs

Diehl Gruppe erwirbt ein 24-MW-Windparkprojekt in Rheinland-Pfalz

Globaler PV-Boom: Neue Rekorde im weltweiten Energiemarkt

Vestas stärkt Bulgariens Windkraft Infrastruktur mit 70 MW-Auftrag

Baustart für 100-MWh-Großbatteriespeicher in Marbach stärkt Netzstabilität

Nordex gewinnt 80-MW-Windenergieauftrag in Spanien

21 MW gesichert: ENOVA steigt in das WP-Projekt „Thüle“ ein

PV-Ausbau in Mecklenburg-Vorpommern: Erweiterung der Flächenkontingente

UKA bringt zweiten WP in Schleswig-Holstein ans Netz

PV-Großprojekt mit dezentralem Speicher startet in Baden-Württemberg

Windenergie in Deutschland mit starkem Zuwachs im ersten Quartal 2026

Türkei baut größte Batteriespeicher-Pipeline Europas

LEITARTIKEL

Der folgende Leitartikel wurde mit Unterstützung von KI erstellt und anschließend redaktionell geprüft und überarbeitet.

Drei Mythen der Energiewende – ein Faktencheck

Die öffentliche Debatte zur Energiewende wird seit Jahren von wenigen, sehr persistenten Behauptungen geprägt. Drei davon betreffen die CO₂-Bilanz von Windenergie und Photovoltaik sowie die Kosten neuer Kernkraftwerke. Eine fachlich belastbare Einordnung sollte sich auf aktuelle Primärquellen stützen, nicht auf veraltete Annahmen oder pauschale Zuspitzungen.

Mythos 1: Windenergie emittiert in Bau und Herstellung mehr CO₂ als sie im Betrieb einspart.

Diese Aussage ist nach heutigem Kenntnisstand nicht haltbar. Die UNECE weist in ihrer integrierten Lebenszyklusanalyse für Onshore-Wind Treibhausgasemissionen von 7,8 bis 16 g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde aus; für Onshore-Wind in Europa nennt der Bericht einen Mittelwert von 12,4 g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde (1).

Auch die nationale Datengrundlage bestätigt diese Größenordnung. Die im Auftrag des Umweltbundesamtes erstellte Aktualisierung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aus dem Jahr 2021 weist für eine Onshore-Windenergieanlage (WEA) über den gesamten Lebenszyklus 7,9 g CO₂-Äquivalente je Kilowattstunde an einem Starkwindstandort und 10,6 g/kWh an einem Schwachwindstandort aus (2).

Zum Vergleich mit dem Stromsystem insgesamt: Pro Kilowattstunde des in Deutschland

verbrauchten Stroms wurden im Jahr 2024 nach der aktuellen Berechnung des Umweltbundesamtes durchschnittlich 353 g CO₂ emittiert (3). Moderne Onshore-Windenergie liegt damit um den Faktor 33 (Schwachwindstandort) bis 45 (Starkwindstandort) unter dem deutschen Strommix; gegenüber Braunkohlestrom mit nach UNECE bis zu 1.095 g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde ergibt sich der Faktor rund 100.



Auch energetisch ist die Behauptung widerlegt. Aktuelle Onshore-WEA der 6-MW-Klasse amortisieren ihren kumulierten Energieaufwand für Herstellung, Errichtung, Betrieb und Rückbau nach den ISO-konformen, extern kritisch geprüften Lebenszyklusanalysen ihrer Hersteller in rund einem halben Jahr. Belegt etwa für Vestas EnVentus V150-6.0 MW – 5,6 Monate Energy-Payback-Time bei mittleren Windbedingungen, Erntefaktor 41; Vestas EnVentus V162-6.2 MW – 6,5 Monate bei Schwachwindbedingungen, Erntefaktor 37. Eine moderne Onshore-WEA liefert damit über ihre Lebensdauer rund das 40-Fache der zu ihrer Errichtung aufgewendeten Energie (4).

Konkretes Rechenbeispiel: Eine 6-MW-Anlage mit 2.700 Volllaststunden erzeugt jährlich 16,2 GWh Strom. Bei einem Lebenszyklus-Emissionswert von 10,6 g CO₂/kWh (UBA-Schwachwindstandort) verursacht sie selbst rund 172 t CO₂ pro Jahr; gegenüber dem deutschen Strommix von 353 g/kWh vermeidet sie damit netto rund 5.500 t CO₂ jährlich. Über eine angenommene Lebensdauer von 25 Jahren entspricht das etwa 137.000 t vermiedene CO₂-Emissionen.

Mythos 2: Photovoltaik verbraucht in der Herstellung mehr Energie, als sie später liefert.

Auch diese Behauptung entspricht nicht mehr dem Stand der Technik. Der Photovoltaics Report des Fraunhofer ISE weist für Dachanlagen mit kristallinen Siliziummodulen aus chinesischer Produktion (19,9 % Wirkungsgrad) energetische Amortisationszeiten von 1,0 bis 1,3 Jahren an europäischen Standorten aus (5).

Internationale Lebenszyklusanalysen bestätigen, dass Photovoltaik über den Lebenszyklus deutlich unter den Emissionen fossiler Stromerzeugung liegt. Die UNECE weist eine Bandbreite von 8,0 bis 83 g CO₂-Äquivalent pro Kilowattstunde aus, je nach Technologie und Region (6).

Entscheidend ist die technologische Entwicklung: Höhere Wirkungsgrade, sinkender Materialeinsatz und effizientere Produktionsprozesse haben die energetische Bilanz moderner PV-Systeme deutlich verbessert. Die UBA-Aktualisierung von 2021 weist für PV-Anlagen in Deutschland Energierücklaufzeiten von 0,9 bis 2,1 Jahren aus. Bewertungen aus den 1990er-Jahren beschreiben den heutigen Anlagenbestand deshalb nicht mehr angemessen (7).

Mythos 3: Atomstrom ist günstiger als Wind- oder Solarstrom.

Diese Aussage ist in ihrer Pauschalität mit der aktuellen Datenlage nicht vereinbar. Die Fraunhofer-ISE-Studie zu Stromgestehungskosten weist für Deutschland 2024 für PV-Freiflächenanlagen 4,1 bis 6,9 ct/kWh, für Onshore-Wind 4,3 bis 9,2 ct/kWh und für neue Kernkraftwerke 13,6 bis 49,0 ct/kWh aus (8).

Damit übersteigt die Bandbreite neuer Kernkraftwerke selbst am unteren Ende (13,6 ct/kWh) den oberen Rand der Erneuerbaren-

Bandbreite – PV-Freiflächen (4,1-6,9 ct/kWh) und Onshore-Wind (4,3-9,2 ct/kWh) – um knapp 50 %; am oberen Ende (49,0 ct/kWh) liegt sie um den Faktor zwölf über den günstigsten PV-Freiflächen-Projekten. Diese Einordnung betrifft Neubauprojekte und ist nicht auf abgeschriebene Bestandsanlagen übertragbar. Folgekosten für Rückbau und Endlagerung sind in den ausgewiesenen LCOE neuer Kernkraftwerke nicht vollständig abgebildet (9).



Auch internationale Großprojekte stützen diese Bewertung. Für den Reaktor Hinkley Point C wurde durch das britische Energieministerium und EDF im Oktober 2013 ein Contract-for-Difference mit einem Strike Price von 92,50 £/MWh auf Preisbasis 2012 für eine Laufzeit von 35 Jahren festgelegt; der Wert wird über den britischen Verbraucherpreisindex inflationsindexiert und lag im Jahr 2025 nach den im CfD-Register dokumentierten Werten bei rund 133 £/MWh (10).

Hinzu kommen erhebliche Realisierungsrisiken. EDF hat im Februar 2026 die voraussichtliche Inbetriebnahme von Unit 1 auf 2030 verschoben und die Investitionskosten von ursprünglich 18 Mrd. £ auf 35 Mrd. £ in Preisen von 2015 (rund 48,7 Mrd. £ in heutigen Preisen) korrigiert. (10) In den Vereinigten Staaten gingen die Reaktoren Vogtle 3 und 4 (zusammen 2.234 MW) im Juli 2023 bzw. April 2024 mit rund sieben Jahren Verzögerung in den kommerziellen Betrieb; die Endkosten von rund 35 Mrd. USD übertrafen das ursprüngliche, 2008 von der Georgia Public Service Commission zertifizierte Budget von rund 14 Mrd. USD um den Faktor 2,5 (11).

Einordnung

Die heutige Datenlage spricht klar dafür, dass Windenergie und Photovoltaik aus Klima- und Kostensicht tragende Säulen eines wirtschaftlichen Stromsystems sind. Neue Kernkraftwerke können energiepolitisch im Einzelfall anders bewertet werden, sind in den aktuell verfügbaren Kostenvergleichen und Großprojekten jedoch mit hohen Investitionssummen, langen Realisierungszeiten und erheblichen Umsetzungsrisiken verbunden.

Wer die Energiewende technisch oder ökonomisch debattiert, sollte sich auf aktuelle, methodisch nachvollziehbare Primärquellen stützen. Gerade für ein Ingenieurbüro mit fachlichem Anspruch gilt: Souveränität entsteht nicht durch Zuspitzung, sondern durch Präzision.

Überarbeitet von: Torsten Musick

QUELLEN:

(1) UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) (2022). Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. Verfügbar unter: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf (aufgerufen am: 28.04.2026)

(2) Umweltbundesamt (2021). Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktualisierung-bewertung-der-oekobilanzen-von> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(3) Umweltbundesamt (2026). CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom 2025 nur leicht gesunken. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2025-nur> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(4) Vestas Wind Systems A/S (o. J.). Life Cycle Assessments für die EnVentus-Plattform – V150-6.0 MW und V162-6.2 MW. Methodik nach ISO 14040/14044, kritische Prüfung durch das Institute of Environmental Sciences (CML), Universität Leiden. Verfügbar unter: <https://www.vestas.com/en/sustainability/environment/lifecycle-assessments> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(5) Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (laufend aktualisiert). Photovoltaics Report. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/p-hotovoltaics-report.html> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(6) UNECE (United Nations Economic Commission for Europe) (2022). Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources. Abschnitt 6 (Photovoltaik). Verfügbar unter: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf (aufgerufen am: 28.04.2026)

(7) Hengstler, J. et al. (Umweltbundesamt) (2021). Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen. (UBA Climate Change 35/2021). Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/aktualisierung-bewertung-der-oekobilanzen-von> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(8) Fraunhofer ISE (Hauptautor: Dr. Christoph Kost) (2024). Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (aufgerufen am: 28.04.2026)

(9) KENFO – Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung (2024). Geschäftsbericht 2024. Verfügbar unter: <https://www.kenfo.de> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(10) UK Government, Department for Energy Security and Net Zero (2013). Hinkley Point C – Contract for Difference. Aktueller indexierter Strike Price im CfD-Register der Low Carbon Contracts Company. Verfügbar unter: <https://register.lowcarboncontracts.uk/NUC-HPC-198> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(11) EDF (2026). Universal Registration Document / Annual Financial Report 2025. Veröffentlicht 20. Februar 2026. Verfügbar unter: <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/finance> (aufgerufen am: 28.04.2026)

(12) Southern Company (2025). Form 10-K für das Geschäftsjahr 2024, eingereicht bei der U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), Februar 2025. Verfügbar unter: <https://sec.gov/Archives/edgar/data/0000092122/00000921222500018/so-20241231.htm> (aufgerufen am: 28.04.2026)

Strompreisrückblick

04/2026

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im April 2026 entsprach 9,62 TWh. Die Produktion lag über dem Wert von April 2025 (2,65 TWh bzw. 38,13 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat gesunken. Der Unterschied liegt bei -14,80 % bzw. -1,67 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 9,69 TWh. Damit war sie ähnlich zum Vorjahreswert (1,16 % bzw. 13,68 TWh), und über dem Niveau des Vormonats Februar (31,61 % bzw. 2,33 TWh).

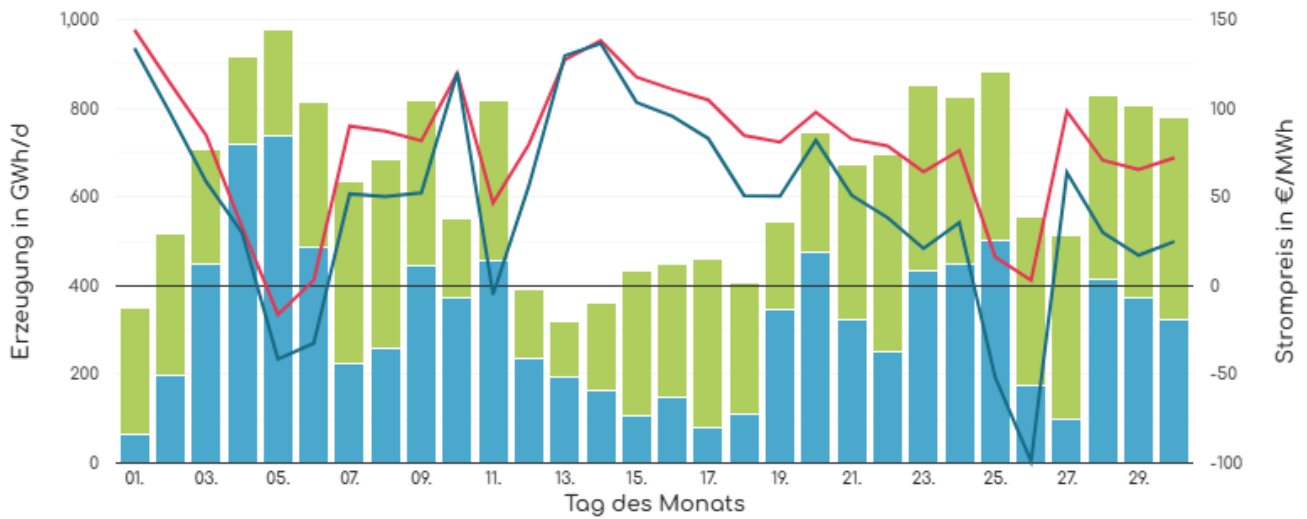
Zusammen speisten Wind und Sonne 19,31 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 26,24 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (977 GWh) wurde am Sonntag, den 05.04., und das Minimum (319 GWh) am Montag, den 13.04. erreicht. Das

Maximum von Wind (636 GWh) fiel hierbei auf den gleichen Tag wie die maximale Gesamtproduktion. Das Maximum von PV (456 GWh) fiel auf Donnerstag, den 30.04.. Das Minimum der Windproduktion (52 GWh) fiel auf Mittwoch, den 01.04.. Das Minimum der PV-Produktion (125 GWh) fiel auf den gleichen Tag wie das Minimum der zusammen eingespeisten Technologien. Prozentual gesehen speisten Wind und Solar nahezu gleich viel ein – PV war mit 50,18 % gegenüber Wind mit 49,82 % minimal führend.

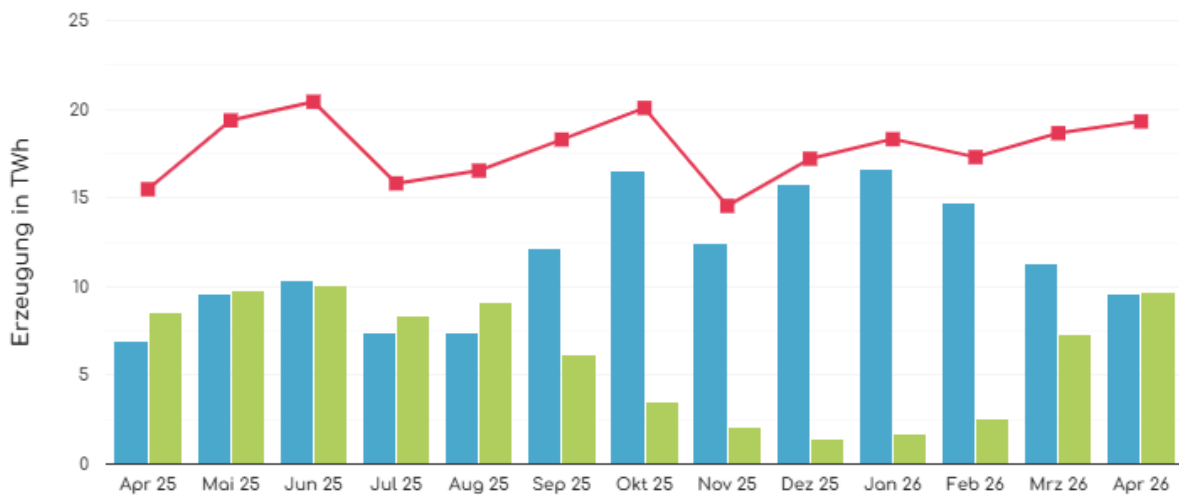
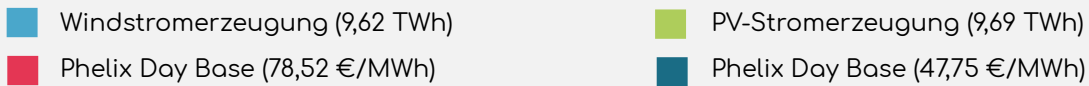
Im April 2026 traten negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Mittwoch, den 25.03. mit 37,68 €/MWh und 36,92 €/MWh. Auch die Maxima fielen auf den gleichen Tag (Mittwoch, den 04.03.). Somit lag der Phelix Day Base bei 147,40 €/MWh und der Phelix Day Peak bei 142,06 €/MWh auf. Die Monatsmittelwerte lagen bei 78,52 €/MWh im Base sowie 47,75 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	78,52 €/MWh	75,86 €/MWh
Maximum	144,21 €/MWh	297,02 €/MWh
Minimum	-16,34 €/MWh	-690,38 €/MWh

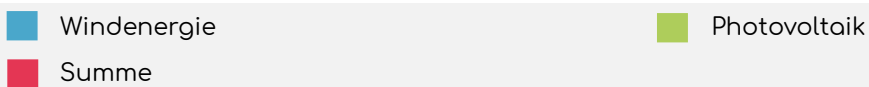
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

21 MW gesichert: ENOVA steigt in das WP-Projekt „Thüle“ ein

ENOVA hat die Projektrechte für drei von sechs geplanten WEA im WP „Thüle“ im Landkreis Cloppenburg übernommen. Parallel dazu wurde auch die Finanzierung des Vorhabens abgeschlossen, womit sich das Unternehmen ein weiteres Projekt des Partners Jade Concept sichert. Im WP haben die Bauarbeiten für insgesamt sechs Nordex-Anlagen des Typs N175 mit jeweils 6,8 MW bereits begonnen. Drei der Anlagen werden künftig von lokalen Grundstückseigentümern betrieben, die übrigen drei verantwortet ENOVA. Mit dem Einstieg sichert sich ENOVA damit 21 MW eigene Leistung im Projekt. Die IBN der unternehmenseigenen Anlagen ist für den Herbst 2027 vorgesehen. Ab diesem Zeitpunkt sollen jährlich mehr als 65 GWh grüner Strom erzeugt werden. Das Projekt baut auf der bereits bestehenden Zusammenarbeit zwischen ENOVA und Jade Concept auf und stärkt die Präsenz von ENOVA im norddeutschen Onshore-Windmarkt.

Diehl Gruppe erwirbt ein 24-MW-Windparkprojekt in Rheinland-Pfalz

Die Diehl Metall Stiftung & Co. KG hat ein Windparkprojekt in Rheinland-Pfalz erworben. Nach Fertigstellung wird der WP aus vier WEA mit einer Gesamtleistung von rund 24 MW bestehen. Das Projekt der JUWI GmbH verfügt bereits über eine genehmigungsrechtliche Freigabe. Im Zuge der Übernahme des Projekts im rheinland-pfälzischen Gundersweiler wurde auch die zugehörige Projektgesellschaft übernommen, die für die Umsetzung verantwortlich ist. Da sowohl der Netzanschluss gesichert als auch die Flächensicherungen abgeschlossen sind, ist von einer zeitnahen Realisierung des WPs auszugehen.

UKA bringt zweiten WP in Schleswig-Holstein ans Netz

Der Energieparkentwickler UKA hat mit dem WP „Fehrenbötel“ sein zweites Projekt in Schleswig-Holstein erfolgreich in Betrieb genommen. Die Anlage besteht aus drei WEA und versorgt rund 17.000 Haushalte mit grünem Strom, wodurch jährlich etwa 24.000 t CO₂ eingespart werden. Der Netzanschluss verzögerte sich aufgrund von Arbeiten am Umspannwerk „Wahlstedt“, konnte aber im März 2026 realisiert werden. Zusammen mit dem bereits Ende 2025 gestarteten WP „Reher“ hat UKA innerhalb kurzer Zeit eine Gesamtleistung von rund 30 MW ans Netz gebracht. Die Projekte sind Teil einer umfangreichen Projektpipeline an Wind-, Solar- und Speicherprojekten des Unternehmens in Deutschland.



PV-Ausbau in Mecklenburg-Vorpommern: Erweiterung der Flächenkontingente

Mecklenburg-Vorpommern verdoppelt das Kontingent für PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Arealen von 5.000 auf 10.000 ha. Die Landesregierung verbindet die Ausweitung mit neuen Kriterien, die den Ausbau stärker steuern sollen: Vorrang haben versiegelte Flächen und stillgelegte Deponien, während hochwertige Böden, Moore und Schutzgebiete tabu bleiben. Zugleich wird die kombinierte Nutzung mit Windenergie, Biogas, Elektrolyseuren

oder Speichern ausdrücklich gefördert. PV-Parks auf Agrarflächen sind nur möglich, wenn sie klaren öffentlichen Interessen dienen, etwa durch netzdienliche Speicher, regionale Stromlieferung oder Einbindung in Wärme- und Wasserstoffkonzepte. Neu sind zudem strengere Vorgaben zur Bodenwertigkeit, Flächenbegrenzung und zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürgern. Agri-PV bleibt vom Zielabweichungsverfahren ausgenommen, sofern die landwirtschaftliche Nutzung dauerhaft gesichert ist.

PV-Großprojekt mit dezentralem Speicher startet in Baden-Württemberg

Im baden-württembergischen Weissach im Tal entsteht derzeit gemeinsam von Sigenergy, Arausol und Memodo die wohl derzeit größte PV-Anlage mit dezentralen Batteriespeichern. Das Projekt soll eine Leistung von 11,6 MW erreichen und wird mit einer Speicherkapazität von insgesamt 20 MWh ausgestattet, verteilt auf 1660 Batteriemodule. Die Anlage nutzt eine DC-gekoppelte Architektur, bei der Solarstrom ohne zusätzliche Umwandlung direkt in die Batterien gespeichert werden kann, während die Einspeisung ins Netz später erfolgt. Dadurch ist eine höhere Auslegung der PV-Leistung möglich, obwohl der Netzanschluss auf 8,8 MW begrenzt ist. Sigenergy liefert die Speicher und weitere elektrische Komponenten, Arausol übernimmt Bau und Unterkonstruktion, Memodo die Beschaffung.

Windenergie in Deutschland mit starkem Zuwachs im ersten Quartal 2026

Im ersten Quartal 2026 ist die Zahl der in Betrieb genommenen WEA in Deutschland im Vergleich zum Vorjahreszeitraum deutlich gestiegen. In den ersten drei Monaten des Jahres gingen insgesamt 228 WEA mit einer Leistung von 1,5 GW ans Netz. Dies entspricht einem Zuwachs von nahezu 50 %. Während im ersten Quartal 2025 keine neuen

Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb genommen wurden, konnten im laufenden Jahr bereits 36 Offshore-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 468 MW fertiggestellt werden. Besonders Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen verzeichneten einen starken Ausbau: In beiden Bundesländern wurden von Januar bis März jeweils über 300 MW neue Windenergieleistung installiert.

Vestas stärkt Bulgariens Windkraft-Infrastruktur mit 70 MW-Auftrag

Tessa Green Energy hat dem dänischen Windkraftanlagen-Hersteller Vestas einen Auftrag über 70 MW für den bulgarischen WP „Strazhitsa“ erteilt. Geliefert werden elf EnVentus V162-6.4 MW Turbinen, ergänzt durch einen langfristigen AOM-5000 Servicevertrag zur technischen Betriebsführung. Die Auslieferung soll im ersten Quartal 2027 starten, die IBN ist für das zweite und dritte Quartal 2027 geplant. Das Projekt gilt als wichtiger Impuls für die Wiederbelebung der Windenergie in Bulgarien und stärkt die Energieunabhängigkeit des Landes. Vestas ist seit 2007 im Markt aktiv und zählt mit über 360 MW installierter Leistung zu den führenden Anbietern. Die Vestas-Aktie hat sich seit dem Tief im Mai 2025 deutlich erholt und liegt aktuell bei rund 27 Euro.

Globaler PV-Boom: Neue Rekorde im weltweiten Energiemarkt

Die weltweite PV hat 2025 einen historischen Wachstumssprung gemacht, sodass insgesamt 2.778 TWh Strom erzeugt wurden. Das sind 30 % mehr als im Vorjahr und somit der stärkste Zuwachs seit acht Jahren. Mehr als die Hälfte dieses Anstiegs stammt aus China, gefolgt von den USA und der EU. Seit 2015 hat sich die globale PV-Stromproduktion verzehnfacht. Damit hat die PV 2025 erstmals die Windenergie überholt und wird laut Ember-Analysten 2026 auch die Atomkraft übertreffen. Parallel wurden 647 GW neue PV-Leistung installiert, begleitet von einem starken Ausbau der Batteriespeicher, die bereits 14 % der

zusätzlich erzeugten Strommenge verschieben können. Durch dieses Wachstum hätten alle weltweiten PV-Anlagen rechnerisch den gesamten Bedarf der EU vollständig decken können, während die fossile Stromerzeugung erstmals seit der Corona-Krise leicht zurückging. Besonders China und Indien reduzierten ihren Fossilstrom, was ein klarer Hinweis auf den globalen Strukturwandel hin zu sauberer Energie ist.

Türkei baut größte Batteriespeicher-Pipeline Europas

Die Türkei hat sich still und leise zur Vorreiterin im europäischen Energiespeicherbereich entwickelt: Seit 2022 schreibt das Land vor, neue Wind- und PV-Parks mit Batteriekapazitäten in gleicher Größe zu koppeln. Diese Vorgabe löste Anträge über insgesamt 221 GW aus, davon sind bereits 33 GW genehmigt – ein Volumen, das führende EU-Speichermärkte wie Deutschland und Italien mit je rund 12 bis 13 GW deutlich übertrifft. Die Pipeline der Türkei entspricht 83 % der aktuellen Wind- und PV-Kapazität des Landes. Flankiert wird diese Entwicklung durch den PV-Park „Kalyon Karapınar“, der mit rund 3,5 Mio. PV-Modulen auf ca. 20 Mio. m² als größte PV-Anlage Europas gilt und seit 2023 Strom ins Netz einspeist. Experten sehen die Türkei auf dem Weg, sich als regionaler Energie-Hub zu positionieren – vorausgesetzt, die Speicherprojekte werden konsequent umgesetzt und das Stromnetz weiter modernisiert.

Nordex gewinnt 80-MW-Windenergie-auftrag in Spanien

Die Nordex Group hat in Spanien einen neuen Auftrag für einen Onshore-WP mit einer anfänglichen Leistung von 80 MW erhalten. Geplant ist der Einsatz von 13 modernen WEA, die zusätzlich über einen langfristigen Wartungsvertrag von 20 Jahren abgesichert werden. Das Projekt bietet außerdem die Möglichkeit, die Kapazität später um weitere 40 MW zu erhöhen, wodurch insgesamt bis zu 120 MW erreicht werden könnten. Der Baubeginn ist für 2027 vorgesehen,

während die vollständige IBN gegen Ende desselben Jahres erwartet wird, wobei der genaue Standort und Auftraggeber nicht öffentlich gemacht wurden.

Erneuerbare Energien decken erstmals gesamten Stromzuwachs

Laut der Studie „Global Electricity Review“ des Energie-Thinktanks Ember hat der globale Strommarkt 2025 einen historischen Wendepunkt erreicht: erstmals wurde der komplette Zuwachs des weltweiten Strombedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt. Dadurch blieb die fossile Stromerzeugung erstmals seit Jahren stabil. Haupttreiber dieser Entwicklung war die Solarenergie, deren Produktion deutlich zulegte und inzwischen den Großteil des Nachfrageanstiegs abdeckt. Gemeinsam mit der Windkraft kam nahezu der gesamte Nachfragezuwachs aus erneuerbaren Quellen. Gleichzeitig überholten Erneuerbare Energien erstmals die Kohle im globalen Strommix.

Baustart für 100-MWh-Großbatteriespeicher in Marbach stärkt Netzstabilität

Der Energiekonzern EnBW hat mit dem Bau eines Großbatteriespeichers am Standort Marbach begonnen. Die Anlage soll über eine Speicherkapazität von 100 MWh verfügen und bis Ende 2026 in Betrieb gehen. Angeschlossen wird der Speicher an das Übertragungsnetz von TransnetBW. Ziel ist es, die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie besser mit dem aktuellen Bedarf auszugleichen. EnBW sieht Batteriespeicher als zentralen Bestandteil der Energiewende und als Ergänzung zu erneuerbaren Anlagen sowie flexiblen Kraftwerken. Durch den Ausbau solcher Speicherlösungen soll die zunehmende Volatilität im Energiesystem technisch abgefedert werden. Der Standort Marbach wird damit weiter als wichtiger Energieinfrastruktur-Knoten ausgebaut.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/02/2026	01/12/2025
Gebotsvolumen	3,45 GW	2,33 GW
Zulässiger Höchstwert	7,25 ct/kWh	6,80 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,64 ct/kWh	5,30 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	5,19 ct/kWh	4,40 ct/kWh
Mengewichteter Durchschnitt	5,54 ct/kWh	5,00 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	4,08 %	01/05/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,47 %	01/05/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,34 %	01/05/2026

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,15 %	21/04/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,30 %	21/04/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,10 %	21/04/2026

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: 01.05.2026