

Projektpipelines im Windenergiemarkt: Zwischen Planung, Umsetzung und Netzengpässe

Strompreistrückblick: Juni 2026



Meldungen

Weltgrößte PV-Anlage auf
Stadiondach

Offshore-Windbranche fordert
Rückgabeoption blockierter
Flächen

PNE nimmt WP „Gnutz Ost“ mit
18 MW in Betrieb

112 MW-Zuwachs: Vestas
expandiert im französischen
Windenergiemarkt

Leipzig treibt Wärmewende mit
Solarthermie voran

Baubeginn für acht WEA in
Buckow

ENERTRAG kündigt
Investitionsprogramm in
Frankreich an

USA: PV-Energie überholt
erstmalig Kohle

INTERSOLAR EUROPE2026:
VSB stellt PV-Projekte vor

Energieautarke
Landwirtschaft in Gerbach

Nordex gewinnt Großaufträge
in den USA und Aktie steigt

Förderfreier PV-Park von
Maxsolar geht mit 76 MW
Leistung in Betrieb

Projektpipelines im Windenergiemarkt: Zwischen Planung, Umsetzung und Netzengpässen

Viele Marktteilnehmer weisen Projekte bereits in frühen Entwicklungsphasen als Teil ihrer Projektpipeline aus. Als Projektpipeline werden dabei sämtliche Vorhaben bezeichnet, an denen ein Unternehmen arbeitet – vom frühen Flächensicherungsstadium bis zur baureifen Anlage. Diese Praxis ist grundsätzlich nachvollziehbar, erschwert jedoch die Einordnung, welcher Anteil der Projekte tatsächlich kurzfristig realisierbar ist. Branchendaten zeigen weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen genehmigten, bezuschlagten und letztlich realisierten Kapazitäten (1, 2). Bezuschlagt bedeutet, dass ein Projekt in einer EEG-Ausschreibung einen Förderanspruch erhalten hat. Realisiert ist ein Projekt erst dann, wenn die Anlage tatsächlich errichtet und in Betrieb genommen wurde.

Ein Grund für diese Diskrepanz liegt in der ökonomischen Logik der Projektentwicklung. Aus Unternehmenssicht besitzen auch frühe Projektstadien einen wirtschaftlichen Wert. Projekte können weiterentwickelt, gemeinsam mit Partnern strukturiert oder veräußert werden. Auch vertragliche Modelle, bei denen ein Teil des Kaufpreises erst bei späteren Entwicklungserfolgen fällig wird, spielen dabei eine Rolle. Deshalb ist nicht allein die Zahl der realisierten Projekte relevant, sondern auch die Qualität und der Reifegrad der Pipeline (1, 2).

Solche früh gesicherten Projektbestände führen zugleich zu einer langfristigen Bindung von Flächen. Der Wettbewerb um geeignete Standorte

ist dabei ein prägender Faktor des Marktes: In einem fragmentierten Umfeld werden Flächen häufig frühzeitig gesichert, um Entwicklungsmöglichkeiten offen zu halten. Für einzelne Unternehmen schafft diese Strategie wertvolle Optionen. Aus Sicht des Gesamtsystems kann sie jedoch dazu führen, dass Flächen über längere Zeit reserviert bleiben, ohne dass zeitnah Klarheit über ihre tatsächliche Realisierbarkeit entsteht. Verschärft wird dies dadurch, dass zwischen theoretisch verfügbaren und tatsächlich nutzbaren Flächen erhebliche Unterschiede bestehen (3, 4). Nach Anwendung realer Restriktionen wie Artenschutzanforderungen, Siedlungsabständen oder militärischen Belangen schrumpft das tatsächlich verfügbare Potenzial deutlich – auch weil im Rahmen der Flächenausweisung noch nicht alle relevanten Restriktionen in ihrer Gesamtheit in die Bewertung der Flächeneignung einfließen. In der Projektpraxis erhöht dies das Risiko, dass Vorhaben im weiteren Verlauf angepasst oder aufgegeben werden müssen. Es entsteht ein Spannungsfeld zwischen unternehmerischer Planungssicherheit und einer möglichst effizienten Nutzung knapper Flächenressourcen (3, 4).



Die aktuellen Marktdaten verändern jedoch die Einordnung dieser entwicklungsseitigen Perspektive. Während in der Vergangenheit häufig ein Mangel an genehmigten Projekten als zentrales Hindernis für den Ausbau der Windenergie galt, zeigt sich inzwischen ein anderes Bild. Das Jahr 2025 markierte mit mehr als

20 GW neu genehmigter Leistung einen historischen Höchststand (1, 5). Auch die Inbetriebnahmen stiegen deutlich an. Gleichzeitig zeigt der Vergleich mit den gesetzlichen Ausbauzielen, dass höhere Genehmigungszahlen allein nicht ausreichen: Um das Ziel von 115 GW Onshore-Windleistung bis 2030 zu erreichen, müsste der jährliche Zubau deutlich über dem Niveau von 2025 liegen (5). Die Differenz zwischen genehmigten, bezuschlagten und tatsächlich realisierten Projekten bleibt somit bestehen. Vieles spricht deshalb dafür, dass sich der zentrale Engpass zunehmend von der Projektentwicklung zur Umsetzung verlagert (1, 2, 5).

Zunehmend rücken regulatorische und infrastrukturelle Aspekte in den Vordergrund. Zwar konnten Genehmigungsverfahren in den vergangenen Jahren beschleunigt werden, gleichzeitig verschiebt sich der Flaschenhals zunehmend in Richtung Netzanschluss und Netzintegration (1, 5, 6). Eine aktuelle AFRY-Studie zu Verteilnetz-Warteschlangen zeigt für Deutschland erhebliche Rückstände bei Anschlussbegehren – technologieübergreifend sowohl bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen als auch bei Batteriespeichern. Dies deutet darauf hin, dass nicht mehr allein Genehmigungen, sondern zunehmend auch Netzkapazitäten und Anschlussprozesse die Geschwindigkeit des Ausbaus begrenzen (5, 6).

Auch die Dynamik der Ausschreibungen hat sich zuletzt deutlich verändert. Nach Jahren teilweise unterzeichneter Ausschreibungen hat sich das Bild seit 2025 spürbar gedreht (2, 7). Ausschreibungen für Windenergie an Land sind inzwischen wieder deutlich überzeichnet, also mehr Gebote eingereicht werden als Leistung ausgeschrieben wurde (7). Langfristige Auswertungen zeigen jedoch weiterhin, dass weder jedes ausgeschriebene Volumen vollständig bezuschlagt noch jedes bezuschlagte Projekt innerhalb der vorgesehenen Fristen realisiert wird. Eine erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibungen ist deshalb noch keine Garantie für die spätere Umsetzung (2).

Ein bedeutender Teil der Projektpipelines entfällt zudem auf Repowering-Vorhaben. Modernere und leistungsstärkere Anlagen am bestehenden Standort können die Stromerzeugung häufig deutlich erhöhen, ohne zusätzliche Flächen erschließen zu müssen. Der Anteil des Repowerings am Gesamtzubau hat in den vergangenen Jahren eine wichtige Rolle gespielt, schwankte jedoch zuletzt. Im Jahr 2025 lag er bei knapp 30 Prozent der neu installierten Leistung und damit unter dem Vorjahreswert. Doch auch beim Repowering entscheidet der Netzanschluss über die Realisierung: Modernisierte Standorte unterliegen denselben regulatorischen Anforderungen und denselben Engpässen bei der Netzintegration wie Neuanlagen (1, 6).

Besonders deutlich zeigt sich die zunehmende Bedeutung der Netzinfrastruktur im Offshore-Bereich. Dort kommt es inzwischen teilweise zu einer zeitlichen Entkopplung zwischen Baufortschritt und tatsächlicher Inbetriebnahme. Im ersten Halbjahr 2025 wurde keine zusätzliche Offshore-Leistung erstmals ans Netz angeschlossen, obwohl einzelne Projekte physisch weiter vorangeschritten waren. Das verdeutlicht, wie stark die Inbetriebnahme inzwischen vom rechtzeitigen Ausbau der Netzanbindung abhängt. Denn nicht nur die Windenergieanlagen selbst müssen errichtet werden, sondern auch die zugehörigen Netzanschlussssysteme auf See und an Land müssen rechtzeitig verfügbar sein (8).

Für investierende Firmen und Kreditgeber dürfte deshalb künftig stärker die Qualität einer Pipeline in den Vordergrund rücken. Entscheidend ist nicht allein, wie viele Projekte ein Unternehmen ausweist, sondern in welchem Entwicklungsstadium sich diese befinden – von der frühen Flächensicherung über die Genehmigung bis hin zur baureifen oder bereits im Bau befindlichen Anlage. Fragen zum Genehmigungsstatus, zum Netzanschluss, zur Finanzierung und zum Baufortschritt gewinnen dadurch an Bedeutung. Branchenberichte liefern hierfür zunehmend detaillierte Informationen, auch wenn eine einheitliche, marktweite

Systematik zur Bewertung der Umsetzungsreife bislang nicht erkennbar ist (1, 2, 6).

Aus dieser Entwicklung lassen sich aus unserer Sicht drei Ansatzpunkte ableiten. Erstens könnte mehr Transparenz über Projektreife und Realisierungswahrscheinlichkeiten die Vergleichbarkeit von Projektpipelines verbessern. Zweitens bleiben schnelle und gut koordinierte Genehmigungs-, Netzanschluss- und Netzausbauprozesse zentrale Voraussetzungen für die Erreichung der Ausbauziele. Drittens könnte ein stärkerer Fokus auf tatsächlich umsetzungsnahe Kapazitäten die Diskussion über den Ausbaustand stärker an realen Fortschritten ausrichten als an der reinen Größe von Projektportfolios. Entsprechende Standards könnten entweder innerhalb der Branche entwickelt oder regulatorisch angestoßen werden.



Insgesamt spricht vieles dafür, dass der Engpass heute weniger in der Anzahl entwickelter Projekte als in der Umsetzungsfähigkeit des Systems liegt. Gemeint ist damit die Fähigkeit, genehmigte Vorhaben tatsächlich zu bauen, ans Netz anzuschließen und in Betrieb zu nehmen. Die Fortschritte bei Genehmigungen und Ausschreibungen sind deutlich sichtbar, gleichzeitig bleiben Netzanschlüsse, Infrastruktur und Realisierungsgeschwindigkeit die entscheidenden Begrenzungsfaktoren (6, 8). Solange diese Herausforderungen bestehen, wird die Differenz zwischen Projektpipeline und tatsächlich realisiertem Ausbau ein wesentliches Merkmal des Windenergiemarktes bleiben.

Autorin: Isa Böttcher

QUELLEN:

- (1) Fachagentur Wind und Solar (2026). Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2025. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20260115_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2025.pdf (abgerufen am 28.06.2026)
- (2) Fachagentur Wind und Solar (2026). Ausschreibungen-Wind. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/wind-und-solar-monitor/ausschreibungen-wind> (abgerufen am 28.06.2026)
- (3) Fraunhofer IEE (2022). Flächenpotenziale für die Windenergie an Land. (abgerufen am 28.06.2026)
- (4) Umweltbundesamt / Guidehouse (2023). Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land. (abgerufen am 28.06.2026)
- (5) Bundesnetzagentur (2026). Ausbau Erneuerbarer Energien 2025. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260108_EEG.html (abgerufen am 28.06.2026)
- (6) AFRY / Beyond Fossil Fuels (2026). Grid expectations: The distribution backlog stalling Europe's energy transition. Verfügbar unter: https://beyondfossilfuels.org/wp-content/uploads/2026/05/AFRY_BFF.Grid-expectations-The-distribution-backlog-stalling-Europes-energy-transition-report.pdf (abgerufen am 28.06.2026)
- (7) Bundesnetzagentur (2026). Überzeichnung bei der Ausschreibung für Wind an Land zum 1. Februar 2026. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260331_EE_AusschreibungWind.html (abgerufen am 28.06.2026)
- (8) Deutsche WindGuard / Branchenverbände (2025). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Erstes Halbjahr 2025. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/2025_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Erstes_Halbjahr.pdf (abgerufen am 28.06.2026)

Strompreisrückblick

06/2026

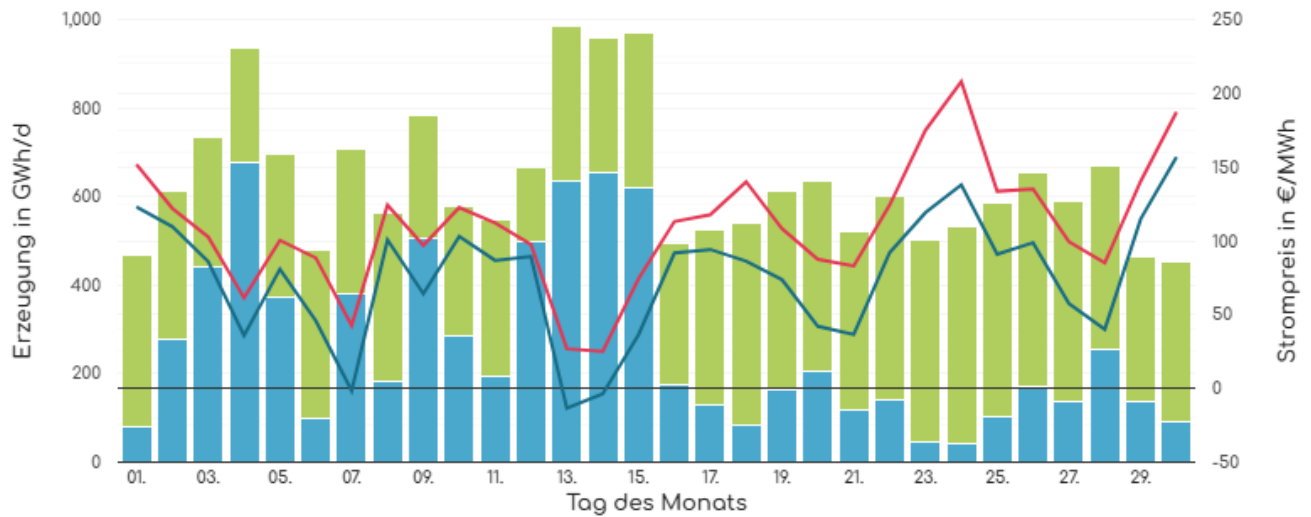
Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Juni 2026 entsprach 7,89 TWh. Die Produktion lag unter dem Wert von Juni 2025 (-2,48 TWh bzw. -23,92 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat leicht gestiegen. Der Unterschied liegt bei 12,16 % bzw. 0,85 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 11,16 TWh. Damit war sie über dem Vorjahreswert (11,17 % bzw. 1,12 TWh), und leicht über dem Niveau des Vormonats Mai (2,43 % bzw. 0,26 TWh). Zusammen speisten Wind und Sonne 19,06 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 17,23 % ausmacht.

Das Maximum der Gesamtproduktion (985 GWh) wurde am Samstag, den 13.06., und das Minimum (451 GWh) am Dienstag, den 30.06. erreicht. Das Maximum von Wind (675 GWh) fiel hierbei auf den Donnerstag, den 04.07.. Das Maximum von PV (489 GWh) fiel auf Mittwoch, den 24.06., so auch das Minimum der Windproduktion (43 GWh). Das Minimum der PV-Produktion (168 GWh) fiel auf Freitag, den 12.06.. Prozentual gesehen speiste PV mehr ein als Wind mit 58,57 %.

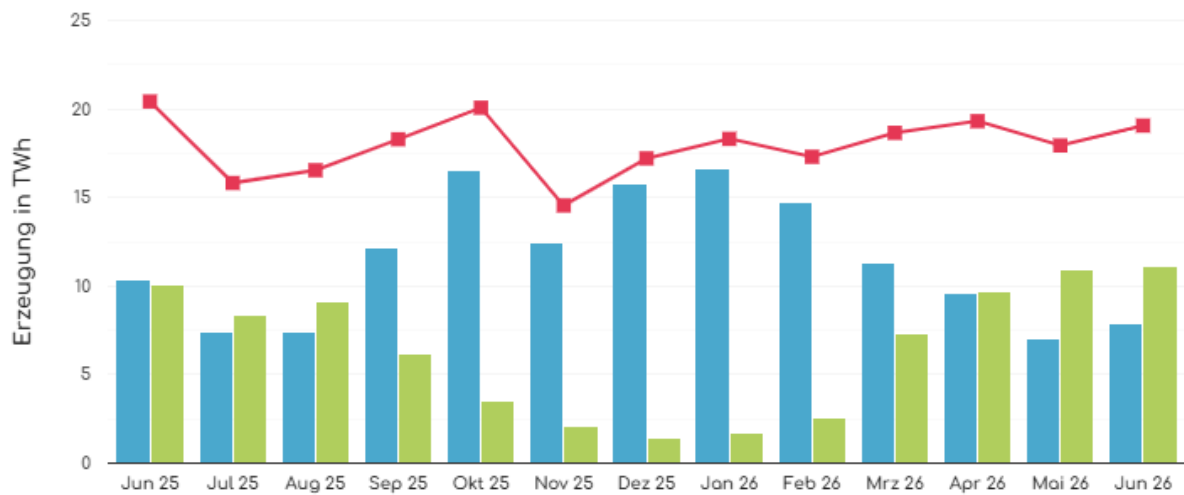
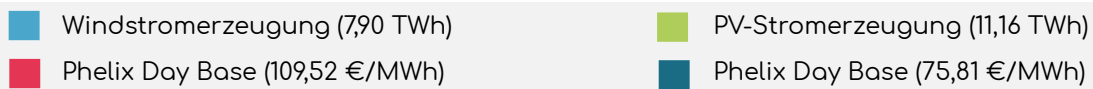
Im Juni 2026 traten negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base war am Sonntag, 14.07. mit 25,12 €/MWh und für den Phelix Day Peak am Samstag, den 13.06. mit -13,48 €/MWh. Das Maximum des Phelix Day Base fiel auf Mittwoch, den 24.06. mit 207,84 €/MWh, das Maximum des Phelix Day Peak auf Dienstag, den 30.06. mit 156,87 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 109,52 €/MWh im Base sowie 75,81 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	109,52 €/MWh	112,55 €/MWh
Maximum	209,84 €/MWh	943,32 €/MWh
Minimum	25,12 €/MWh	-34,45 €/MWh

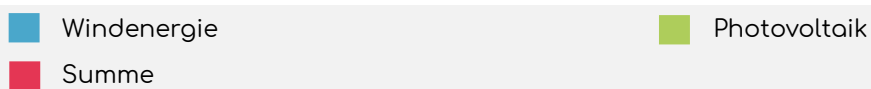
Quelle: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.tm?l=de&c=DE&year=2022&interval=month&month=12&zoom=minus



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



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



Meldungen

ENERTRAG kündigt Investitionsprogramm in Frankreich an

ENERTRAG hat ein Investitionsprogramm in Höhe von 1,1 Mrd. € für Frankreich angekündigt. Bis zum Jahr 2030 sollen die Mittel in den Ausbau von EE und die Weiterentwicklung der französischen Energieinfrastruktur fließen. Geplant sind Investitionen in Wind- und PV-Energie sowie in Projekte zur Produktion von grünem Wasserstoff. Darüber hinaus sollen Speicherkapazitäten und sektorübergreifende Energielösungen ausgebaut werden, um die Integration von EE zu unterstützen. Mit dem Programm will ENERTRAG die französische Energiewende beschleunigen und gleichzeitig die Energieunabhängigkeit des Landes stärken.



PNE nimmt WP „Gnutz Ost“ mit 18 MW in Betrieb

Die PNE-Gruppe hat den WP „Gnutz Ost“ in Schleswig-Holstein erfolgreich in Betrieb genommen und damit ihr Eigenbetriebsportfolio weiter ausgebaut. Der WP umfasst drei WEA mit einer installierten Gesamtleistung von 18 MW und speist bereits Strom in das Netz ein. Zum Einsatz kommen zwei Anlagen des Typs Vestas V162 sowie eine Anlage des Typs V150 mit jeweils 6 MW Leistung. Mit der erzeugten Strommenge kann der jährliche Bedarf von rund 11.600 Drei-Personen-

Haushalten gedeckt werden. Mit der Übernahme in das Eigenbetriebsportfolio wächst die von PNE selbst betriebene Leistung auf insgesamt rund 484 MW an. Das Unternehmen stärkt damit seine Position als unabhängiger Stromerzeuger und schafft zusätzliche, langfristig stabile Erträge aus der Stromproduktion.

Energieautarke Landwirtschaft in Gerbach

Am Schneeberghof in Rheinland-Pfalz wurde im Jahr 2026 ein großflächiges Hightech-Gewächshaus eröffnet, welches vollständig auf lokal erzeugter Wind- und PV-Energie basiert. Die Anlage umfasst rund 3.500 m² und kombiniert eine hochisolierende Polycarbonatstruktur mit mehreren Energieschirmsystemen zur Reduktion des Wärmebedarfs gegenüber konventionellen Glasgewächshäusern um bis zu 80 %. Ein adaptives Energiemanagement passt den Verbrauch in Echtzeit an die verfügbare Leistung der EE an und ermöglicht so einen nahezu autarken Betrieb. Ergänzend minimiert ein geschlossener Wasserkreislauf den Frischwasserbedarf, während präzise Regeltechnik für Klima, Nährstoffzufuhr und Bewässerung den Einsatz von Dünger deutlich senkt.

Leipzig treibt Wärmewende mit Solarthermie voran

Die Umstellung auf erneuerbare Wärme schreitet voran: In Leipzig ist die laut Projektpartnern größte Solarthermie-Anlage Deutschlands gestartet. Die Anlage „Solarthermie Leipzig West“ der Leipziger Stadtwerke und Ritter XL Solar speist klimafreundliche Wärme in das Fernwärmenetz ein und soll im Sommer in den Dauerbetrieb gehen. Mit Investitionen von rund 40 Mio. €, davon etwa 16 Mio. € gefördert, kann sie im Sommer bis zu 20 % des täglichen Wärmebedarfs der Stadt decken und im Jahresdurchschnitt etwa 2 % beitragen. Die Anlage nutzt Sonnenenergie, um Wasser auf bis zu

110 Grad zu erhitzen und wird über ein intelligentes Steuerungssystem optimiert. Das Projekt stärkt sowohl Klimaschutz als auch Versorgungssicherheit und zählt international zu den größten Anlagen dieser Art.

Förderfreier PV-Park von Maxsolar geht mit 76 MW Leistung in Betrieb

Maxsolar hat im Landkreis Donau-Ries einen PV-Park mit einer Leistung von 76 MW in Betrieb genommen, der vollständig ohne EEG-Förderung auskommt. Rund 70 % des erzeugten Solarstroms werden über einen langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) vermarktet, während die übrigen Mengen an der Strombörse verkauft werden. Die Freiflächenanlage umfasst knapp 127.000 PV-Module auf einer Fläche von 51 ha und wurde auf Flächen von Camilla Prinzessin zu Sayn-Wittgenstein-Berleburg errichtet. Parallel dazu hat Maxsolar mit Entrix einen Vertrag zur Vermarktung eines netzdienlichen Batteriespeichers in Winterschneidbach geschlossen. Der Speicher verfügt über eine Leistung von 20 MW und eine Kapazität von 100 MWh und soll mithilfe KI-gestützter Vermarktung wirtschaftlich optimiert sowie zur Stabilisierung des Stromnetzes eingesetzt werden.

Weltgrößte PV-Anlage auf Stadiondach

Die weltweit größte PV-Anlage auf einem Stadiondach zeigt erste Erfolge: Borussia Dortmund zieht nach den ersten Betriebsmonaten eine positive Bilanz. Die PV-Anlage auf dem Dach des SIGNAL IDUNA PARK wurde im vergangenen Jahr in Betrieb genommen und trägt bereits zur nachhaltigen Energieversorgung des Stadions bei. Die Anlage unterstützt das Ziel, den Eigenverbrauch von erneuerbar erzeugtem Strom zu erhöhen und den CO₂-Ausstoß zu reduzieren. Das Projekt ist Teil einer umfassenden Nachhaltigkeitsstrategie von Borussia Dortmund und seines Energiepartners RWE. Die bisherigen

Ergebnisse werden von den Projektpartnern als wichtiger Schritt für eine klimafreundlichere Energieversorgung im Profisport bewertet.

Baubeginn für acht WEA in Buckow

In Buckow (Stadt Dahme/Mark, Brandenburg) haben die Bauarbeiten für einen neuen WP offiziell begonnen. Zum Start der Bauphase fand eine Baustellenbegehung mit Projektentwicklern, kommunalen Vertretern sowie Eigentümern und Anwohnern statt. Höhepunkt der Veranstaltung war der feierliche Spatenstich, der den offiziellen Baubeginn markierte. Anschließend konnten die Gäste bereits ein fertig gegossenes Fundament besichtigen und sich über den Baufortschritt informieren. Die Projektentwickler wpd und unlimited energy betonten die gute Zusammenarbeit mit den Kommunen sowie die wirtschaftlichen Vorteile für die Region durch gesetzliche Beteiligungen und freiwillige Zahlungen. Die Fertigstellung und IBN des WPs mit acht Anlagen ist für das Frühjahr 2027 geplant.

Offshore-Windbranche fordert Rückgabeoption blockierter Flächen

Der Druck auf die Bundesregierung steigt, da die Offshore-Branche vor einem möglichen Ausbaustillstand warnt und schnelle Anpassungen im Windenergie-auf-See-Gesetz fordert. Der Bundesverband BWO kritisiert, dass bis zu 16 GW an bereits vergebenen Flächen blockiert sein könnten, und plädiert für eine freiwillige Rückgabeoption mit anschließender zügiger Neuausschreibung. Hintergrund sind milliardenschwere Gebote aus früheren Auktionen, deren risikoreiches Design Unternehmen wie BP und TotalEnergies nun offenbar zum Zögern bringt. Gleichzeitig verfehlt Deutschland trotz erstmals über 10 GW Einspeisekapazität die Ausbauziele für 2030 deutlich und rechnet frühestens 2032 mit deren Erreichung.

112 MW-Zuwachs: Vestas expandiert im französischen Windenergiemarkt

Vestas hat im zweiten Quartal des Jahres 2026 neue Aufträge mit insgesamt 112 MW aus mehreren französischen Projekten erhalten und stärkt damit seine Position im europäischen Onshore-Markt. Die Projekte umfassen Turbinen mit einer Leistung von 2,2 bis zu 4,5 MW. Darunter sollen neun V117-4,2 MW Anlagen sowie zusätzliche Einheiten der V110- und V136-Serie installiert werden. Alle Installationen sind mit dem AOM 5000 Servicepaket ausgestattet und verfügen über 20 bis 25-jährige Vollwartungsverträge, die eine langfristige technische Verfügbarkeit sicherstellen. Die Auslieferung der Turbinen ist für das dritte und vierte Quartal 2027 vorgesehen, gefolgt von der IBN im gleichen Zeitraum. Damit generiert Vestas planbare, mittel- bis langfristige Service- und Projektumsätze. Ergänzend setzt das Unternehmen sein Aktienrückkaufprogramm fort, zuletzt mit dem Erwerb von 710.000 eigenen Aktien.

Nordex gewinnt Großaufträge in den USA und Aktie steigt

Nordex hat in den USA drei neue Aufträge für WEA mit einer Gesamtleistung von 484 MW erhalten. Insgesamt sollen 88 Turbinen für mehrere Projekte geliefert werden, wobei die Auftraggeber nicht genannt wurden. Das Unternehmen verweist auf seine lokale Produktion und Lieferkette als wichtigen Vorteil für den Ausbau großer Windenergieprojekte in Nordamerika. Die neuen Bestellungen unterstreichen die anhaltend hohe Nachfrage nach Onshore Windenergie in den USA trotz schwieriger politischer Rahmenbedingungen. Die Nordex Aktie reagierte auf die Auftragsmeldung mit deutlichen Kursgewinnen.

INTERSOLAR EUROPE 2026: VSB stellt PV-Projekte vor

Der Projektentwickler VSB hat auf der Intersolar Europe 2026 seine aktuellen Fortschritte im Bereich PV vorgestellt. Das Unternehmen verfügt nach eigenen Angaben über eine Projektpipeline von mehr als 1.000 MWp in Deutschland, Polen und Italien. Neben klassischen PV-Parks setzt VSB zunehmend auf die Kombination von PV und Batteriespeichern. Mit diesem Hybridansatz soll die Nutzung von EE optimiert und die Flexibilität im Energiesystem erhöht werden. Batteriespeicher ermöglichen es, PV-Strom zeitversetzt bereitzustellen und so besser auf die Anforderungen des Strommarktes zu reagieren. VSB sieht insbesondere in Deutschland, Polen und Italien großes Potenzial für den weiteren Ausbau von PV-Energie und Speicherlösungen.

USA: PV-Energie überholt erstmals Kohle

New York – PV-Energie gewinnt im US-Strommix weiter an Bedeutung: Im Mai 2026 hat sie erstmals mehr Strom erzeugt als Kohlekraft. Laut Analyse des Thinktanks Ember lag der Anteil der PV bei 12,8 % und damit über Kohle mit 12,2 %. Mit 45,5 TWh erreichte die PV-Stromproduktion zudem einen neuen Rekord und lag rund 17 % über dem Vorjahreswert, während Kohle trotz leichter Zuwächse im Monatsvergleich auf 43,4 TWh unter Vorjahresniveau blieb. PV-Energie ist damit bereits die drittwichtigste Stromquelle der USA und baut ihre Rolle weiter aus. Im Fünfjahresvergleich zeigt sich die strukturelle Verschiebung deutlich: Der Kohleanteil sank von 19,7 % im Mai 2021 auf 12 %, während sich PV von 5,4 auf 12,8 % mehr als verdoppelte. Die Entwicklung unterstreicht den anhaltenden Wandel im US-Stromsystem hin zu EE.

Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV Freiflächen
Gebotstermin	01/05/2026	01/03/2026
Gebotsvolumen	2,49 GW	2,29 GW
Zulässiger Höchstwert	7,25 ct/kWh	5,79 ct/kWh
Höchster Zuschlagswert	5,19 ct/kWh	5,10 ct/kWh
Niedrigster Zuschlagswert	4,44 ct/kWh	3,99 ct/kWh
Mengengewichteter Durchschnitt	5,06 ct/kWh	4,94 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	3,94 %	01/07/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,31 %	01/07/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,19 %	01/07/2026

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

Darlehenskonditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,00 %	01/07/2026
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,10 %	01/07/2026
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 2 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,20 %	01/07/2026

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: 01.07.2026