

Wie der Wake Effekt das Schwingungsverhalten von Windenergieanlagen beeinflusst

Strompreistrückblick:
Juli 2025

Meldungen

Mehr Effizienz für Solarpark Lilienthal

Rekordjahr für PV in der Schweiz

ABO Energy verkauft griechischen Anteil an HELLENiQ ENERGY

Aurora Green Offshore-Windprojekt erhält Genehmigung für Meeresstudien

Ausbau der Windenergie in Deutschland stark gestiegen

China Energy Engineering startet Rekord-Ausschreibung über 25 GWh für Batteriespeicher

Zeven: WP mit neun Anlagen gestartet

EE erstmals wichtigste Stromquelle in Polen

Die Optimierung von PV-Systemen unter extremen Klimabedingungen

ENOVA übernimmt WPs mit Repowering-Potenzial

Studie identifiziert 500-GW-Potenzial für Agri-PV in Deutschland

Nordex erhält neue Großaufträge in Europa

Wie der Wake Effekt das Schwingungsverhalten von Windenergieanlagen beeinflusst

Moderne Windenergieanlagen (WEA) sind elastische Bauwerke, die durch ihren hohen, schlanken Turm ein extrem schwingungsfähiges Gebilde darstellen (1). Diese Bauweise bringt einige Hürden mit sich, welche die Windenergie schon seit ihrer Entstehung begleiten und die Ingenieure und Ingenieurinnen immer wieder vor Herausforderungen stellen. Darüber hinaus sind die zur Verfügung stehenden Flächen für den Bau von WEA begrenzt. Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) sieht eine Verteilung sogenannter „Flächenbeitragswerte“ auf die Länder vor. Demnach sollen bis Ende des Jahres 2027 1,4 % und bis Ende 2032 2 % der Bundesfläche für WEA ausgewiesen sein (2). Allerdings erweist es sich als herausfordernd ausreichend geeignete Flächen zu finden, da die Windenergie mit anderen Landnutzungen wie Landwirtschaft, Siedlungen und Naturschutzgebieten konkurriert (3). Daher sollten die verfügbaren Flächen möglichst effizient und mit einer hohen Dichte an WEA genutzt werden. Eine übermäßige Anzahl an WEA innerhalb eines Windparks kann jedoch erhebliche negative Folgen haben, die es zu vermeiden gilt. Dabei treten nicht nur Leistungseinbußen, sondern auch höhere strukturelle Belastungen an den WEA auf, die auf turbulente Nachlaufeffekte - den sogenannten Wake Effekt - zurückzuführen sind. Dadurch wird ebenso das Schwingungsverhalten der Anlage beeinflusst, und es besteht die Gefahr des Durchlaufens kritischer Schwingungsfrequenzen (1).

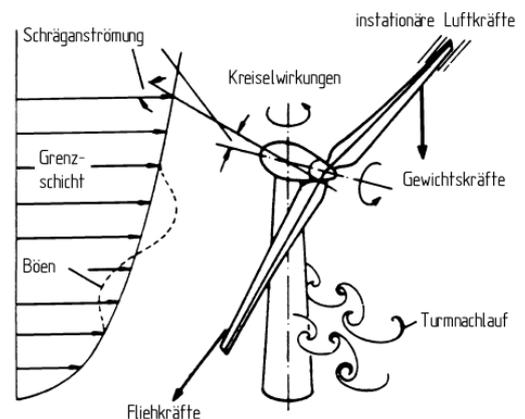
In diesem Artikel wird anhand einer praktischen Untersuchung einer WEA gezeigt, wie sich der Wake Effekt auf das Schwingungsverhalten auswirkt.

Schwingungsarten

Bei einer WEA gibt es eine Reihe von Schwingungsarten, die bei der Auslegung berücksichtigt werden müssen. Dazu zählen beispielsweise Rotorblattschwingungen, Triebstrangschwingungen, Turm-Gondel-Schwingungen und Schwankungen im Netz, die sich häufig gegenseitig beeinflussen.

Eine WEA kann durch unterschiedlichste Einflüsse zu kritischen Schwingungen angeregt werden. Daher muss im Rahmen der Auslegung nachgewiesen werden, dass bestimmte Grenzwerte für das Schwingungsverhalten unter definierten Bedingungen eingehalten werden (1).

Dabei kann eine WEA in mehreren Richtungen ausgelenkt werden. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die schwingungsrelevanten Freiheitsgrade einer WEA und die jeweils anregenden Kräfte.



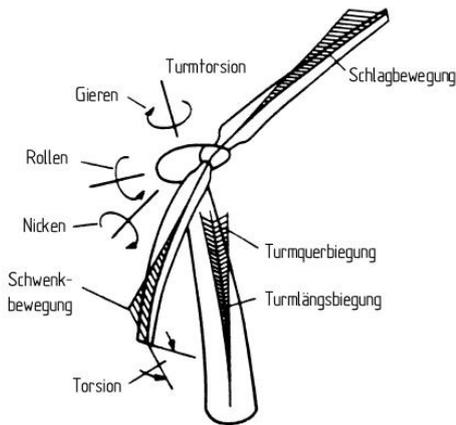


Abbildung 1: Schwingungsfreiheitsgrade einer WEA und deren anregenden Kräfte aus (4).

Rotorblattschwingungen

Rotorblätter neigen dazu in Schlagrichtung, Schwenkrichtung und als Verdrehung (Torsion) zu schwingen. Dabei ist die Bewegung in Schlagrichtung die am wenigsten gedämpfte. Von Bedeutung sind vor allem die Eigenfrequenzen, da diese das Gesamtsystem anregen können. Unterschieden werden die anregenden Frequenzen zwischen denen, die mit der einfachen Drehfrequenz des Rotors auftreten (sogenannte 1P Anregung) und solche, die mit der Anzahl der Rotorblätter multipliziert (sogenannte 3P Anregung bei drei Rotorblättern) auftreten. Bei den 1P Anregungen handelt es sich in der Regel um Kräfte aus Massenunwuchten wohingegen es sich bei den 3P Anregungen (bei Anlagen mit drei Rotorblättern) um umlaufperiodische Kräfte handelt. Dazu gehören unsymmetrische oder schräge Anströmungen des Rotors, Turmschatteneffekte, das periodisch wechselnde Biegemoment aus dem Eigengewicht der Blätter und die Effekte, die aus dem Höhenwindprofil resultieren (1).

Turm-Gondel-Schwingungen

Auch der Turm mit Gondel als Kopfmass ist in der Lage in lateraler Richtung, in Rotorachsrichtung sowie als Turmtorsion in Schwingungen versetzt zu werden. Die Anregung des Turms erfolgt größtenteils durch das Verhalten der Rotorblätter. Allerdings kann der Turm auch durch turbulenten Wind angeregt werden. Vor allem die periodischen

Rotorkräfte regen die Turm-Biegeschwingungen an. Daher ist die Lage der ersten Biegeeigenfrequenz des Turmes hauptsächlich zu den anregenden Frequenzen der Rotorblätter (1P und 3P) zu betrachten. Moderne WEA werden in der Regel entweder „weich-steif“ ausgelegt, wobei die Eigenfrequenz des Turm-Gondel-Systems zwischen der 1P- und 3P-Frequenz liegt, oder „weich-weich“, das heißt unterhalb der 1P-Frequenz. Die „weich-steife“ Auslegung hat sich als die wirtschaftlich effizienteste Methode etabliert (5). Somit muss allerdings beim Anlaufen bis zum Erreichen der Betriebsrotordrehzahl die Eigenfrequenz des Turms durchfahren werden, mit Gefahr der Resonanz (1).

Schwingungstechnische Visitenkarte einer WEA

Bei der Auslegung einer WEA müssen die Schwingungen der Teilsysteme immer im Zusammenhang des Gesamtsystems betrachtet werden, da sich diese gegenseitig beeinflussen können. Der schwingungstechnische Charakter einer WEA wird in einem Resonanzdiagramm, bzw. im sogenannten Campbell-Diagramm festgehalten. Dieses stellt die „schwingungstechnische Visitenkarte“ der Anlage dar (1). Es ist vor allem wichtig zu beachten, dass sich die anregenden Frequenzen 1P und 3P nicht innerhalb des Betriebsbereich (Abbildung 2) mit der 1. Turmbiegeeigenfrequenz schneiden.

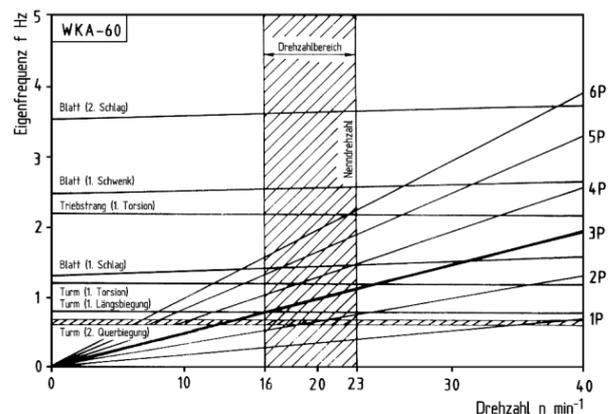


Abbildung 2: Beispiel eines Campbell Diagramms einer WEA mit „weich-steifer“ Turmauslegung aus (1).

Turbulenzintensität

In der Windenergiebranche ist die Turbulenzintensität ein wichtiges Maß zur Dimensionierung einer WEA. Diese beschreibt die Fluktuation der Windgeschwindigkeit gegenüber der mittleren Windgeschwindigkeit innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls. Eine hohe Turbulenzintensität, also eine unbeständige Windgeschwindigkeit, verursacht bei einer WEA höhere strukturelle Belastung (6).

Zur Bestimmung der Turbulenzintensität einer Messreihe wird zunächst die mittlere Windgeschwindigkeit (\bar{v}) für bestimmte Zeitintervalle berechnet. Daraus lässt sich ebenfalls die Varianz ($\overline{v^2}$), das Maß für die Schwankungen um den linearen Mittelwert, bestimmen. Schließlich kann aus der Varianz die Standardabweichung (σ_v) abgeleitet werden, welche Grundlage für die Ermittlung der Turbulenzintensität (I_v) ist (3).

$$I_v = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\overline{v^2}}}{\bar{v}}$$

In der Praxis stehen bei modernen WEA unter anderem die Mittelwerte und die Standardabweichung der Windgeschwindigkeit bereits in Form von „Supervisory Control and Data Acquisition“ (SCADA) Daten zur Verfügung. Diese werden in der Regel mit einer Frequenz von 1 Hz abgetastet und als 10 min Werte gespeichert (7). Somit können die Turbulenzintensitäten mithilfe der beschriebenen Formel sehr einfach berechnet werden.

In Abbildung 3 sind die Turbulenzintensitäten einer WEA des Herstellers Nordex (2,4 MW) über die Windrichtung dargestellt. Die WEA befindet sich mit fünf weiteren Anlagen in einem Windpark und bildet die Grundlage für die Untersuchung, die im Rahmen der Masterarbeit „Untersuchung von Turm-Gondel-Schwingungen von Windkraftanlagen in einer Parksituation“ (nicht

veröffentlicht, 02.2025) durch den Autor durchgeführt wurde.

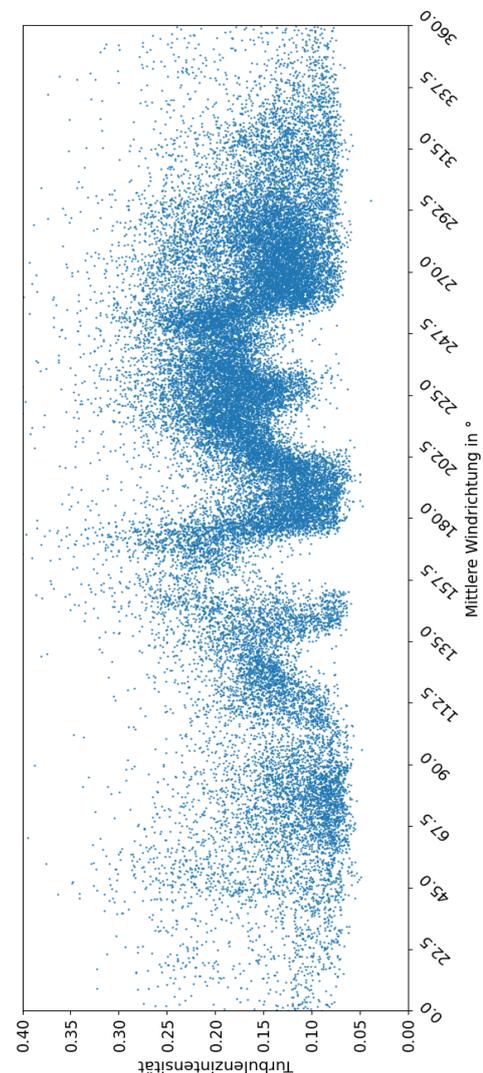


Abbildung 3: Berechnete Turbulenzintensitäten je Windrichtung anhand der SCADA Daten einer verschatteten WEA (eigene Darstellung).

Im abgebildeten Sichtfeld der verschatteten WEA ist deutlich zu erkennen, dass bei den Windrichtungen, in denen sich die anderen Anlagen befinden, erhöhte Turbulenzintensitäten vorliegen. Dieses Phänomen resultiert aus dem Wake-Effekt. In der folgenden Abbildung 4 ist die Positionierung der WEA im Windpark schematisch dargestellt und die untersuchte Anlage rot markiert.

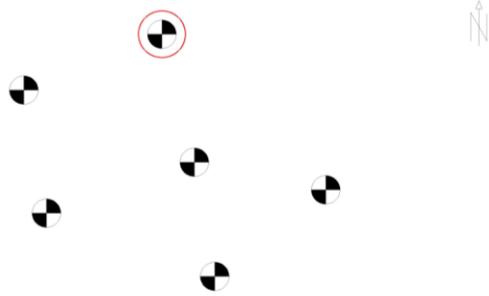


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Windparks (eigene Darstellung).

Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Messung der Windgeschwindigkeit bei WEA in der Regel durch die Messsysteme auf der Gondel erfolgen, welche sich hinter dem Rotor befinden. Die Strömung ist somit durch den Rotor bereits beeinflusst. Jedoch lassen sich die Windrichtungen mit den erhöhten Turbulenzintensitäten aus der vorherigen Abbildung eindeutig zuordnen.

Der Wake Effekt

Bei der Nachlaufströmung von WEA handelt es sich um die durch den Rotor beeinflusste Strömung hinter der Rotorebene (1). Der Wind erhält durch den Rotor der WEA einen Drall und wird dadurch in eine drehende Bewegung versetzt. Aufgrund der Drehimpulserhaltung muss ein dem Drehmoment des Rotors entgegengesetzter Drall in der Nachlaufströmung vorhanden sein (1). Darüber hinaus weist die Nachlaufströmung eine verminderte Geschwindigkeit und eine erhöhte Turbulenz auf. Die Geschwindigkeitsabnahme hängt mit dem Schubbeiwert, dem Verhältnis von axialer Schubkraft zur Axialkraft des Windes der WEA zusammen, da dieser die Impulsentnahme aus der freien Strömung durch die WEA beschreibt (6). Trifft der Nachlauf auf eine benachbarte WEA wird von Verschattung oder Wake Effekt gesprochen. Dieser Effekt spielt eine wichtige Rolle und muss bei der Planung von Windparks berücksichtigt werden, da dies sonst zu negativen Auswirkungen führt:

- „Durch die verminderte Strömungsgeschwindigkeit im Nachlauf des Rotors verringert sich die Energielieferung der folgenden WEA.“(1)
- „Die im Rotornachlauf unvermeidlich erhöhte Turbulenz vergrößert die Turbulenzbelastung der nachfolgenden WEA mit den entsprechenden Folgen für die Ermüdungsfestigkeit. Auf der anderen Seite wird ihr stationäres Belastungsniveau durch die Abnahme der mittleren Windgeschwindigkeit verringert.“ (1)

Hinter der Rotorebene bildet sich ein Gebiet reduzierter Windgeschwindigkeit aus, welches sich mit zunehmender Distanz kegelförmig ausbreitet. Je nach Entfernung zum Rotor treten die Auswirkungen des Wake Effekts auf die verschattete WEA unterschiedlich stark auf. In der folgenden Abbildung 5 ist die Ausbildung der Nachlaufströmung modellhaft dargestellt.

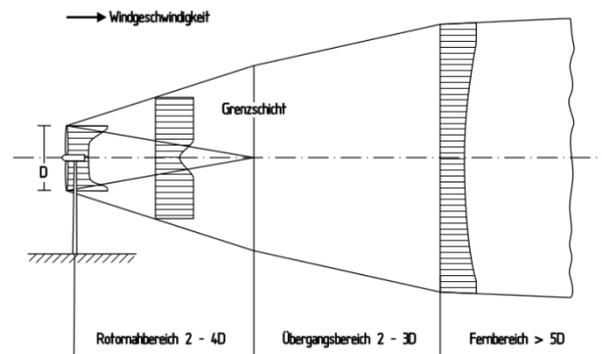


Abbildung 5: Modellhafte Darstellung der Ausbildung der Nachlaufströmung bei WEA (1).

Wie schnell sich die reduzierte Windgeschwindigkeit des Nachlaufs wieder den Umgebungsverhältnissen anpasst, ist maßgeblich von der Umgebungsturbulenz abhängig. Außerdem ist der Schubbeiwert des Rotors von entscheidender Bedeutung für den Impulsverlust der Strömung nach dem Rotor und bestimmt damit das Ausmaß der Nachlaufströmung (1).

Einfluss des Wake Effekts auf das Schwingungsverhalten

Durch die Messung mit Beschleunigungssensoren an der WEA in Verbindung mit den SCADA Daten, können die Schwingungen in allen Achsrichtungen zu verschiedenen Betriebszuständen untersucht werden. Mithilfe von definierten Kriterien zu Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Leistung usw. können die Beschleunigungsdaten in die Betriebszustände „Wake“ und „No-Wake“ unterteilt werden. Dadurch kann das Schwingungsverhalten der Anlage in verschatteten und unverschatteten Situationen untersucht und miteinander verglichen werden.

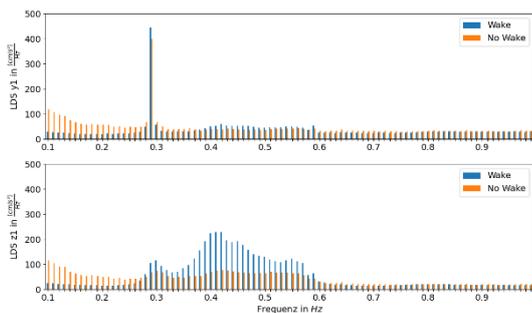


Abbildung 6: Vergleich der gemittelten Zeiträume unter „Wake“ und „No-Wake“ Bedingungen in lateraler (y1) und Achsrichtung (z1) (eigene Darstellung).

Die Ergebnisse der Untersuchung (Abbildung 6) zeigen, dass die Anlage im Betriebsbereich in beiden Richtungen, also in lateraler (oben) und in Rotorachsrichtung (unten) unter „Wake“ Bedingungen (blau) höhere Schwingungsamplituden aufweist als unter „No-Wake“ Bedingungen. Vor allem in Rotorachsrichtung ist der Effekt deutlich zu sehen, was damit zusammenhängt, dass sich der turbulente Wind durch die große Rotorfläche auf den Rotorschub der WEA auswirkt und diese in Schwingungen versetzt. Zusammenfassend bedeutet dies, dass die verschattete WEA durch die Nachlaufströmung einer benachbarten WEA stärker ins Schwanken gerät bzw. höhere Schwingungsamplituden erfährt.

Dennoch sollten bei dem Ergebnis einige Unsicherheiten berücksichtigt werden, die im Zusammenhang mit dieser Untersuchung einhergehen. Zunächst handelt es sich um einen Messversuch mit nur einer WEA. Somit wurden nur die Daten einer Messreihe untersucht. Der Zeitraum der Messung betrug dabei sechs Wochen, was dazu führt, dass die Anzahl der verglichenen Zeiträume unter „Wake“ bzw. „No-Wake“ limitiert sind. Darüber hinaus bestehen noch weitere Unsicherheiten, wie die Positionierung und das Kalibrieren der Beschleunigungssensoren.

Da die WEA auch über eigene Beschleunigungssensoren verfügt, sind diese ebenfalls in den SCADA Daten enthalten. Da die Abtastrate jedoch zu gering ist und die Daten nur als 10 min Datenpunkte verfügbar sind, ist eine genaue Auswertung nicht sinnvoll. Dennoch zeigt sich bei der Betrachtung der SCADA Beschleunigungsdaten der gleichen Messzeiträume, dass auch hier bei den verschatteten Betriebszuständen höhere Schwingungsamplituden vorliegen, wodurch das Ergebnis der Untersuchung bestätigt wird.

Fazit

Das Schwingungsverhalten von WEA und der Wake Effekt sind zentrale Aspekte in der Windenergie und stehen, wie viele Einflussfaktoren in diesem Bereich, in gegenseitiger Wechselwirkung. Die Untersuchung verdeutlicht, dass der Wake Effekt nicht nur die Energieausbeute nachfolgender WEA reduziert, sondern auch maßgeblich das Schwingungsverhalten beeinflusst. Insbesondere zeigt sich eine signifikante Zunahme der Schwingungsamplituden sowohl in lateraler als auch in axialer Richtung, was auf den Wake Effekt zurückzuführen ist. Diese verstärkte dynamische Beanspruchung kann langfristig die strukturelle Integrität der betroffenen Anlagen beeinträchtigen. Trotz gewisser Unsicherheiten in der Messmethodik unterstreicht die Analyse die Notwendigkeit, den Wake Effekt bei der Layoutplanung von Windparks sowie bei der

schwingungstechnischen Auslegung einzelner WEA konsequent zu berücksichtigen.

Autor: Jonathan Wellnitz

QUELLEN:

- (1) Hau, E. (2017). Windkraftanlagen. Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit (6. Aufl.). Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2017.
- (2) Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (2022). Gesetz zur Erhöhung und Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land (sog. Wind-an-Land-Gesetz). Verfügbar unter: <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/ExterneLinks/wind-an-land-gesetz.html>. (abgerufen am: 02.07.2025)
- (3) Umweltbundesamt (2023). Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land. Abschlussbericht (Ausgabe 32/2023).
- (4) F. Kießling (1984). Modellierung des aeroelastischen Gesamtsystems einer Windturbine mit Hilfe symbolischer Programmierung. DFVLR-Forschungsbericht.
- (5) WS. Van Zyl (2015). Dynamic behaviour of normally reinforced concrete wind turbine support structures. Journal of the South African Institution of Civil Engineering 2015.
- (6) Robert Gasch und Jochen Twele (2016). Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Springer Vieweg Wiesbaden, 2016.
- (7) J. Tautz-Weinert und S. J. Watson (2016). Using SCADA data for wind turbine condition monitoring—a review. IET Renewable Power Generation 2016.

Strompreisrückblick

07/2025

Die gesamte Energieproduktion durch Windenergieanlagen im Juli 2025 entsprach 7,80 TWh. Somit lag die Produktion relativ ähnlich wie dem Wert von Juli 2024 (7,17 TWh bzw. 8,77 %). Die erzeugte Leistung aus Wind ist im Vergleich zum Vormonat deutlich gesunken. Der Unterschied liegt bei -25,69 % bzw. -2,69 TWh. Die Einspeisung aus PV-Anlagen lag bei 9,07 TWh. Sie ist relativ ähnlich wie dem Vorjahreswert (-4,19 % bzw. -0,40 TWh), und über Niveau des Vormonats Juni (-11,75 % bzw. -1,21 TWh).

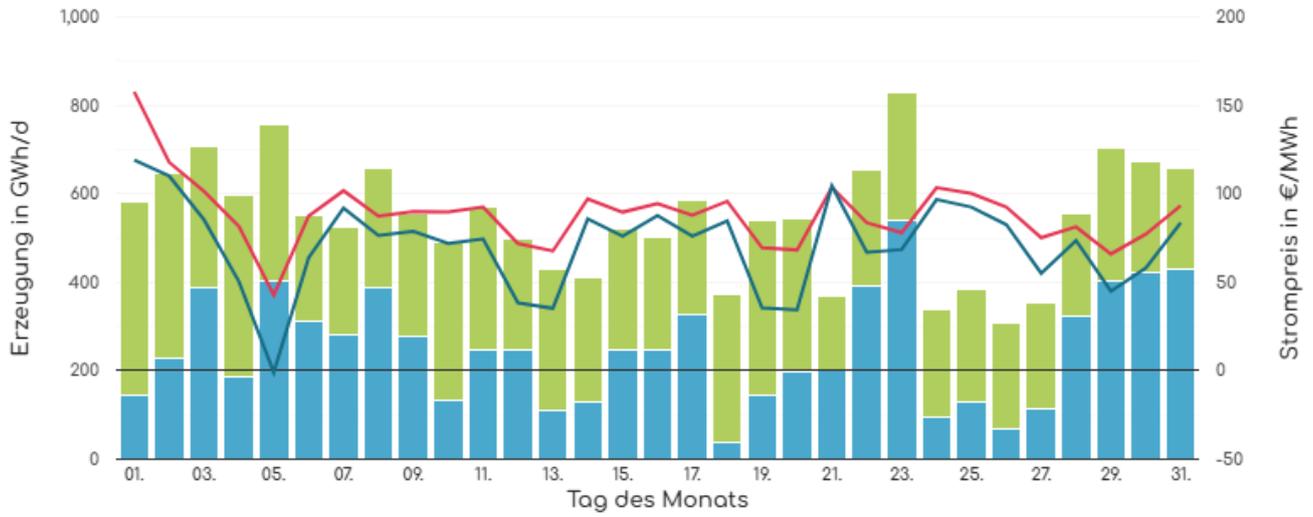
Zusammen speisten Wind und Sonne 16,87 TWh grünen Strom ein, was einen Monatsanteil am bisherigen Jahresertrag von 14,39 % ausmacht. Das Maximum der Gesamtproduktion (830 GWh) wurde am Mittwoch, den 23.07., und das Minimum (309 GWh) am Samstag, den 26.07. erreicht. Das Maximum von Wind fiel hierbei auf den gleichen

Tag wie die maximale Gesamtproduktion und entsprach 539 GWh. Das Maximum von PV (439 GWh) fiel auf Dienstag, den 01.07.. Das Minimum der Windproduktion (40 GWh) fiel auf Freitag, den 18.07.. Das Minimum der Solarproduktion (164 GWh) fiel auf Montag, den 21.07.. Prozentual gesehen generierte die Windenergie 46,24 % der Gesamtproduktion aus PV und Wind.

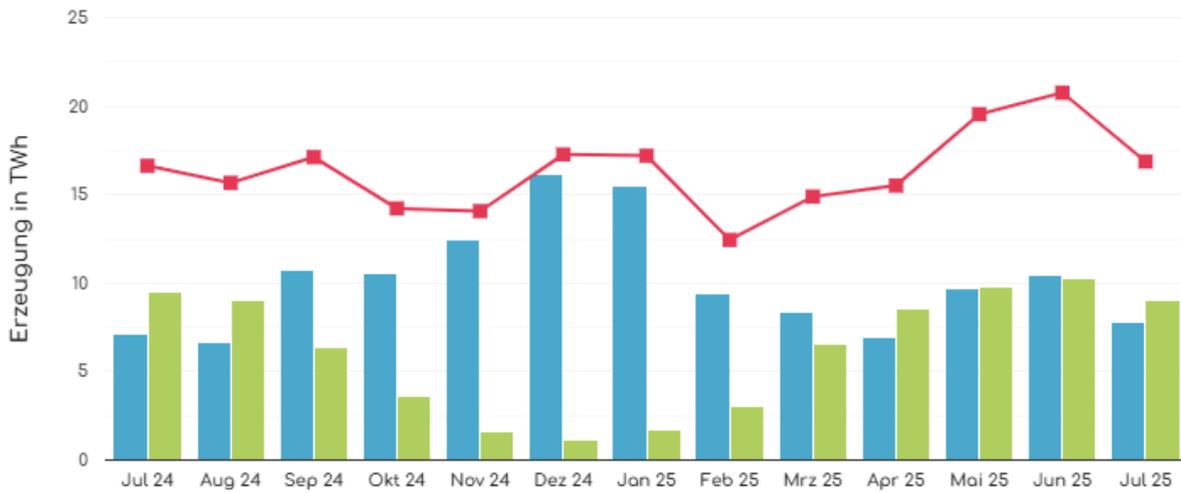
Im Juli 2025 traten negative Strompreise auf Tagesbasis auf. Die Minima für den Phelix Day Base und den Phelix Day Peak lagen an einem Samstag, den 05.07. mit 42,73 €/MWh und -0,9 €/MWh. Die Maxima der Produkte traten beide an einem Dienstag, den 01.07. auf und erreichten Werte in Höhe von jeweils 157,54 €/MWh und 119,17 €/MWh. Die Monatsmittelwerte lagen bei 88,61 €/MWh im Base sowie 71,05 €/MWh im Peak.

Markt und Preis	Day Ahead – Phelix Day Basis	Intraday – stündlich, kontinuierlich
Monatsmittel	88,61 €/MWh	88,61 €/MWh
Maximum	157,54 €/MWh	564,56 €/MWh
Minimum	42,73 €/MWh	-18,48 €/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

ENOVA übernimmt WPs mit Repowering-Potenzial

Die Enova Value GmbH hat sechs WPs mit insgesamt 32 MW Leistung von einem Investmentfonds aus Luxemburg übernommen. Die Anlagen befinden sich in Niedersachsen, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern. ENOVA plant, die 17 Bestandsanlagen der Hersteller Vestas, Enercon und Senvion im Zuge eines umfassenden Repowerings durch bis zu zwölf moderne Windräder zu ersetzen. Damit soll die installierte Leistung auf rund 100 MW steigen und der jährliche Stromertrag mehr als vervierfacht werden. Ziel ist es, die Effizienz der Standorte deutlich zu erhöhen und einen langfristigen Beitrag zur regionalen Energieversorgung zu leisten. Mit diesem Zukauf wächst das Windportfolio von ENOVA auf über 850 MW. Begleitet wurde die Transaktion auf Verkäuferseite durch das Beratungsunternehmen esmeraPartners. Weitere Ankäufe und Genehmigungen im Rahmen des Repowering-Programms sind im Laufe des Jahres geplant.

China Energy Engineering startet Rekord-Ausschreibung über 25 GWh für Batteriespeicher

China Energy Engineering hat die weltweit größte Ausschreibung für Batteriespeicher gestartet – mit einem Volumen von 25 GWh. Die Ausschreibung fällt in eine Phase historisch niedriger Preise: Der durchschnittliche Angebotspreis liegt unter 50 €/kWh. Ursache sind der starke Wettbewerb unter chinesischen Herstellern und Skaleneffekte. Der Schritt soll den Ausbau großer Speicherprojekte in China beschleunigen und die Integration von EE stärken. Experten sehen darin auch ein Signal für weltweit sinkende

Speicherpreise und neue Impulse für den globalen Markt.

ABO Energy verkauft griechischen Anteil an HELLENiQ ENERGY

ABO Energy zieht sich aus dem griechischen Markt zurück und verkauft seine Tochtergesellschaft ABO Energy Hellas S.A. an die HELLENiQ ENERGY Holdings. Damit wechseln rund 1,5 GW an Projekten im EE-Bereich den Besitzer. Seit 2009 hat ABO Energy in Griechenland fünf PV-Parks mit einer Leistung von über 100 MW entwickelt. Künftig will sich das Unternehmen wieder stärker auf die Projektentwicklung in Deutschland konzentrieren. HELLENiQ ENERGY Holdings gehört zu den größten Energieversorgern in Südosteuropa. Mit dem Kauf treibt das Unternehmen den Wandel vom traditionellen Ölgeschäft hin zu EE und mehr Klimaneutralität voran.

EE erstmals wichtigste Stromquelle in Polen

Im Juni 2025 erzeugten EE in Polen erstmals mehr Strom als Kohle und wurden damit zur wichtigsten Energiequelle des Landes. Der Anteil von EE lag bei 44,1%, während Kohle auf 43,7% fiel – ein bedeutender Wendepunkt für ein Land mit traditionell starker Kohleabhängigkeit. Bereits seit 2023 ist ein klarer Rückgang des Kohleanteils und ein starker Anstieg von Wind- und Solartrom zu beobachten. Die polnische Regierung strebt bis 2030 einen Anteil von EE von mindestens 53 bis 63% an und unterstützt den Ausbau durch gezielte Maßnahmen.

Mehr Effizienz für Solarpark Lilienthal

Die Pfalzwerke und die Stadtwerke Neustadt erneuern eine 2023 errichtete PV-Freiflächenanlage am Flugplatz Lilienthal, deren EEG-Förderung Ende 2024 auslief. Im Zuge des

Repowerings wird die Leistung der Anlage von ursprünglich zwei auf 4,5 MW mehr als verdoppelt. Dabei werden neue Module, Wechselrichter und Kabel installiert, während die vorhandenen Montagesysteme weiterverwendet werden. So bleibt der Flächenverbrauch konstant und die Ressourcen werden geschont. Auch ökologische Aspekte spielen eine Rolle: Die Schafbeweidung wird fortgeführt, und durch den Austausch sperriger Altbestandteile entstehen neue Naturflächen. Das Projekt soll dieses Jahr noch abgeschlossen werden. Anschließend übernehmen die beiden Partner gemeinsam den Betrieb. Die Verantwortlichen betonen den Beitrag modernisierter Altanlagen zur Energiewende.

Studie identifiziert 500-GW-Potenzial für Agri-PV in Deutschland

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE hat das technische Potenzial von Agri-PV auf landwirtschaftlichen Flächen erstmals umfassend bewertet. Alle Flächentypen von Ackerland bis zu Dauerkulturen wurden berücksichtigt. Das Ergebnis zeigt, dass auf den am besten geeigneten Flächen bis zu 500 GW installiert werden könnten. Grundlage der Analyse ist ein Bodeneignungsindex, der unter anderem Geodaten und Netzinfrastruktur einbezieht. Die größten Potenziale liegen in Bayern und Niedersachsen. Die Studie zeigt, dass Agri-PV einen wesentlichen Beitrag zur Energiewende leisten kann – vorausgesetzt, Netzausbau und Planung werden entsprechend weiterentwickelt.

Ausbau der Windenergie in Deutschland stark gestiegen

Im ersten Halbjahr 2025 wurden in Deutschland 405 neue WEA mit einer Gesamtleistung von 2,16 GW in Betrieb genommen. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einem Anstieg von 107 %. Alle neu installierten WEA entfallen auf die Windenergie an Land, im Offshore-Bereich wurden bislang keine neuen WEA ans Netz angeschlossen.

Führend im Ländervergleich ist Nordrhein-Westfalen mit 594 MW Zubau, gefolgt von Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Für das zweite Halbjahr wird mit weiteren IBN gerechnet. Grund hierfür sind die hohen Ausschreibungsvolumen der Jahre 2023 (6,38 GW) und 2024 (11 GW), deren Projekte nun schrittweise umgesetzt werden. Trotz des parallelen Rückbaus älterer Anlagen bleibt das Ausbauvolumen insgesamt hoch.

Zeven: WP mit neun Anlagen gestartet

Die Energiequelle GmbH hat im niedersächsischen Zeven neun WEA vom Typ V162 mit einer Gesamtleistung von 54 MW errichtet und in Betrieb genommen. Der Bau des WPs erfolgte trotz schwieriger Witterungsbedingungen innerhalb von 14 Monaten. Acht der Anlagen wurden an die Encavis AG verkauft, eine verbleibende Anlage betreibt künftig der Bürgerwindpark „Wistedt“. Der WP soll jährlich rund 133 Mio. GWh Strom erzeugen und leistet damit einen Beitrag zur regionalen Energieversorgung. Zudem bringt das Projekt wirtschaftliche Impulse für die Region durch Pachteinnahmen und kommunale Beteiligung. Energiequelle plant weitere Windenergieprojekte in Niedersachsen, auch im Landkreis Rotenburg.

Nordex erhält neue Großaufträge in Europa

Nordex hat im vergangenen Quartal mehrere internationale Aufträge erhalten und baut damit seine Präsenz auf dem europäischen Windenergiemarkt weiter aus. Im Baltikum wird der Windturbinenhersteller die Anlagen für den größten Windpark Lettlands liefern. Der Windpark mit einer Gesamtleistung von 147 MW soll bis März 2027 für den staatlichen Energiekonzern Latvenergo fertiggestellt werden. Des Weiteren kommen erstmals neue Turbinentypen bei zusätzlichen Projekten in Schottland und Belgien zum Einsatz. Mit einem weiteren Projekt in

Frankreich liefert Nordex damit WEA nach Westeuropa mit einer Gesamtleistung von 135 MW.



Aurora Green Offshore-Windprojekt erhält Genehmigung für Meeresstudien

Iberdrola Australia, Tochter des spanischen Energiekonzerns, hat die Genehmigung für ozeanografische Studien im 3 GW-Offshore-WP „Aurora Green“ erhalten. Der WP entsteht über 25 km vor der Küste von Gippsland, Victoria. Zum Einsatz kommen eine FLiDAR-Boje, eine Wellenboje und eine Meeresbodenplattform zur Erhebung von Wind-, Wellen- und Strömungsdaten. Die Installation der Geräte ist witterungsabhängig ab Mitte/Ende Juli 2025 geplant und soll mindestens zwölf Monate dauern. Die Standortwahl erfolgte in Abstimmung mit Berufsfischern. Bereits erfolgt sind geophysikalische Untersuchungen, Tier- und Umweltstudien laufen bzw. folgen. Das Projekt sieht bis zu 150 WEA vor und soll bis zu 2,25 Mio. Haushalte mit Strom versorgen. Die erste Phase mit etwa 1 GW könnte ab 2032 in Betrieb gehen.

Die Optimierung von PV-Systemen unter extremen Klimabedingungen

Ein Bericht der IEA-PVPS gibt Empfehlungen zur Optimierung von PV-Systemen in extremen Klimazonen wie Wüsten, Tropen und Schneeregionen. In kalten, schneereichen Gegenden verbessern tiefe Temperaturen zwar die Effizienz, verursachen aber mechanische Belastungen; empfohlen werden hoch geneigte Systeme, dickere Gläser und schneedichte Designs. In heißen, trockenen Regionen belasten Staub, UV-Strahlung und Hitze die Module, hier helfen hitzebeständige Materialien und spezielle Kühltechniken. Tropen erfordern feuchtigkeitsresistente Komponenten und Schutz vor Korrosion, Biofilmen und Staub. Trotz erster Forschungserfolge fehlt es an Praxiserfahrung.

Rekordjahr für PV in der Schweiz

Die Schweiz verzeichnete 2024 einen Zubau von 1798 MW PV-Leistung und erreichte damit einen neuen Höchstwert. Die installierte Gesamtleistung liegt nun bei fast 8,2 GW und deckt rund 14 % des Strombedarfs. Für 2025 rechnet Swissolar mit einem leichten Rückgang beim Ausbau. Die Nachfrage nach Batteriespeichern steigt weiter, fast jede zweite neue Anlage wird damit ausgestattet. Trotz verhaltener Prognosen bleibt PV eine zentrale Säule der Schweizer Stromversorgung. Verbesserte Rahmenbedingungen könnten den Markt erneut beleben. Bereits im Juni 2025 stammten rund 22 % des Stroms aus PV-Anlagen.

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
Mengewichteter 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	3,99 %	29/07/2025
Laufzeit: 15 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 15 Jahre	4,49 %	29/07/2025
Laufzeit: 20 Jahre; Tilgungsfrei: 3 Jahre; Zinsbindung: 10 Jahre	4,34 %	29/07/2025

Quelle: <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/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 TMG, §55 Abs 2 RStV:
Torsten Musick

Redaktionsschluss: 01.08.2025