

Forschungsbericht

Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

Status quo, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven

Guido S. Vallana und Thomas Linnemann



Das dargestellte Forschungsprojekt „Offshore-Windenergienutzung in Deutschland – Status quo, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven“ wurde mit Mitteln des vgbe energy e.V. gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Abschlussberichtes liegt allein bei den Autoren.

Die Berichtsersteller übernehmen keine Haftung für Schäden, die aufgrund von weiterführenden fehlerhaften Anwendungen der in diesem Bericht dargestellten Ergebnisse entstehen.

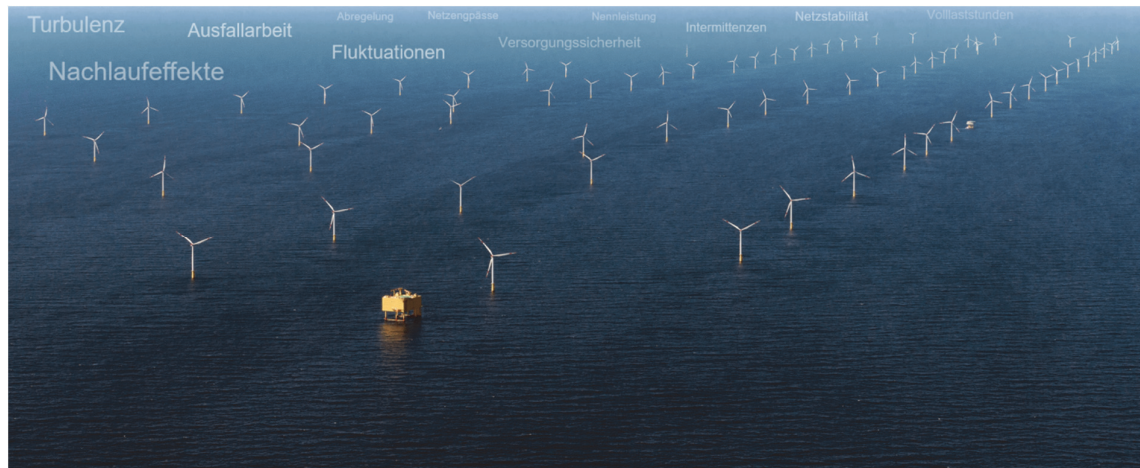


Foto: Vattenfall, Offshore-Windpark Dan Tysk

Offshore-Windenergienutzung in Deutschland

Status quo, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven

Guido S. Vallana, Thomas Linnemann



Naturwissenschaftlich-technischer Fachbericht

VL-AX-2026-001

Essen im September 2026

Wir können den Wind nicht ändern, aber die Segel anders setzen.

Aristoteles, 384 bis 322 vor Christus, griechischer Universalgelehrter und Philosoph

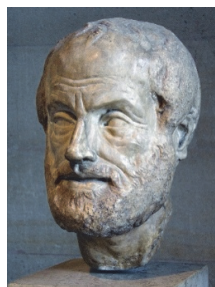


Foto: Eric Gaba, Louvre, Paris, Frankreich

Zusammenfassung

Mit dem Projekt „Offshore-Windenergienutzung in Deutschland: Status quo, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven“ hat der internationale Fachverband vgbe energy e.V. im Rahmen einer Studie mit einjähriger Laufzeit Analysen zur Performance der Windenergieanlagen in der deutschen Nord- und Ostsee gefördert. Grundlage der Studie bilden viertelstündliche Zeitreihen der kumulierten Einspeiseleistungen aus Windenergie, bereitgestellt über die Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) im Zeitraum von 2015 bis 2024, sowie jährliche Datenpunkte der eingespeisten elektrischen Energie auf der Ebene einzelner Windenergieanlagen, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und enthalten in den so genannten EEG-Bewegungsdaten.

Im Mittelpunkt stehen zwei zentrale Fragestellungen:

1. Welche Skalierungs- und Intermittenzeigenschaften¹⁾ sind bei der Windstromproduktion auf dem Meer (Offshore) und an Land (Onshore) zu beobachten, und wie haben sich diese Eigenschaften mit dem Ausbau der Windenergie verändert?
2. Welche betrieblichen Konsequenzen resultieren aus diesen Eigenschaften für die Performance der Windenergienutzung, und wie beeinflussen extreme Veränderungen der Einspeiseleistungen die Anforderungen an den Windturbinen- und Netzbetrieb?

Einen weiteren Schwerpunkt bilden Auswertungen von Betriebskennzahlen der Windenergienutzung auf Jahresbasis. Dabei werden Kenngrößen wie Nennleistung, Maximal-, Mittel- und Minimalwert der kumulierten Einspeiseleistung sowie abgeleitete Kenngrößen wie die jährlichen Ausnutzungen²⁾ des inländischen Onshore-Windparks und des inländischen Offshore-Windparks miteinander verglichen.

Zur Beantwortung dieser zentralen Fragen werden etablierte physikalisch-mathematische Verfahren aus der Turbulenzforschung eingesetzt, darunter spektrale Leistungsdichten, Hurst-Exponenten und Strukturfunktionen mit zugehörigen Intermittenzparametern als kompaktes Maß für die Stärke von intermittierenden Fluktuationen (K62-Modell von Andrey Nikolaevich Kolmogorov) sowie extremwert-statistische Analysen der viertelstündlichen Leistungsinkremente.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Summenleistungen sowohl an Land als auch auf dem Meer im relevanten Frequenzbereich der spektralen Leistungsdichte wie skalierende, turbulent ausgeprägte Prozesse verhalten, deren Potenzgesetz auf eine effektive Energiekaskade im Sinne der Kolmogorov-Theorie hindeutet. Aus den Leistungsdichtespektren abgeleitete effektive Hurst-Exponenten und Intermittenzparameter der Strukturfunktionen weisen indes auf systematische Unterschiede hin: Die Offshore-Windstromproduktion zeigt von 2015 bis 2024 eine deutlich stärkere Intermittenz, eine geringere Glättung der kumulierten Einspeiseleistungen und ausgeprägtere extreme viertelstündliche Leistungsänderungen als die Onshore-Windstromproduktion.

Parallel dazu ist die jährliche Ausnutzung der landesweiten Offshore-Windturbinenflotte nach einer Anlaufphase (2010 bis 2014) ab 2015 von etwa 42 % auf 33 % im Jahr 2024 abgesunken (2025: 32 %).

¹⁾ Intermittenz bezeichnet im Kontext dieser Studie die nicht-gaußianische bzw. nicht normalverteilte, skalenabhängige Häufung starker viertelstündlicher Leistungsänderungen in den analysierten Zeitreihen der netzeingespeisten Summenleistung. Sie wird hier als effektive Eigenschaft des Gesamtsystems verstanden, das neben der atmosphärischen Turbulenz auch mesoskalige Wetterlagen, Windpark- und Clustereffekte sowie system- und marktbedingte Eingriffe (z.B. Abregelung, Redispatch) umfasst, und ist daher nicht als direkte Messung lokaler Windgeschwindigkeiten zu interpretieren.

²⁾ Unter Ausnutzung ist das Verhältnis von Nutzen zu Aufwand in einem vorgegebenen Zeitintervall zu verstehen, d.h. das Verhältnis der in diesem Zeitintervall tatsächlich eingespeisten zu der bei der Auslegungswindbedingungen einspeisbaren elektrischen Arbeit. Die in dieser Studie genutzten Zeitreihen zur viertelstündlichen Summenleistung aus Offshore-Windenergie basieren auf den Meldungen der Übertragungsnetzbetreiber und spiegeln den realen Systembetrieb mit netz- und marktbedingten Eingriffen wider.

Der für Offshore-Windparkprojekte mit besonders günstigen Standortbedingungen kommunizierte Erwartungshorizont jährlicher Ausnutzungen von rund 46 bis 51 % ³⁾ bleibt für das deutschlandweite Offshore-Windenergieanlagenkollektiv im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2024 unerreicht.

Dessen ungeachtet war die Ausnutzung des landesweiten Offshore-Windparks in diesem Zeitraum durchschnittlich 1,8-fach höher als die Ausnutzung des landesweiten Onshore-Windparks.

Beim landesweiten Onshore-Windpark ist im selben Betrachtungszeitraum ein moderat ansteigender Ausnutzungstrend von 20 auf 21 % zu verzeichnen, der mit Berücksichtigung der 2025 erreichten Ausnutzung allerdings wieder verschwindet (d.h. jährliche Schwankung größer als möglicher Trend).

Als Ursache der beobachteten Abnahme jährlicher Ausnutzungen des deutschen Offshore-Windparks kommen unter anderem Netzengpässe in Frage, die in der Regel zur Abregelung konventioneller Kraftwerke und regenerativer Energieanlagen führen, um Netzstabilität zu gewährleisten.

Der überwiegende Anteil der jährlichen Ausfallarbeit entfällt auf abgeregelten Windstrom. Analysen zeigen, dass Abregelungen für Offshore-Windenergie seit 2015 erheblich zugenommen haben und dass der Anteil jährlicher Abregelungen der Offshore-Windstromproduktion von 0,2 % (2015) auf nahezu 18 % (2024) angestiegen ist, mit einem Maximum von 24 % im windstarken Jahr 2023.

Im Vergleich mit neu zugebauten Offshore-Windenergieanlagen in der deutschen Nord- und Ostsee ist festzustellen, dass in jedem Jahr seit 2020 im Mittel mehr Windstrom des bestehenden deutschen Offshore-Windparks system- und marktbedingt abgeregelt wird, als im jeweiligen Jahr neu zugebaute Windenergieanlagen bei repräsentativer Ausnutzung erzeugen könnten.

Bei Onshore-Windenergie ist ein rückläufiger Anteil der Ausfallarbeit an der Windstromproduktion von 6 % (2015) auf 3 % (2024) zu beobachten. Eine Erklärung könnten vielfältigere Möglichkeiten der Netzeinbindung an Land und eine im Vergleich zu Meeresbedingungen deutlich einfachere Aufnahme des an Land produzierten Windstroms sein. Ferner könnte der rückläufige Anteil der Ausfallarbeit an der Windstromproduktion an Land ein weiterer Grund für den moderaten Ausnutzungsanstieg sein.

Die viertelstündlichen ENTSO-E-Zeitreihen kumulierter Einspeiseleistungen aus Offshore-Windenergie spiegeln das kollektive Betriebsverhalten der Windturbinen aus der Adlersperspektive wider. Die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz verpflichtenden Meldungen zur Jahresstromproduktion der geförderten Windturbinen in der deutschen Nord- und Ostsee ermöglichen in Kombination mit dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur einen gezielten Einblick in Ausnutzungen einzelner Windparks und Windturbinen.

Auswertungen dieser Daten zeigen, dass es neben dem aus übergeordneter Sicht zu beobachtenden, rückläufigen Ausnutzungstrend der Offshore-Windturbinenflotte über die letzten zehn Jahre einzelne Windparks gibt, die seit ihrer Inbetriebnahme konstant hohe bis sogar leicht steigende Ausnutzungen aufweisen, was den Einfluss standort- und parkbezogener Faktoren unterstreicht.

Zusammenfassend verdeutlicht die Studie, dass die Offshore-Windstromproduktion in Deutschland im Zeitraum der Jahre 2015 bis 2024 eine deutlich ausgeprägtere und mit zunehmender Nennleistung weiter anwachsende Intermittenz aufweist als die inländische Onshore-Windstromproduktion.

³⁾ In der frühen Projektkommunikation zu Offshore-Windparks wie Amrumbank West, Bard Offshore 1 oder Veja Mate sind Angaben über einen Zielkorridor jährlicher Ausnutzungen von 46 bis 51 % bzw. 4.000 bis 4.500 Volllaststunden zu finden. Von 2015 bis 2024 haben laut EEG-Bewegungsdaten bis zu 0,4 % der Offshore-Windturbinen in einem Betriebsjahr 4.500 Volllaststunden oder mehr erreicht. Eine Ausnahme bildet das überdurchschnittlich windstarke Jahr 2019, in dem knapp 5 % aller Offshore-Windturbinen Ausnutzungen von 4.500 Volllaststunden oder mehr erreichten. Eine der 72 Windturbinen des Nordsee-Windparks Sandbank erreichte im windstarken Jahr 2019 sogar einen Maximalwert von etwas mehr als 4.800 Volllaststunden bzw. 55 %.

Kernbotschaften

1 Hohe Nennleistung ohne gesicherte Leistung für Windenergie

73 GW installierte Nennleistung und 138 TWh Windstromproduktion in Deutschland im Jahr 2024 verdeutlichen die maßgebende Rolle der Windenergie für die Energiewende. Zugleich belegen durchweg sehr niedrige Jahresminimalleistungen, dass die Windenergie im heutigen System keine gesicherte Leistung bereitstellt.

2 Phasen niedriger Einspeisung treten immer wieder auf

Im Jahr 2024 lag die Summenleistung der inländischen Windturbinenflotte in 293 Viertelstunden unterhalb von 1 % der Nennleistung und aufsummiert 44 Tage unterhalb der 5 %-Marke. Langjährige Betriebsdaten lassen nicht erkennen, dass Windenergie allein in der Lage wäre, durch räumliche Verteilung konventionelle Kraftwerksleistung vollwertig zu ersetzen („Irgendwo weht immer Wind“).

3 Umfangreicher Bedarf an Backup-Leistung

Aufgrund der volatilen Windstromproduktion und sehr niedriger Jahresminimalleistungen bleibt ein Backup-System mit Regelfähigkeit bis zur Jahreshöchstlast auch bei weiterem Ausbau erforderlich. Das parallele Vorhalten gesicherter Leistung ist mit Zusatzaufwand verbunden.

4 Ausnutzung der landesweiten Offshore-Windturbinenflotte geringer als erhofft

Der für Offshore-Windparks mit besonders günstigen Standortbedingungen kommunizierte Erwartungshorizont jährlicher Ausnutzungen ⁴⁾ von 46 bis 51 % (entsprechend 4.000 bis 4.500 Volllaststunden) bleibt für die landesweite Offshore-Windturbinenflotte mit beobachteten rückläufigen Werten von 42 % im Jahr 2015 auf 32 % im Jahr 2025 bislang unerreicht. Gründe sind vor allem system- und marktbedingte Abregelungen sowie unerwartet starke Ertragseinbußen im realen Großsystem mit hohen Nennleistungen auf begrenzten Meeresflächen.

5 Zunehmende Ausfallarbeit begrenzt Nutzen des Offshore-Windenergie-Zubaus

Seit dem Jahr 2020 wird im Mittel mehr Offshore-Windstrom systembedingt jährlich abgeregelt, als im jeweiligen Jahr neu zugebaute Windturbinen bei repräsentativer Ausnutzung zusätzlich hätten erzeugen können. Ohne koordinierten Ausbau der Netzinfrastruktur führt der Nennleistungszubau zu wachsender Ausfallarbeit und sinkender Ausnutzung.

6 Wake-Effekte setzen standortbezogene Obergrenzen

In dicht belegten Windpark-Clustern mit hohen Nennleistungen pro Quadratkilometer Meeresfläche treten ausgeprägte Wake-Effekte ⁵⁾ auf, die laut Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme für verdichtete Ausbauszenarien in der Nordsee zu Ertragsminderungen um bis zu 20 % führen. Dies deutet darauf hin, dass die physikalisch nutzbare Windressource in einigen Nordsee-Regionen begrenzt sein könnte.

7 Intermittenz der Offshore-Einspeisungen hat mit bisherigem Ausbau zugenommen

Etablierte Verfahren wie Spektralanalysen, Hurst-Exponenten und Intermittenzparameter auf Basis viertelstündlicher Einspeisezeitreihen deuten darauf hin, dass die Windstromproduktion auf See sprunghafter und weniger geglättet ist als an Land und dass ausgeprägte Leistungsänderungen auf sehr kurzen Zeitskalen mit dem bisherigen Ausbau zugenommen haben – mit Auswirkungen auf das Versorgungssystem.

8 Dunkelflauten als europäische Systemherausforderung

Literaturstudien zur Windstromproduktion in Europa auf Basis langjähriger Wetterdaten belegen, dass seltene, ausgeprägte Dunkelflauten großräumig auftreten und sich durch geographische Glättung allein nicht kompensieren lassen. Modellrechnungen aus der Literatur weisen auf einen saisonalen Speicherbedarf in einer Größenordnung von einigen hundert Terawattstunden hin. Heute installierte Batterie- und Pumpspeicherkapazitäten können davon lediglich einen Bruchteil im niedrigen einstelligen Prozentbereich abdecken.

9 Mehr Flexibilität bei Konzentration auf intermittierende Einspeiser erforderlich

Neben Windenergie trägt Photovoltaik als weitere intermittierende regenerative Energie zur Jahresstromproduktion bei. Sie trägt aufgrund regelmäßig ausfallender nächtlicher Einspeisung nicht zur gesicherten Leistung bei. Hinzu kommen bewölkungsbedingt zeitweise reduzierte Einspeisungen und deutlich abfallende Erträge im Winter. In Kombination mit Windenergie erhöht dies den Bedarf an Flexibilitätsoptionen, Speichern und regelbarer Erzeugung.

10 Ausbauziele systemorientiert weiterentwickeln

Vor dem Hintergrund der physikalischen und systemischen Befunde erscheint es sinnvoll, die Ausbauziele für Offshore-Windenergie stärker an erzielbarer Jahresarbeit (TWh), Systemdienlichkeit und Netzintegration auszurichten. Hierbei sind die Kriterien des Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit ausgewogen zu berücksichtigen.

⁴⁾ Verhältnis von tatsächlich netzeingespissten zu der bei Auslegungswindbedingungen lieferbaren elektrischen Energie.

⁵⁾ Wake-Effekte (Nachlaufeffekte) bezeichnen die Abschattung und Verwirbelung des Windes im Windschatten nachfolgender Anlagen.

Kapitelübersicht

Die vorliegende Studie untersucht die Einspeisedynamik der Onshore- und Offshore-Windenergie in Deutschland mit dem Ziel, ihre Bedeutung für Versorgungssicherheit, Netzstabilität und mechanische Belastungen der Anlagen fundiert zu bewerten.

Ausgangspunkt ist die Beobachtung, dass Windenergie zunehmend eine tragende Rolle im Stromversorgungssystem übernimmt, während stark fluktuierende und intermittierende Einspeiseleistungen aus Windenergie neue Anforderungen an Planung, Betrieb und Risikobewertungen stellen.

Vor diesem Hintergrund werden betriebscharakteristische Kennzahlen der Windenergienutzung und detaillierte statistische Eigenschaften der ins Netz eingespeisten Summenleistungen aus Windenergie analysiert und in einen energiewirtschaftlichen Kontext gestellt.

Kapitel 2 beschreibt den methodischen Rahmen der Untersuchung. Dort werden verwendete Daten, insbesondere viertelstündliche Zeitreihen der Summenleistung des deutschen Onshore-Windparks und des deutschen Offshore-Windparks, die Aufbereitung dieser Zeitreihen sowie die eingesetzten mathematisch-statistischen Verfahren eingeführt. Hierzu zählen neben klassischen Kenngrößen wie dem Mittelwert und der Standardabweichung auch mathematische Methoden, die in der modernen Turbulenzphysik angewandt werden, wie zum Beispiel Leistungsdichtespektren, Hurst-Exponenten, Strukturfunktionen, Intermittenzparameter, Kurtosis und Extremwertstatistiken. Dieses Methodenkapitel bildet die Grundlage für die anschließende Ergebnisanalyse.

Die Ergebnisse der Studie werden im **Kapitel 3** dargestellt und diskutiert. Inhaltlich lässt sich dieses Kapitel in zwei eng miteinander verknüpfte Teile gliedern: Im **ersten Teil** (Kapitel 3.1 bis 3.7) werden betriebscharakteristische Merkmale der inländischen Onshore- und Offshore-Windparks untersucht. Dazu gehören Ausbau und zeitliche Entwicklung der Nennleistung von 2010 bis 2024, Unterschiede der jährlichen Ausnutzungen der On- und Offshore-Windturbinenflotten, die zeitliche Entwicklung der Ausfallarbeiten sowie wesentliche physikalische Einflussgrößen wie Nachläufe bzw. Wake-Effekte und deren betriebliche Konsequenzen. Dieser erste Teil dieses Kapitels führt in die Thematik ein, indem er die Offshore-Windenergie im Kontext des gesamten Windenergiesystems verortet und zentrale Rahmenbedingungen für die anschließende Fluktuationsanalyse bereitstellt.

Im **zweiten Teil** (Kapitel 3.8 bis 3.14) stehen vertiefte Fluktuationsanalysen von Zeitreihen kumulierter Einspeiseleistungen im Mittelpunkt. Hier wird gezeigt, dass klassische statistische Kenngrößen wie der Mittelwert und die Varianz zwar einen ersten Überblick liefern, für eine belastbare Risikobewertung der hochvolatilen Windstromproduktion jedoch nicht ausreichen.

Stattdessen werden in diesem Teil skalenabhängige Eigenschaften der Einspeiseleistungszeitreihen untersucht: Leistungsdichtespektren und Hurst-Exponenten charakterisieren die Langzeitkorrelation und Persistenz. Strukturfunktionen und Intermittenzparameter erfassen ferner die intermittierende, multifraktale Struktur der Fluktuationen. Kurtosis und Extremwertstatistiken helfen darüber hinaus bei der Quantifizierung der Häufigkeit und Höhe extremer Leistungsänderungen.

Ein besonderer Fokus liegt auf den Unterschieden zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie und der Frage, wie sich die Intermittenz mit dem starken Nennleistungsausbau der Offshore-Windenergie im Betrachtungszeitraum verändert hat.

Kapitel 4 bündelt die wichtigsten Ergebnisse und leitet energiewirtschaftliche und systemtechnische Konsequenzen ab. Diskutiert werden unter anderem Grenzen geographischer Glättung, Bedeutung von Dunkelflauten, Bedarf an Kurz- und Langzeitspeichern, Anforderungen an Netzführung und Reservbereitstellung sowie Implikationen für die mechanische Belastung von Windenergieanlagen.

Abschließend werden weiterer Forschungsbedarf und mögliche Folgestudien skizziert, insbesondere hinsichtlich des weiteren Ausbaus der Offshore-Windenergie, der Rolle von Flexibilitätsoptionen (Speicher, Power-to-X, Lastmanagement) und der Notwendigkeit einer besseren Datenverfügbarkeit für systematische Analysen.

Im **Kapitel 5** werden Lösungsansätze für ein robustes landesweites Windenergiesystem diskutiert, und das **Kapitel 6** fasst die Arbeit mit wesentlichen Schlussfolgerungen in knapper Form zusammen.

Insgesamt ist dieser Bericht als naturwissenschaftlich-technischer Fachbeitrag zu verstehen, der betriebliche Erfahrungen mit modernen Methoden der Fluktuations- und Turbulenzanalyse verknüpft. Er soll damit sowohl zur wissenschaftlichen Diskussion über intermittierende Energieeinspeisungen beitragen als auch praktische Hinweise für Planung und Betrieb sowie Weiterentwicklungen eines zunehmend durch Windenergie geprägten Stromversorgungssystems liefern.

Zusammenfassung	2
Kernbotschaften	4
Kapitelübersicht	5
1 Einleitung	8
2 Datengrundlage und mathematische Methoden	9
2.1 Datengrundlage	9
2.2 Spektrale Leistungsdichten und Hurst-Exponenten	10
2.3 Leistungsinkremente, Häufigkeitsverteilungen, Kurtosis, Strukturfunktionen	11
2.4 Intermittenzparameter im Rahmen des K62-Modells	14
3 Ergebnisse	15
3.1 Betriebscharakteristik	15
3.2 Ausnutzung	20
3.3 Systembedingte Ausfallarbeit	24
3.4 Konsequenzen systembedingter Ausfallarbeit	27
3.5 Marktbedingte Ausfallarbeit am Beispiel der Offshore-Windenergie	28
3.6 EEG-Bewegungsdaten: Ausnutzungen einzelner Offshore-Windparks	29
3.7 Experimentelle Nachweise für Nachlaufeffekte (Wake-Effekte)	31
3.8 Spektrale Leistungsdichten und Hurst-Exponenten	36
3.9 Inkrementstatistik: Intermittierende Dynamik der Leistungsänderungen	40
3.10 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, Kurtosis und Langzeitkorrelation	42
3.11 Strukturfunktionen	47
3.12 Intermittenzparameter	49
3.13 Extremwertstatistik: Tagesmaximalwerte der Leistungsänderungen	51
3.14 Einflussfaktoren auf die Intermittenz der aggregierten Windstromproduktion	53
4 Diskussion ► Konsequenzen und Herausforderungen	54
4.1 Interpretation der Skalierungseigenschaften	54
4.2 Flexibilitätsbedarf	55
4.3 Zunehmende Belastungen für das Energiesystem	56
4.4 Ausfallarbeit und Grenzen der Netzinfrastruktur	56
4.5 Dunkelflauten, Langzeitspeicher und europäische Vernetzung	57
4.6 Systemische Herausforderungen	57
5 Lösungsansätze für ein robustes Windenergiesystem	58
6 Schlussfolgerungen	60
Hinweis	60
Danksagung	60
Literatur	61

1 Einleitung

Mit dem Projekt „Offshore-Windenergienutzung in Deutschland: Status quo, Herausforderungen und Zukunftsperspektiven“ hat der Fachverband vgbe energy e.V. – ein Zusammenschluss internationaler Kraftwerksbetreiber mit Sitz in Essen – Analysen zur Performance der Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee und Ostsee gefördert. Die Studie mit einjähriger Laufzeit startete im April 2025.

Das Projekt ist als Fortsetzung der zweiteiligen Vorläuferstudie zur Windenergienutzung in Deutschland und in Europa zu verstehen: Der erste Teil der Vorläuferstudie behandelte 2017 den Status quo sowie Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung Deutschlands mit Elektrizität [1, 2]. Der zweite Teil ging der Frage nach, ob die Aussage „*irgendwo weht immer Wind*“ für Europa zutrifft und inwieweit in den betrachteten 18 Ländern, d.h. Deutschland und 17 benachbarten Ländern, die Windenergie nutzen, ein länderübergreifender Ausgleich der Windstromproduktion unter spürbarem Verzicht auf konventionelle Kraftwerksleistung bei einem auch weiterhin unverändert hohen Niveau der Versorgungssicherheit möglich ist [3, 4]. Das Ergebnis war, dass selbst unter der idealisierenden Annahme einer Kupferplatte über Europa (d.h. keine Netzverluste und Transportbeschränkungen) ein Backup-System für Schwachwindphasen vorzuhalten ist, das jederzeit – und im Extremfall auch den gesamten – Strombedarf decken kann. Dies bedeutet, eine doppelte Kraftwerksinfrastruktur zur Versorgungssicherheit vorhalten zu müssen.

Angesichts der energiepolitisch angestrebten Elektrifizierung der Energieversorgung kommt volatilen Leistungseinspeisungen aus Windenergie auf dem Meer und an Land eine zentrale Bedeutung für die Netzsystemstabilität und Versorgungssicherheit zu. Die kumulierte Nennleistung des landesweiten Windenergieanlagenkollektivs hat heute einen hohen Anteil an der verfügbaren Kraftwerksleistung erreicht und betrug zum Jahresende 2024 knapp 72,8 Gigawatt (GW). Davon entfielen 12,7 % oder rund 9,2 GW auf Offshore-Windenergie.

Zum Jahresende 2024 waren in 31 Offshore-Windparks rund 1.640 Windenergieanlagen in Betrieb. Bei einer jahresdurchschnittlichen ⁶⁾ Nennleistung von 8,8 GW [5 bis 7] und einer Einspeiseleistung von jahresdurchschnittlich rund 2,9 GW – dies entspricht einer Ausnutzung von etwa 33 % – ist für das Jahr 2024 eine Stromproduktion von rund 25,6 Terawattstunden (TWh) verzeichnet.

Das energiepolitische Ausbauziel in Deutschland ist äußerst anspruchsvoll: Gigantische Windparks in der Nord- und Ostsee sollen in absehbarer Zukunft das Rückgrat der Energiewende bilden. Mit dem Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See vom 13. Oktober 2016 und dessen späteren Novellen hat die Bundesregierung das Ziel verankert, die Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee und Ostsee in den nächsten 20 Jahren auf bis zu 70 GW Nennleistung auszubauen [8]. Mit diesem ambitionierten Ausbauziel rücken die raumzeitlichen Fluktuationen der Offshore-Windstromproduktion in den Fokus, da sie Lastflüsse, den Bedarf an Energie- und Leistungsreserven sowie die Dimensionierung von Speicher- und Netzübertragungskapazitäten maßgeblich beeinflussen.

Bereits im heutigen Ausbauzustand treten Nebenwirkungen bei der Offshore-Windenergienutzung auf, die hinsichtlich ihres Ausmaßes und ihrer systemischer Folgen teilweise unterschätzt wurden: großräumige, langlebige Nachläufe (auch als Wakes bezeichnet) in dicht belegten Windpark-Clustern, deutliche Rückgänge erzielbarer Volllaststunden in abgeschatteten Bereichen sowie zunehmende system- und marktbedingte Ausfallarbeit. Wake-Effekte sind seit langem bekannt und werden bei der Projektierung von Windparks grundsätzlich berücksichtigt.

⁶⁾ Die aus dem Jahresanfangswert und dem Jahresendwert arithmetisch gemittelte Nennleistung dient unter anderem als Eingangsgröße zur Berechnung viertelstündlicher und jährlicher Ausnutzungen des deutschen Offshore-Windparks. Die benötigten Datenpunkte sind einschlägigen Veröffentlichungen zur Energiestatistik Deutschlands zu entnehmen.

Neu ist jedoch, wie stark sich diese Effekte im realen Großsystem mit hohen Leistungsdichten, clusterweiser Erschließung und (noch) unzureichendem Netzausbau auf die kollektive Ausnutzung und auf das Fluktuations- und Risikoprofil der Offshore-Windstromproduktion auswirken. In räumlich dicht angeordneten Offshore-Windparks überlagern sich solche Wake-Strukturen, so dass selbst bei großräumig betrachtet wenig turbulenten Großwetterlagen lokal hochdynamische Turbulenzfelder im Lee der atmosphärischen Strömung entstehen, die sich ertragsmindernd auswirken.

Systembedingtes Abregeln führt zu weiteren Betriebseinschränkungen: Abhängig von der Nachfrage der Verbraucher müssen bei zu hohen Leistungseinspeisungen Windparks netzengpassbedingt durch Netzbetreiber gedrosselt werden, und bei negativen Strompreisen können zusätzlich Abregelungen aus wirtschaftlichen Gründen durch Windparkbetreiber veranlasst sein. Im Ergebnis beeinträchtigen Nachlaufeffekte und Abregelungen die Ausnutzung der Windenergie und die Systemeffizienz bereits im heutigen Ausbauzustand deutlich.

Während die kleinskalige Dynamik atmosphärischer Strömungen in der Turbulenzphysik seit Langem intensiv untersucht wird [9 bis 11], liegen bislang nur wenige Forschungsarbeiten vor, in denen die Werkzeuge der modernen Turbulenzanalyse systematisch auf aggregierte Leistungszeitreihen von landesweiten Windparks angewandt werden. Bisherige Studien konzentrieren sich überwiegend auf Windgeschwindigkeitsmessungen sowie Einspeiseleistungen einzelner Windturbinen und kleinerer Windparks mit Abstraten im Sekundenbereich, um Intermittenzen und multifraktale Eigenschaften turbulenter Luftströmungen zu charakterisieren [9 bis 11].

Das Ziel der Studie ist eine **integrierte Analyse** der kumulierten Einspeiseleistungen der inländischen Onshore- und Offshore-Windturbinenflotten auf Basis viertelstündlicher ENTSO-E-Zeitserien sowie Verknüpfung turbulenzphysikalischer Skalierungs- und Intermittenzeigenschaften mit betrieblichen Kennzahlen wie der installierten Nennleistung, Ausnutzung, Ausfallarbeit und Tagesmaximalwerten von Leistungsänderungen. Der Turbulenzbegriff wird dabei in einem erweiterten Sinne verwendet: Untersucht werden effektive Skalierungs- und Intermittenzeigenschaften der kumulierten Einspeiseleistungen, die neben atmosphärischer Turbulenz auch mesoskalige Wetterlagen mit räumlichen Ausdehnungen von einigen Dutzend bis hundert Kilometern und Langzeitkorrelationen von bis zu vier Tagen widerspiegeln. Die fluktuierenden Eigenschaften der viertelstündlichen Einspeiseleistungen resultieren ferner aus der geografischen Verteilung und Anordnung der Windparks sowie aus windpark- und anlagenspezifischer Regelung, Netzengpässen, Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen.

Da die integrierte Analyse dieser Studie keine eindeutige Trennung dieser einzelnen Beiträge erlaubt, erfassen die Ergebnisse notwendigerweise die kombinierte Systemdynamik. Die Ergebnisse sind nicht als technologiespezifische Eigenschaft der Onshore-Windenergie gegenüber Offshore-Windenergie zu interpretieren, sondern als Ausdruck der Einspeisedynamik im Gesamtsystem. Diese erweiterte Interpretation des Turbulenzbegriffes ist für die Einordnung der Ergebnisse wesentlich und bildet den konzeptionellen Rahmen für die nachfolgenden Analysen.

2 Datengrundlage und mathematische Methoden

2.1 Datengrundlage

Die Untersuchungen basieren auf viertelstündlichen Zeitreihen kumulierter Einspeiseleistungen aus Windenergie in Deutschland von 2015 bis 2024, die über die ENTSO-E-Transparenzplattform abrufbar sind [12]. Für ein Normaljahr stehen jeweils 35.040 Viertelstundenwerte zur Verfügung, und für ein Schaltjahr sind es 35.136 Viertelstundenwerte.

Jeder Datenpunkt spiegelt die Summenleistung landesweit betriebener Windenergieanlagen wider, deren Leistungen am Netzanschlusspunkt über eine Viertelstunde gemittelt tatsächlich ins Stromnetz eingespeist werden. Dies bedeutet: Abgeregelte und damit nicht eingespeiste Leistung ist in diesen Datenpunkten nicht enthalten. Bei Bedarf muss die jährliche Ausfallarbeit über zusätzliche Quellen wie Monitoringberichte der Übertragungsnetzbetreiber oder andere Berichte und Redispatch-Daten rekonstruiert werden.

Eine Qualitätsüberprüfung der ENTSO-E-Zeitreihen im Rahmen der aktuellen Studie ergab, dass diese Datenpunkte vollständig sind und keine Fehlstellen aufweisen. Da die ENTSO-E-Zeitreihen jeweils nur eine kollektive Betrachtung landesweiter Onshore-Windparks oder Offshore-Windparks ermöglichen, wurde mit jährlichen EEG-Bewegungsdaten eine weitere Datenbasis punktuell mit einbezogen [13].

Anlagenbetreiber, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine Vergütung für ihren netzeingespeisten Strom erhalten, haben für die EEG-Jahresabrechnung unter anderem die jährliche Stromproduktion, Vergütungszahlungen und die Vergütungskategorie für jede geförderte Anlage zu melden. Mit weiteren Angaben wie Marktstammdaten-Nummer und Anlagenschlüssel lassen sich aus EEG-Bewegungsdaten über das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur Informationen wie Standort der geförderten Einzelanlage, Nennleistung und Inbetriebnahmedatum ermitteln [14].

Die EEG-Bewegungsdaten ergänzen die viertelstündlichen ENTSO-E-Zeitreihen zur Einspeiseleistung, indem sie Auswertungen zur jährlichen Ausnutzung einzelner Meereswindparks und Windturbinen ermöglichen. Sie helfen dabei, betriebliche Besonderheiten im Kontext der aggregierten Gesamtsicht besser einzuordnen. Der Vergleich jährlich aggregierter ENTSO-E-Zeitreihen mit jährlich aggregierten EEG-Bewegungsdaten sämtlicher Offshore-Windparks von 2015 bis 2024 zeigt geringe Abweichungen von weniger als 1 % bei den Jahresenergiemengen und stellt damit einen wichtigen Konsistenz- und Plausibilitätscheck der beiden Datenquellen dar.

Dieser Jahresvergleich erlaubt indes keine Bewertung des dynamischen Verhaltens viertelstündlicher Einspeisezeitreihen. Die aus EEG-Bewegungsdaten abgeleiteten Jahreswerte sind für Betrachtungen der Flottenausnutzung sowie skalenabhängiger Fluktuationseigenschaften der kumulierten Einspeiseleistung gut geeignet. Für Fragen, die höhere zeitliche Auflösungen oder eine detaillierte Trennung physikalischer von netzbedingten Effekten erfordern, sind ergänzende Daten erforderlich, wie zum Beispiel Windturbinen- oder Windparkmessdaten mit höherer zeitlicher Auflösung. Zur Analyse der zeitlichen Entwicklung der Jahresausfallarbeit von Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie wurden amtliche Daten der Bundesnetzagentur genutzt, die diese in jährlichen Monitorberichten veröffentlicht [15].

2.2 Spektrale Leistungsdichten und Hurst-Exponenten

Zur Untersuchung der Energiekaskade wird für jedes Jahr im Zeitraum 2015 bis 2024 die zugehörige Jahreszeitreihe der kumulierten Einspeiseleistung $P_j(t_m)$ des deutschen Offshore-Windparks und des deutschen Onshore-Windparks betrachtet. Das Jahr wird durch den Index j gekennzeichnet, und die Zuordnung kann beispielsweise als $j = 1, 2, \dots, 10$ für die Jahre 2015 bis 2024 verstanden werden. Die kumulierte Einspeiseleistung liegt als zeitlich aufgelöste Messreihe mit einer zeitlichen Auflösung von $\Delta t = 15 \text{ Minuten}$ vor. Die diskreten Zeitpunkte werden durch den Index m beschrieben, so dass t_m den m -ten 15-Minuten-Wert innerhalb des jeweiligen Jahres bezeichnet. Für jedes Jahr j ergibt sich so eine diskret abgetastete Jahreszeitreihe der kumulierten Einspeiseleistung:

$$P_j(t_m) = \sum_{i=1}^{z(t_m)} P_{j,i}(t_m) \quad \text{mit } m = 1, 2, \dots, N \quad (1)$$

In der Gleichung ist $P_{j,i}(t_m)$ die Einspeiseleistung der i -ten Windturbine im Jahr j zum Zeitpunkt t_m und $z(t_m)$ die Anzahl der Windturbinen, die zum Zeitpunkt t_m im Betrieb sind. Die Größe N gibt die Anzahl der 15-Minuten-Intervalle im betrachteten Jahr an ($N = 35.040$ Werte in einem Normaljahr und $N = 35.136$ Werte in einem Schaltjahr). Die Zeitreihen $P_j(t_m)$ werden zunächst trendbereinigt, um langsame saisonale Variationen zu entfernen. Anschließend wird für jedes Jahr j eine diskrete Fourier-Transformation der zuvor trendbereinigten Zeitreihe durchgeführt. Die mit Hilfe der Fourier-Transformation berechneten Fourier-Koeffizienten $F_j(f_k)$ beschreiben die mathematische Zerlegung der Zeitreihe $P_j(t_m)$ in ihre Frequenzkomponenten f_k . Die spektrale Leistungsdichte $S_j(f_k)$ ist – bis auf einen Normierungsfaktor – durch das Betragsquadrat der Fourier-Koeffizienten gegeben:

$$S_j(f_k) \propto |F_j(f_k)|^2 \quad (2)$$

In einem Frequenzintervall, das hinreichend weit von sehr niedrigen (saisonalen) und sehr hohen (rauschdominierten) Frequenzen entfernt ist, wird – in Analogie zum Inertialbereich turbulenter Strömungen – für die ideale, kontinuierliche Spektralform als Funktion der Frequenz f das folgende Potenzgesetz angenommen [9, 16, 17]:

$$S_j(f) \propto f^{-\beta_j} \quad (3)$$

Für jedes Jahr j wird das Spektrum $S_j(f)$ in doppelt-logarithmischer Darstellung analysiert, das heißt, der Exponent β_j wird für jedes Jahr j durch lineare Regression der Größen $\log [S_j(f)]$ gegen $\log [f]$ im jeweiligen Inertialbereich bestimmt:

$$\log [S_j(f)] \propto -\beta_j \cdot \log [f] \quad (4)$$

Unter der Annahme, dass die kumulierten Leistungszeitreihen $P_j(t_m)$ durch einen fraktionellen Brownschen Bewegungsprozess beschrieben werden können, besteht zwischen dem Spektral-exponenten β_j und dem Hurst-Exponenten H_j die Beziehung [9, 17]:

$$\beta_j = 1 + 2 \cdot H_j \quad (5)$$

Daraus ergibt sich für jedes Jahr j der effektive Hurst-Exponent [18]

$$H_j = \frac{\beta_j - 1}{2}, \quad (6)$$

der Langzeitabhängigkeit und „Rauigkeit“ der entsprechenden kumulierten Leistungszeitreihe $P_j(t_m)$ charakterisiert. Mit Gleichung (6) wird für jedes Jahr j ein effektiver Hurst-Exponent H_j bestimmt. Danach wird der Verlauf der effektiven Hurst-Exponenten über die Jahre analysiert, um mögliche systematische Veränderungen der Langzeitkorrelationen im Zeitverlauf zu identifizieren.

2.3 Leistungsinkremente, Häufigkeitsverteilungen, Kurtosis, Strukturfunktionen

Leistungsinkremente

Zur Charakterisierung von kurz- und mittelfristigen Fluktuationen werden Leistungsinkremente der kumulierten Einspeiseleistung betrachtet. Die kumulierte Einspeiseleistung $P_j(t_m)$ liegt – wie zuvor beschrieben – als Zeitreihe mit einer Auflösung von $\Delta t = 15 \text{ Minuten}$ vor.

Um die Notation zu vereinfachen, wird in den folgenden Formeln auf Jahres- und Zeitindizes verzichtet. Die Leistungsinkremente für verschiedene Zeitversätze τ sind unter dieser Prämisse wie folgt definiert:

$$\Delta P_{\tau}(t) = P(t + \tau) - P(t) \quad (7)$$

Der Zeitversatz τ entspricht hier ganzzahligen Vielfachen der Viertelstunde Δt und beschreibt somit den Abstand zwischen zwei Messpunkten in der jeweils betrachteten Zeitreihe. Dieser Abstand wird verwendet, um die Dynamik und Charakteristik der Leistungsänderungen von Windenergieanlagen, bzw. von landesweiten Windparks auf unterschiedlichen Zeitskalen zu analysieren. Durch die Analyse von $\Delta P_{\tau}(t)$ für unterschiedliche Zeitversätze τ lassen sich Häufigkeitsverteilungen, die Kurtosis sowie Strukturfunktionen der Leistungsänderungen auf unterschiedlichen kurz- bis mittelfristigen Zeitskalen bestimmen. Für die betriebliche Praxis sind Leistungsänderungen auf sehr kurzen Zeitskalen mit Zeitversätzen im Sekundenbereich von besonderer Bedeutung, da sie entscheidenden Einfluss auf mechanische Belastungen der Anlagenkomponenten (z.B. Getriebe oder Rotorblätter) und auch gleichzeitig auf die Stabilität des Stromnetzes haben.

Häufigkeitsverteilungen

Aus der Zeitreihe der kumulierten Einspeiseleistung – zum Beispiel für das Jahr 2024 – wird zunächst die Zeitreihe der 15-minütigen Leistungsänderungen (d.h. Leistungsinkremente) gebildet:

$$\Delta P(t) = P(t + 15 \text{ Minuten}) - P(t) \quad (8)$$

Auf dieser Basis wird die Häufigkeitsverteilung der normierten 15-minütigen Leistungsänderungen $\Delta P(t)/\sigma$ bestimmt, wobei σ die Standardabweichung der Leistungsinkremente $\Delta P(t)$ bezeichnet, so dass alle Leistungsänderungen von den kleinsten bis zu den größten Werten erfasst werden. Ziel ist zu prüfen, ob die Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderungen mit einer Normalverteilung vereinbar ist oder systematisch davon abweicht. Bei der (standardisierten) Normalverteilung ist die Häufigkeitsverteilung glockenförmig, symmetrisch und wird vollständig durch den Mittelwert μ und die Standardabweichung σ charakterisiert.

Die grafische Darstellung von $\Delta P(t)/\sigma$ erlaubt eine direkte visuelle und statistische Prüfung, ob kleine und große Leistungsänderungen mit einer Gauß-Verteilung konsistent sind oder ob Schiefe, schwere Ränder (Heavy tails) oder andere Abweichungen auftreten. Die Normierung der 15-minütigen Leistungsänderungen auf ihre zugehörige Standardabweichung σ ermöglicht einen direkten Vergleich der Häufigkeitsverteilungen für Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie.

Werden Häufigkeiten im Bereich $|\Delta P(t)/\sigma| > 3$ bzw. deutlich oberhalb der Erwartungswerte einer Normalverteilung beobachtet, weist dies auf ausgeprägte Heavy tails in der Häufigkeitsverteilung hin. In der Praxis bedeutet $|\Delta P(t)/\sigma| > 3$, dass extreme Leistungsänderungen innerhalb von 15 Minuten gehäuft auftreten. Die parallelen Striche $|\dots|$ in dieser Gleichung stehen für den Absolutbetrag.

Kurtosis

Die Kurtosis K_{τ} der Leistungsinkremente $\Delta P_{\tau}(t)$ wird berechnet, um Abweichungen von normalverteilten Werten und das Auftreten von Extremfluktuationen $|\Delta P_{\tau}(t)/\sigma| > 3$ zu identifizieren. Sie ist ein Maß für die Gewichtung der Randbereiche der Häufigkeitsverteilung der Leistungsinkremente $\Delta P_{\tau}(t)$ im Vergleich zur Normalverteilung nach Gauß [19, 20]:

$$K_{\tau} = \frac{\langle \Delta P_{\tau}^4 \rangle}{\langle \Delta P_{\tau}^2 \rangle^2} \quad (9)$$

Dabei bezeichnet $\langle \dots \rangle$ den arithmetischen Mittelwert über die Leistungsinkremente bei einem festen Zeitversatz τ . Der Zähler misst auf der Grundlage der Leistungsinkremente $\Delta P_\tau(t)$ die Intensität und Häufigkeit starker Auslenkungen (Ausreißer, extreme Ereignisse), während der Nenner die typische Breite der Streuung beziehungsweise Fluktuationsstärke repräsentiert. Nimmt der zeitliche Verlauf der Kurtosis K_τ als Funktion des Zeitversatzes τ den Wert $K_\tau = 3$ an, so entspricht dieser Wert dem Erwartungswert für normalverteilte Daten.

Eine gegenüber diesem Normalverteilungswert $K_\tau = 3$ erhöhte Kurtosis weist auf eine Dominanz von Extremereignissen gegenüber „normalen“ Fluktuationen und auf eine ausgeprägte Intermittenz der Leistungsänderungen $\Delta P_\tau(t)$ des betrachteten Windparks hin.

Strukturfunktionen

Für die Intermittenzanalyse turbulenter Strömungen sind Strukturfunktionen S_n der Ordnung n von zentraler Bedeutung. Im K62-Modell erweiterte Andrey Nikolaevich Kolmogorov sein ursprüngliches K41-Modell, indem er das Konzept multifraktaler Skalenexponenten $\xi(n)$ zur Charakterisierung intermittierender Fluktuationen in turbulenten Strömungen einführte [16].

Die Strukturfunktionen n -ter Ordnung, S_n , die bereits im K41-Modell als zentrales Analysewerkzeug dienten, erhalten im erweiterten K62-Modell durch Berücksichtigung von Intermittenzeffekten eine modifizierte Bedeutung. Im Mittelpunkt der Überlegungen Kolmogorovs steht die Analyse von Strukturfunktionen hinsichtlich intermittierender Fluktuationen. Im Detail besagt die erweiterte Theorie des K62-Modells, dass die Strukturfunktion n -ter Ordnung gemäß

$$S_n(\tau) = \langle |\Delta P_\tau|^n \rangle \quad (10)$$

ein Potenzgesetz der Form [11]

$$S_n(\tau) \propto \tau^{\xi(n)} \quad (11)$$

erfüllt, wenn die zugrundeliegende Turbulenz eine universelle Energiekaskade im Inertialbereich des Leistungsdichtespektrums aufweist und Intermittenz berücksichtigt wird. Die spitze Klammer $\langle \dots \rangle$ in der Gleichung (10) steht für den arithmetischen Mittelwert, die parallelen Striche $|\dots|$ stehen für den Absolutbetrag der Leistungsänderungen ΔP_τ . Die Skalenexponenten $\xi(n)$ werden für mehrere Ordnungen n durch folgende Funktion bestimmt:

$$\log[S_n(\tau)] \propto \xi(n) \cdot \log[\tau] \quad (12)$$

Mit einer Strukturfunktionsanalyse lässt sich die Skalenabhängigkeit der Fluktuationen systematisch untersuchen. Allgemein formuliert liefert die Strukturfunktion $S_n(\tau)$ Hinweise auf zugrundeliegende physikalische Prozesse, wie die Turbulenzstruktur eines Windfeldes, die Einspeiseleistung eines Windparks oder die Turbulenzstruktur meteorologischer Muster.

Der Ordnung n der Strukturfunktion kommt sowohl aus statistischer als auch physikalischer Sicht eine entscheidende Rolle und Bedeutung zu:

- **Statistisch** betrachtet repräsentiert die Ordnung n das statistische Moment. Beispiele: Für die erste Ordnung ($n = 1$) erhält man den mittleren Differenzbetrag bzw. die mittlere Absolutabweichung, und die zweite Ordnung ($n = 2$) beschreibt das mittlere Differenzquadrat $\langle |\Delta P_\tau|^2 \rangle$ bzw. die Varianz zwischen zwei Zeitpunkten im Abstand τ (Zeitversatz).

- **Physikalisch** betrachtet werden die Strukturfunktionen mit zunehmender Ordnung n empfindlicher gegenüber großen Fluktuationen („Ausreißern“) – höhere Ordnungen erfassen also die Häufigkeit und Intensität seltener, extrem starker Schwankungen. Auf diese Weise liefern Strukturfunktionen höherer Ordnung einen tieferen Einblick in die Intermittenz und Nicht-Gaußianität turbulenter Prozesse.

2.4 Intermittenzparameter im Rahmen des K62-Modells

Die Anwendung von Strukturfunktionsanalysen und K62-Intermittenzparametern auf Zeitreihen der elektrischen Leistung aus Windenergie ist in der Fachliteratur etabliert. Milan et al. [10] zeigen, dass nicht nur Windgeschwindigkeiten, sondern auch Leistungszeitreihen von einzelnen Windturbinen und von Windparks eine stark intermittierende, multifraktale Struktur im Sinne des K62-Formalismus aufweisen. In dieser Studie werden die Intermittenzparameter aus dem K62-Modell auf landesweit aggregierte Leistungszeitreihen der inländischen Onshore- und Offshore-Windparks angewandt.

Dabei ist zu beachten, dass es sich nicht um direkte Strömungsdaten (z.B. Windgeschwindigkeiten), sondern um Summeneinspeiseleistungen handelt, in denen sich neben meteorologischen Turbulenzeffekten auch Betriebs- und Systemeinflüsse wie Abregelungen (Curtailment), Redispatch, Turbinenstillstände, Regelstrategien sowie indirekt Nachfrage- und Markteffekte widerspiegeln. Die Auflösung der ENTSO-E-Daten ist auf Viertelstundenwerte begrenzt.

Vor diesem Hintergrund quantifizieren die im Folgenden ausgewerteten Intermittenzparameter μ die skalenabhängige Intermittenz der Windstromproduktion als **Systemgröße**; hierbei charakterisiert der Parameter μ die Abweichung der Strukturfunktionsskalierung von der klassischen Kolmogorov-Form und damit die Ausprägung der Heavy-Tail-Eigenschaften der Leistungsinckremente über verschiedene Zeitversätze. Die Parameter sind somit als **effektive Skalierungsgrößen** einer stark intermittierenden, aggregierten Einspeisezeitreihe im Energiesystemkontext zu betrachten.

Nach den Vorstellungen von Kolmogorov ist bei intermittierenden turbulenten Strömungen die lokale Energieübertragungsrate im Inertialbereich der Energiekaskade – ein schrittweiser Zerfall großer Wirbel in kleinere Wirbel bis zur Dissipation – räumlich und zeitlich ungleichmäßig verteilt und selbst eine fluktuierende Größe, die zu Intermittenzen führt (Windböen).

Kolmogorov nahm an, dass der Logarithmus dieser Energieübertragungsrate im Inertialbereich der Energiekaskade näherungsweise normalverteilt ist. Mit dieser Annahme ergibt sich für die Strukturfunktion $S_n(\tau)$ ein nichtlinearer Skalenexponent $\xi(n)$ der Form [11]

$$\xi(n) = \frac{n}{3} + \frac{\mu}{18} \cdot (3n - n^2) \quad (13)$$

In der obigen Gleichung quantifiziert der Intermittenzparameter μ die Stärke der Abweichung von der klassischen K41-Theorie: $\mu = 0$ bedeutet homogene, isotrope, somit intermittenzfreie Turbulenz [16]. Der Intermittenzparameter μ lässt sich experimentell aus den Zeitreihen der Leistungsinckremente ΔP_τ bestimmen. Bei der Ordnung $n = 6$ der Strukturfunktion $S_n(\tau)$ wird die optimale Balance zwischen ausreichender Sensitivität für Intermittenzen und experimenteller Handhabbarkeit erreicht, und die obige Gleichung nimmt eine besonders einfache Form an:

$$\mu = 2 - \xi(6) \quad (14)$$

Typische Werte des Intermittenzparameters μ im Bereich von 0,1 bis 0,3 sind aus Studien bekannt, die sich mit Zeitreihenanalysen der Windgeschwindigkeit befassen [21, 22].

3 Ergebnisse

3.1 Betriebscharakteristik

Im Rahmen dieser Arbeit wurde zunächst die aus der Vorläuferstudie bekannte Betriebscharakteristik der Windenergienutzung in Deutschland seit 2010 [1 bis 4] aktualisiert, siehe **Abbildung 1**.

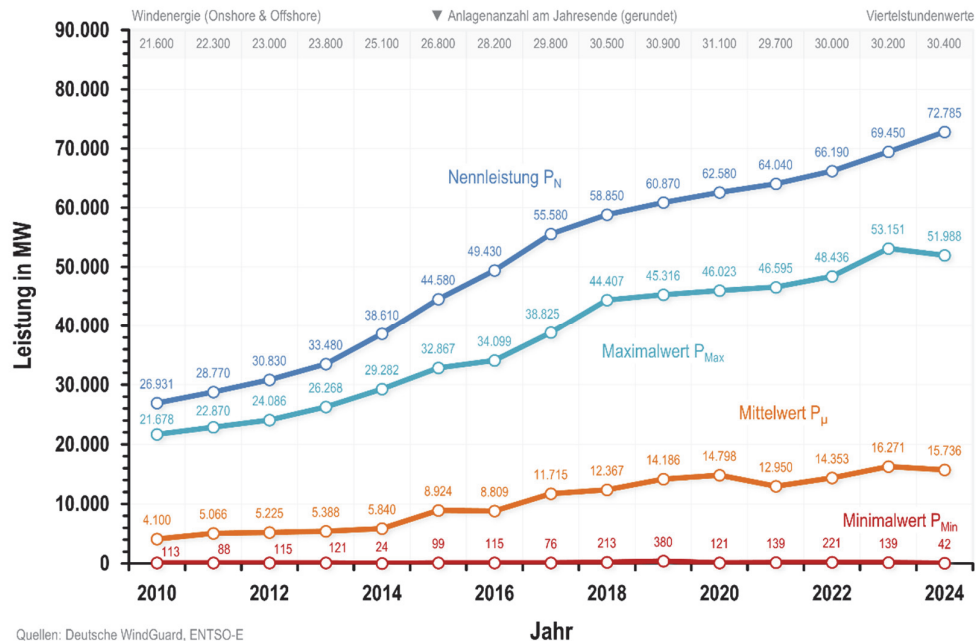


Abbildung 1: Kennzahlen zur Windenergienutzung in Deutschland mit der Anlagenanzahl (Jahresende gerundet), dem Jahresendwert der Nennleistung P_N , dem Maximalwert P_{Max} , dem Minimalwert P_{Min} und dem Mittelwert P_μ der viertelstündlichen Summenleistungen (ENTSO-E-Zeitreihen).

Aus diesen Kennzahlen geht unter anderem hervor, dass der aus Windturbinen an Land (Onshore) und auf dem Meer (Offshore) bestehende Windpark zum Jahresende 2024 über eine Nennleistung P_N von 72.785 MW verfügte. Von dieser Nennleistung entfielen 88 % auf Onshore-Windenergie und 12 % auf Offshore-Windenergie.

Die Nennleistung des deutschen Windparks hat sich damit seit 2010 um das 2,7-Fache erhöht. Die Anzahl der Windturbinen erhöhte sich um 41 % auf rund 30.400 Einheiten, und die durchschnittliche Windturbinen-Nennleistung als Maß für Anlagengröße und technischen Fortschritt verdoppelte sich auf knapp 2,4 MW.

Der Maximalwert P_{Max} der ENTSO-E-Zeitreihen aggregierter viertelstündlicher Einspeiseleistungen ⁷⁾ hat sich seit 2010 sogar mehr als verdoppelt. Gleichzeitig hat sich der Abstand zwischen Nennleistung und Maximalwert vergrößert. Das heißt: Die gleichzeitig nutzbare Summenleistung liegt in jedem Jahr deutlich unter der Nennleistung des deutschen Windparks, und der Abstand zwischen beiden hat sich seit 2010 von einem Fünftel der Nennleistung auf ein Drittel der Nennleistung im Jahr 2024 erhöht.

⁷⁾ In dieser Studie wird für die viertelstündlich netzeingesperte Leistung der landesweiten Windturbinenflotte (d.h. Windenergie gesamt, Onshore- und Offshore-Windenergie) der Begriff Einspeiseleistung oder Summenleistung verwendet.

Die Nennleistung des deutschen Windparks wurde damit seit 2010 zu keinem Zeitpunkt gleichzeitig komplett ausgeschöpft. Daraus folgt jedoch nicht, dass ein bestimmter Windturbinenanteil „nie“ zur Windstromproduktion beigetragen hätte; der Abstand zwischen Maximalwert und Nennleistung ist vielmehr eine statistische Eigenschaft und Ausdruck des Zusammenspiels aus Witterungseffekten, Abregelungen und technischen Begrenzungen im Gesamtsystem.

Generell erreichen alle inländischen Windturbinen niemals gleichzeitig ihre Nennleistung, denn dafür müssten landesweit an sämtlichen Standorten zeitgleich optimale Windbedingungen herrschen. Das Stromnetz müsste die eingespeiste Summenleistung vollständig aufnehmen und weiterverteilen können, und die Marktbedingungen müssten so attraktiv sein, dass sich die Windstromproduktion für Betreiber von Windenergieanlagen lohnt.

Der Mittelwert P_μ hat sich seit 2010 fast vervierfacht. Er ist ein Maß für die Windstromproduktion, die von 36 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2010 auf 138 TWh im Jahr 2024 angestiegen ist, und auch eine wichtige Eingangsgröße für die Berechnung der Ausnutzung des deutschen Windparks darstellt.

Der Minimalwert P_{Min} markierte mit 42 MW den zweitgeringsten Wert seit 2010 und lag zusätzlich in jedem Jahr unterhalb von 1 % der Nennleistung. Die Erwartung, dass der Minimalwert beim Ausbau landesweit verteilter Windturbinen ansteigt und Windenergie damit in einem zunehmenden Maße konventionelle Kraftwerksleistung substituieren kann, wird durch die beobachteten Minimalwerte in der Betriebscharakteristik nicht bestätigt.

Dies bedeutet: Trotz weiteren Ausbaus der Nennleistung um das 2,7-Fache seit 2010 ist Windenergie allein nicht in der Lage, eine gesicherte Stromversorgung zu gewährleisten und praktisch ganzjährig auf regelfähige Backup-Leistung bis zur Letztverbraucher-Nachfrage angewiesen. Auch die Volatilität der Summenleistung ist trotz landesweit verteilter Windturbinen weiterhin hoch. Damit ist ein zentrales Ergebnis der zweiteiligen Vorläuferstudie [1 bis 4] erneut bestätigt.

An dieser Stelle ließe sich argumentieren, dass der Minimalwert einen einzigen Viertelstundenwert im Jahr markiert und sich Fragen nach einem sicher verfügbaren Backup-System für diese Zeitspanne erübrigen. Die Leistungszeitreihen von ENTSO-E belegen indes, dass in jedem Jahr viele Werte in unmittelbarer Nähe des Minimalwertes auftreten: 2024 unterschritten 293 Viertelstundenwerte die Marke von 1 % der Nennleistung (728 MW). Dies entspricht rechnerisch einer Dauer von drei Tagen. Bei 5 % der Nennleistung (3.639 MW) erhöht sich diese Dauer auf 44 Tage.

In **Abbildung 2** ist diese betriebliche Beobachtung anhand relativer und kumulierter Häufigkeiten der normierten Leistung P/P_N im Jahr 2024 verdeutlicht. Diese Leistung entspricht dem Verhältnis der viertelstündlichen Summenleistung P zur viertelstündlichen Nennleistung P_N . Das Verhältnis spiegelt die viertelstündliche Ausnutzung wider. Die viertelstündliche Nennleistung wird vom Jahresanfangswert ausgehend unter Voraussetzung eines linearen Zuwachses bis zum Jahresende interpoliert⁸⁾. Die resultierenden Verteilungen basieren auf einer Klassenbreite der normierten Leistungen von 2 %. Aus der Verteilung der relativen Häufigkeiten (linke y-Achse) folgt, dass keine Normalverteilung mit einem Mittelwert von 22 % vorliegt, sondern eine rechtsschiefe Verteilung, bei der Werte unterhalb des Mittelwertes öfter auftreten als oberhalb. Für normierte Leistungen im Intervall von 0 % bis 22 % (Mittelwert) ergibt sich dementsprechend eine kumulierte Häufigkeit von 57 % (rechte y-Achse). Dies bedeutet, dass 20.167 der insgesamt 35.136 Viertelstundenwerte im Schaltjahr 2024 ein Fünftel der Nennleistung unterschreiten, während sich die verbleibenden 14.969 Viertelstundenwerte auf die restlichen vier Fünftel der Nennleistung verteilen.

⁸⁾ Dieses Vorgehen ist eine praktikable Näherung, ersetzt für vertiefte Analysen jedoch keine detaillierte Abbildung der tatsächlichen Inbetriebnahmeprofile großer Windparks, deren Bau und sukzessive Inbetriebnahme üblicherweise mehrere Monate beansprucht.

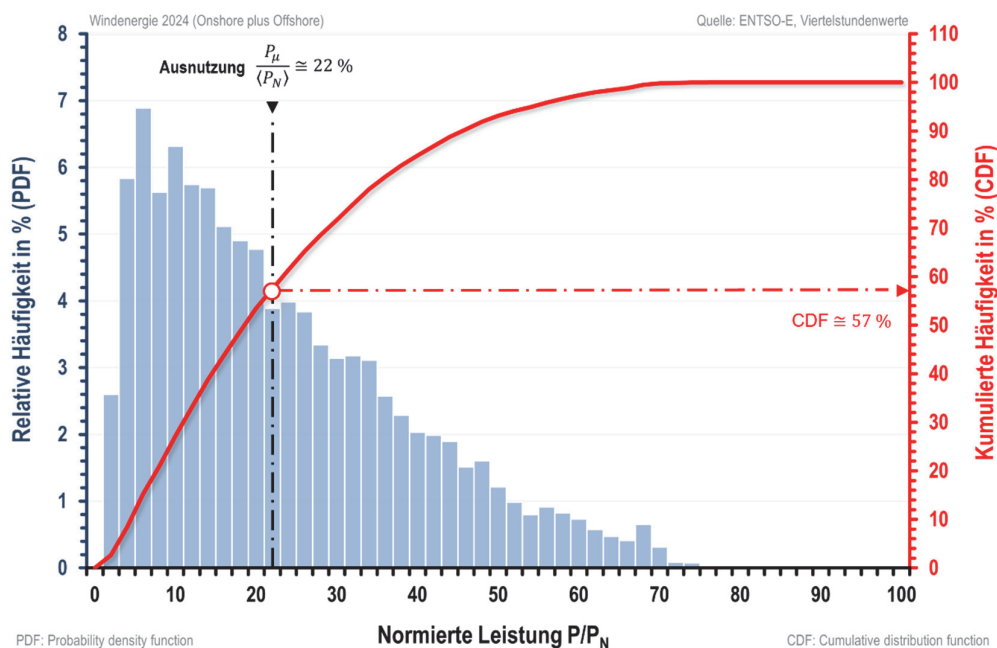


Abbildung 2: Relative Häufigkeiten (linke y-Achse) und kumulierte Häufigkeiten (rechte Y-Achse) der normierten Leistung P/P_N des deutschen Windparks 2024 (Onshore plus Offshore) bei 2 % Klassenbreite. Die normierte Leistung spiegelt die viertelstündliche Ausnutzung wider, die jährliche Ausnutzung η_A beträgt 22 % (Mittelwert).

Die Betriebscharakteristik für den deutschen Onshore-Windpark mit denselben Kennzahlen wie zuvor ist in **Abbildung 3** dargestellt.

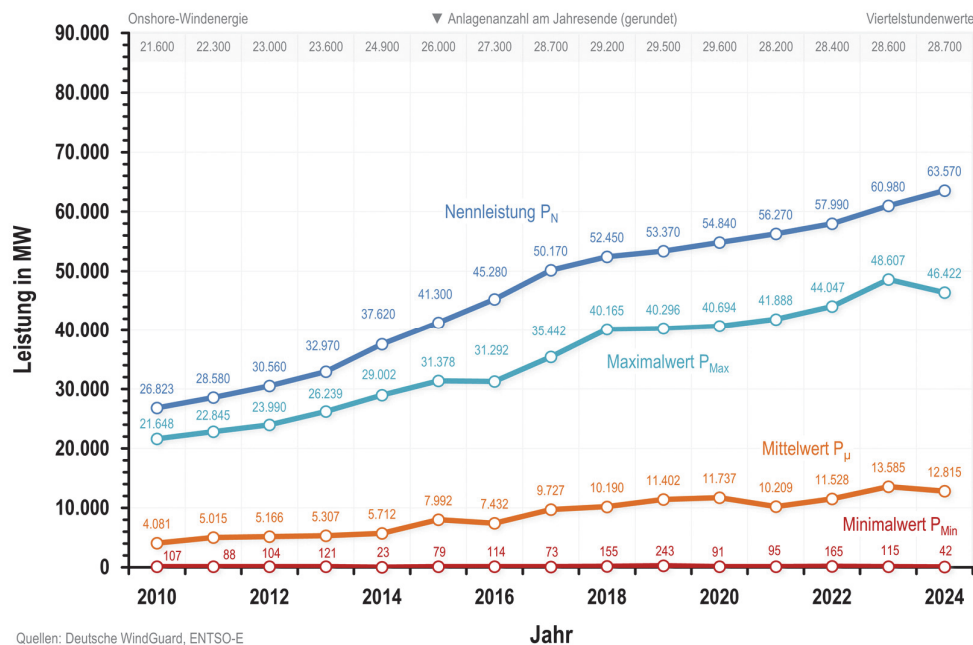


Abbildung 3: Kennzahlen zur Onshore-Windenergienutzung in Deutschland mit der Anlagenanzahl am Jahresende (gerundet), dem Jahresendwert der Nennleistung P_N , dem Maximalwert P_{Max} , dem Minimalwert P_{Min} und dem Mittelwert P_{μ} der viertelstündlichen Summenleistungen (ENTSO-E-Zeitreihen).

Zur Onshore-Windenergie lassen sich vergleichbare Aussagen treffen wie für Windenergie insgesamt, die durch den großen Hebel der Onshore-Nennleistung (2024: 88 %) geprägt ist: Mit dem Ausbau ab 2010 ist ebenfalls ein wachsender Abstand zwischen dem Jahresendwert der Nennleistung und dem Jahresmaximalwert viertelstündlicher Leistungen zu beobachten. Offenkundig nimmt auch hier mit zunehmender Anzahl landesweit verteilter Standorte die Wahrscheinlichkeit ab, dass an sämtlichen Standorten zeitgleich maximal mögliche Summenleistungen auftreten und weder systemseitige noch marktbedingte Abregelungen eine Rolle spielen.

Im Vergleich zu den Kennzahlen für Windenergie, in denen Beiträge aus Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie enthalten sind, zeigen die betrieblichen Kennzahlen für Onshore-Windenergie flachere Verläufe. Und seit 2010 sind immer Minimalwerte unterhalb von 1 % der Nennleistung zu verzeichnen. Die Verläufe relativer Häufigkeiten für den deutschen Onshore-Windpark sind durch die große Hebelwirkung seiner Nennleistung (88 %) mit denen des deutschen Windparks (Abbildung 2) vergleichbar [1 bis 4].

Die Betriebscharakteristik für den landesweiten Offshore-Windpark mit denselben Kennzahlen wie zuvor zeigt teilweise steilere Verläufe einiger Kennzahlen, wie **Abbildung 4** zu ersehen ist.

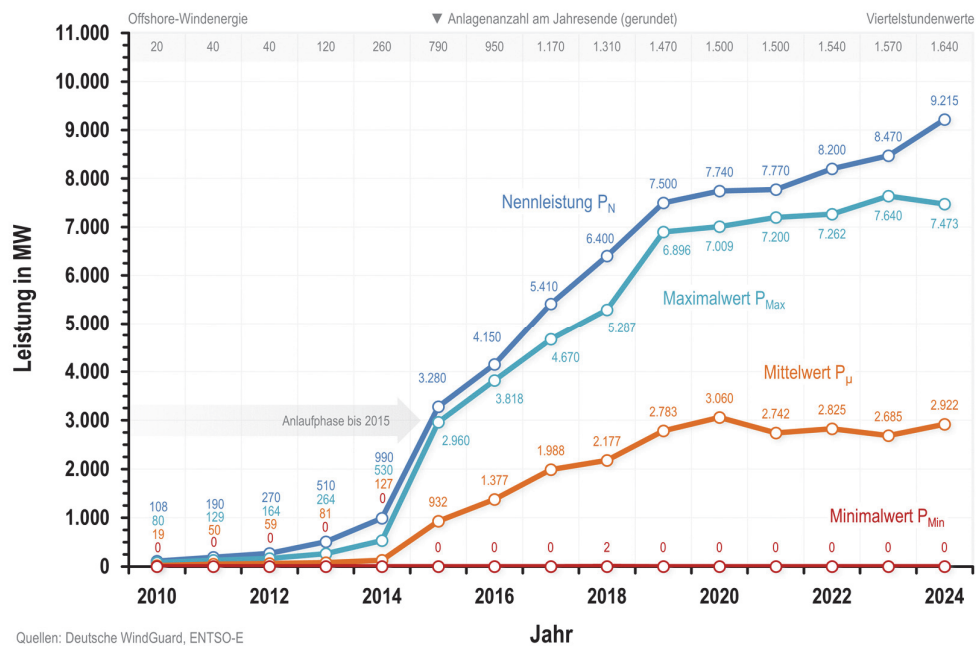


Abbildung 4: Kennzahlen zur Offshore-Windenergienutzung in Deutschland mit der Anlagenanzahl am Jahresende (gerundet), dem Jahresendwert der Nennleistung P_N , dem Maximalwert P_{Max} , dem Minimalwert P_{Min} und dem Mittelwert P_μ der viertelstündlichen Summenleistungen (ENTSO-E-Zeitreihen).

Nach Inbetriebnahme des Nordsee-Windparks Alpha Ventus im April 2010 mit zwölf Windturbinen der 5 MW-Nennleistungsklasse und des Ostsee-Windparks Baltic 1 im Mai 2011 mit 21 Windturbinen der 2,3 MW-Nennleistungsklasse sind die Entwicklungen zunächst durch eine Anlaufphase geprägt.

Daran schließt sich von 2015 bis 2019 eine Phase steil ansteigender Kennzahlenverläufe an – ein Indiz für den zügigen Ausbau, gefolgt von einer Phase der Seitwärtsbewegungen bis 2021. Danach nimmt der Ausbau wieder Fahrt auf. Mit den Meereswindparks Borkum Riffgrund 3 und He Dreiht werden im Jahresverlauf 2026 moderne Windturbinen ihren Betrieb in der Nordsee aufnehmen und mit Nennleistungen von jeweils 11 MW bzw. 15 MW weitere technologische Meilensteine markieren.

Borkum Riffgrund 3 ist mit seinen 83 Windturbinen auf eine Nennleistung von insgesamt 913 MW ausgelegt, bei He Dreiht mit seinen 64 Windturbinen sind es 960 MW.

Aus der Abbildung 4 ist ersichtlich, dass der deutsche Offshore-Windpark zum Jahresende 2024 eine Nennleistung von 9.215 MW erreicht hatte und insgesamt 1.640 Windturbinen in Betrieb waren, davon 1.332 in der Nordsee und 308 in der Ostsee⁹⁾. Der Maximalwert lag mit 7.473 MW bei etwas mehr als vier Fünftel der Nennleistung, während der Minimalwert weiterhin unverändert bei 0 MW verharrte. Im Jahr 2024 traten 53 Nullwerte in zusammenhängenden halb- bis viereinhalbständigen Phasen auf, davon neun im Juli und sieben im Oktober sowie 37 im November.

Für Offshore-Windenergie ist bislang erst ein einziger Minimalwert oberhalb von 0 MW verzeichnet: 2018 erreichte der Minimalwert mit 2 MW sein Allzeithoch. Aus den Zeitreihen der viertelstündlichen Summenleistung des deutschen Offshore-Windparks geht hervor, dass Jahr für Jahr zahlreiche Werte in der Nähe des Minimalwertes auftreten. In der **Abbildung 5** ist diese Beobachtung anhand relativer und kumulierter Häufigkeiten normierter Leistungen P/P_N im Jahr 2024 verdeutlicht.

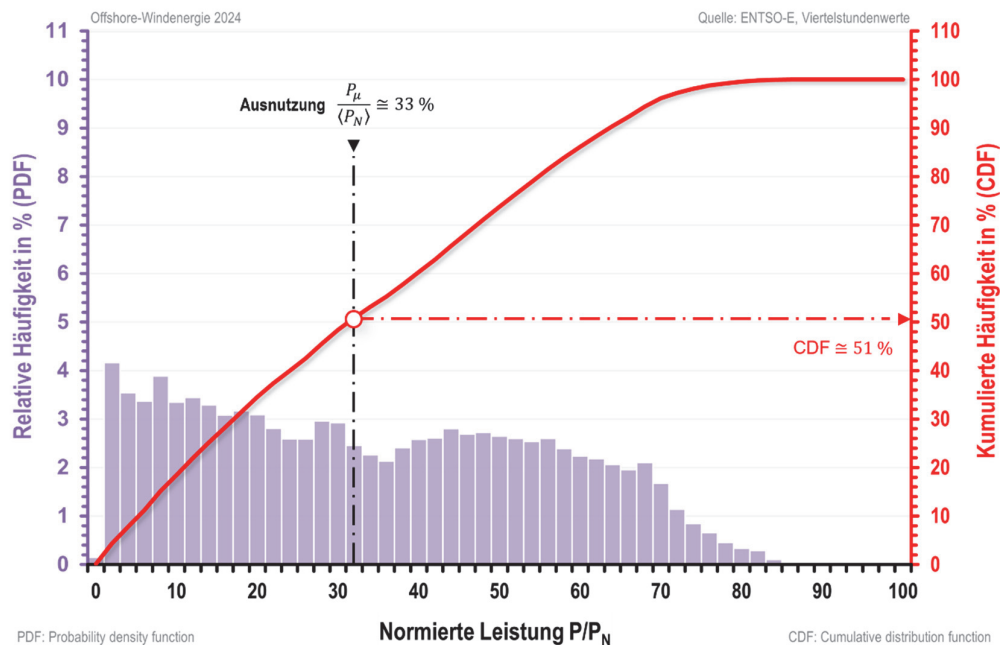


Abbildung 5: Relative Häufigkeiten (linke y-Achse) und kumulierte Häufigkeiten (rechte y-Achse) der normierten Leistung P/P_N des landesweiten Offshore-Windparks 2024 bei 2 % Klassenbreite. Die normierte Summenleistung spiegelt die viertelstündliche Ausnutzung wider. Die jährliche Ausnutzung η_A beträgt 33 % (Mittelwert).

Im Jahr 2024 unterschritten 822 Viertelstundenwerte die Marke von 1 % der Nennleistung (92 MW), was zusammengerechnet neun Tagen entspricht. Bei 5 % Nennleistung (461 MW) sind es 36 Tage. Aus der Verteilung der relativen Häufigkeiten (linke y-Achse) folgt, dass keine Normalverteilung mit einem Mittelwert von 33 % vorliegt, sondern eine rechtsschiefe Verteilung, bei der geringe Werte häufiger

⁹⁾ In Abbildung 4 ist die Nennleistung des deutschen Offshore-Windparks dargestellt, d.h. die Summe der Nennleistungen aller jeweils in Betrieb befindlicher Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee. Wenn Offshore-Windparks für eine höhere Nennleistung ausgelegt sind als der Netzanschlusspunkt aufnehmen kann (Overplanting), können diese selbst bei 100 % Verfügbarkeit und bestmöglichem Wind ihre Nennleistung nicht zu 100 % ausnutzen: Im Jahr 2023 waren dadurch knapp 4 % der Nennleistung nicht nutzbar. Laut ENTSO-E-Daten entspricht diese Kappung einer um weniger als 0,01 % reduzierten Windstromjahresproduktion. Für vertiefte Analysen kann es dennoch sinnvoll sein, die Netzanschlussleistung als weitere Referenzgröße mit heranzuziehen. Die hier gewählte windturbinenseitige Referenzgröße dient einer einheitlichen Systembetrachtung und ist mit den verwendeten energiestatistischen Kennzahlen konsistent.

auftreten als hohe Werte: Für normierte Leistungen zwischen 0 % und 33 % (Mittelwert) ergibt sich eine kumulierte Häufigkeit leicht oberhalb von 50 % (rechte y-Achse).

Die relativen Häufigkeiten sind zudem über weite Bereiche der normierten Leistungen annähernd gleichverteilt und fallen bei viertelstündlichen Ausnutzungen von mehr als 70 % bis zur maximalen viertelstündlichen Ausnutzung oberhalb von 80 % schnell ab.

Zurück zu Abbildung 4: In der Aufbauphase des Offshore-Windparks bis 2015 mit zeitweise hohen Zubauraten schwankten die Maximalwerte in einer großen Bandbreite von etwa der Hälfte bis zu drei Vierteln der Nennleistung. Danach überschritten sie die 90 %-Nennleistungsmarke und lagen in den Folgejahren zwischen 80 % und mehr als 90 % der Nennleistung.

Offenkundig nimmt der Abstand zwischen Jahresendwert der Nennleistung und Maximalwert mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie ebenfalls zu. Ein Grund könnten system- oder marktbedingte Abregelungen der Windstromproduktion sein, wenn sehr günstige Windbedingungen mit hoher Windstromproduktion auf eine geringe Nachfrage oder unattraktiv geringe Marktpreise treffen.

Ein weiterer Grund könnten mit fortschreitendem Ausbau auf hierzulande begrenzten Meeresflächen in der Nord- und Ostsee Phänomene wie Turbulenz und Nachlaufeffekte sein, so dass für einige Windparks ungünstigere Windverhältnisse als üblich auftreten – mit Auswirkungen auf die Windstromproduktion und die jährlichen Ausnutzungen.

Fazit: Die Betriebscharakteristik auf Jahresbasis mit Kennzahlen wie dem Minimalwert, Mittelwert und Maximalwert liefert grundlegende Erkenntnisse über die Performance des deutschen Windparks, Onshore-Windparks und Offshore-Windparks. Die als Verhältnis aus jahresmittlerer Einspeiseleistung und Nennleistung definierte jährliche Ausnutzung ist auf See deutlich höher als an Land und spiegelt die höheren mittleren Windgeschwindigkeiten auf dem Meer wider. Wachsende Abstände zwischen Maximalwerten und Nennleistungen sind auch ein Ausdruck der räumlichen Windturbinenverteilung: Diese reduziert die Wahrscheinlichkeit zeitweiliger 100 %-Ausnutzungen des Windturbinenkollektivs, trägt über Ausgleichseffekte gleichzeitig jedoch auch zur Dämpfung von Leistungsschwankungen bei. Die in diesem Kapitel formulierten Schlussfolgerungen sind als erste Einordnung zu verstehen. Eine detailliertere Ursachenanalyse für sinkende jährliche Ausnutzungen und Intermittenzeigenschaften folgt in den nachgeordneten Abschnitten.

3.2 Ausnutzung

Für die folgenden Betrachtungen ist zuerst ein gemeinsames Verständnis zur Ausnutzung η_A hilfreich. Ausnutzung¹⁰⁾ bezeichnet das Verhältnis der in einem Betrachtungszeitraum Δt (z.B. einem Jahr) gelieferten elektrischen Energie E zu der unter Auslegungsrandbedingungen theoretisch lieferbaren Energie E_N und spiegelt im Falle zeitlich konstanter Werte das Verhältnis des Mittelwertes P_μ der Summenleistung zur mittleren Nennleistung $\langle P_N \rangle$ wider:

$$\eta_A = \frac{E}{E_N} = \frac{P_\mu \cdot \Delta t}{\langle P_N \rangle \cdot \Delta t} = \frac{P_\mu}{\langle P_N \rangle} = \frac{P_\mu}{\frac{1}{2} \cdot (P_{N,A} + P_{N,E})} \quad (15)$$

Wie der Gleichung (15) zu ersehen ist, wird die mittlere Nennleistung des Betrachtungszeitraums aus ihrem Anfangswert $P_{N,A}$ und ihrem Endwert $P_{N,E}$ arithmetisch gemittelt. Diese Werte liegen meist gut dokumentiert als langjährige Zeitreihen nach systematischem Vorgehen einheitlich erhoben vor und sind einschlägigen energiestatistischen Publikationen zu entnehmen [5 bis 7].

¹⁰⁾ Unter Ausnutzung ist hier die jährliche Ausnutzung zu verstehen. Abweichende Bezugszeiträume werden explizit genannt.

Die Ausnutzung wird hier als physikalisch-technische Kenngröße auf der Flotten- bzw. Systemebene verwendet, da sie sich nicht nur für die Beschreibung der real eingespeisten Jahresarbeit pro Einheit Nennleistung eignet, sondern auch für detaillierte Analysen zum Einfluss system- und marktbedingter Abregelungen sowie clusterbedingter Wake-Strukturen ¹¹⁾.

Die Ausnutzung hängt nicht nur von Windbedingungen und Netzintegration ab, sondern auch von der Windturbinenauslegung, zum Beispiel hinsichtlich Rotordurchmesser und spezifischer Nennleistung: Bei vergleichbaren Standort- und Betriebsbedingungen kann ein vergrößerter Rotordurchmesser bei derselben Nennleistung zu höheren Volllaststunden führen. Eine höhere Nennleistung bei derselben Rotorfläche kann dagegen – ceteris paribus – geringere Volllaststunden bewirken. Die im Folgenden diskutierten Trends der Flottenausnutzung sind primär als systemische Indikatoren (Netzrestriktionen, Ausfallarbeit, Wake-Effekte) zu verstehen und ersetzen keine Detailanalysen zur Ökonomie einzelner Windturbinen oder Windparkprojekte.

Zu Beginn des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland war die Ausnutzung η_A zunächst durch technische Probleme mit neuen Windturbinen der 5 MW-Nennleistungsklasse, zeitweise reduzierte Verfügbarkeiten und Verzögerungen bei den Netzanbindungen der neuen Meereswindparks geprägt. Dies geht aus der **Abbildung 6** (links) hervor.

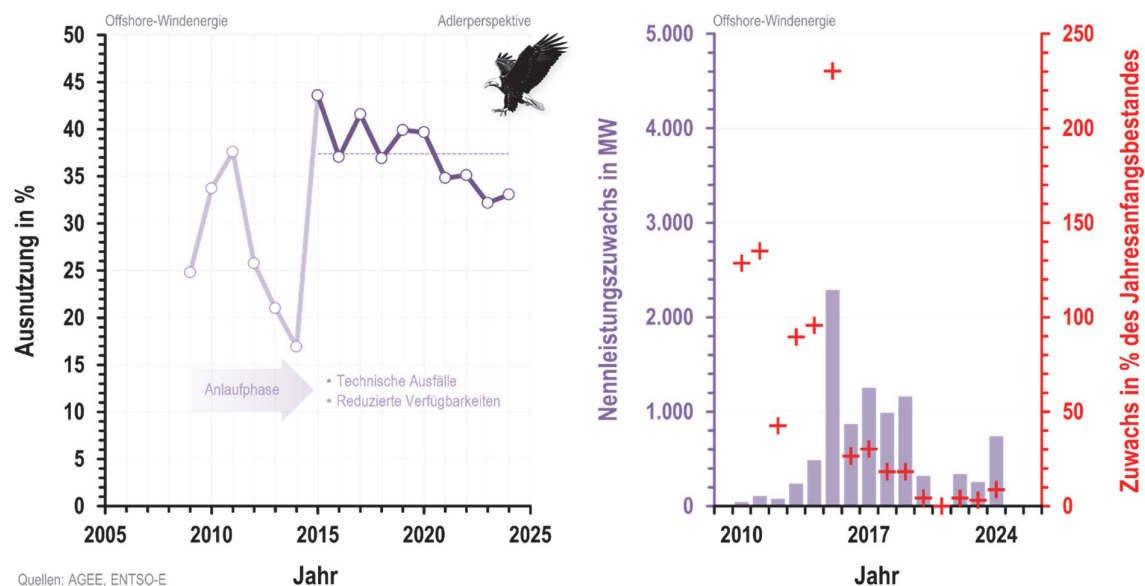


Abbildung 6: Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks (links) und jährliche Zuwächse der Nennleistung in Megawatt sowie in Prozent des Jahresanfangsbestandes (rechts). Die Werte repräsentieren eine übergeordnete Sicht auf die Offshore-Windturbinenflotte (Adlerperspektive).

In dieser Anlaufphase, die von 2010 bis 2015 andauerte, zeigen die berechneten Ausnutzungswerte des deutschen Offshore-Windparks starke Schwankungen in einer Bandbreite von rund 16 % bis 44 %.

¹¹⁾ Für ökonomische Bewertungen unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien sind Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Energy, LCOE) ein etabliertes Hilfsmittel. Sie setzen Investitions-, Betriebs- und Brennstoffkosten einer Anlage mit der über ihre Lebensdauer erzeugten elektrischen Arbeit ins Verhältnis. Für dargebotsabhängige regenerative Energien wie Windenergie und Photovoltaik werden indes seit einiger Zeit vermehrt System-Stromgestehungskosten (System-LCOE) als weiterentwickelte Hilfsmittel diskutiert. Denn anders als bei den LCOE, die den ökonomischen Benefit einer Anlage von den Zusatzkosten für weitere benötigte Versorgungsinfrastruktur losgelöst betrachten, berücksichtigen System-LCOE zusätzlich Integrations- und Systemkosten, zum Beispiel für Speicherung, Netzausbau und Backup-Leistungen, und bilden die tatsächlichen Kosten für Versorgungssicherheit daher realistischer ab [23, 24].

Diese lassen sich mit dem schnellen unterjährigen Nennleistungsausbau und auch mit der Berechnung der Ausnutzung über die arithmetisch gemittelte, jahresdurchschnittliche Nennleistung $\langle P_N \rangle$ erklären. Wie in der Abbildung 6 rechts zu erkennen ist, sind für die Anlaufphase in der Zeit von 2010 bis 2015 Nennleistungszuwächse in einer Bandbreite von 40 MW bis knapp 2.300 MW verzeichnet. Bezogen auf den Jahresanfangsbestand der Nennleistung entspricht dies einer Bandbreite von 42 % bis 230 %.

Da der unterjährige Zubau von Windturbinen und damit der Nennleistungszuwachs ΔP_N in der Regel nicht gleichmäßig linear über den Jahresverlauf stattfindet, wird die über die jahresdurchschnittliche Nennleistung $\langle P_N \rangle$ berechnete Ausnutzung η_A bei gegebener Jahresarbeit unterschätzt, wenn neue Nennleistung im späten Jahresverlauf hinzugefügt wird, und überschätzt, wenn neue Nennleistung im frühen Jahresverlauf hinzugefügt wird. Zur Abschätzung der relativen Unterschätzung der Ausnutzung η_A gemäß Gleichung (15) gegenüber der Ausnutzung $\eta_{A,K}$ mit vereinfachter zeitlicher Korrektur des Nennleistungszuwachses gilt:

$$\frac{\eta_{A,K} - \eta_A}{\eta_{A,K}} = 1 - \frac{P_{N,A} + \alpha \cdot \Delta P_N}{P_{N,A} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_N} \quad (16)$$

Darin bezeichnet α den Zeitanteil des betrachteten Jahres ($0 \leq \alpha \leq 1$), in dem die unterjährig neu zugebaute Nennleistung ΔP_N vollständig in Betrieb ist.

Für typische Nennleistungszuwächse von 10 % des Jahresanfangsbestands, die gemäß Abbildung 6 (rechts) für den deutschen Offshore-Windpark ab 2020 verzeichnet sind, würde die Ausnutzung η_A unter Voraussetzung eines willkürlich gewählten Betriebszeitanteils α von 8 % (einmonatiger Betrieb) und identischer Jahresarbeit um knapp 4 % unterschätzt. Ein Nennleistungszuwachs von 50 % würde bei identischen Betriebszeitanteil zu einer Unterschätzung um 16 % führen.

Für Nennleistungszuwächse von maximal 30 % des Jahresanfangsbestandes, die für den deutschen Offshore-Windpark seit 2016 verzeichnet sind, weicht die Ausnutzung η_A bei identischer Jahresarbeit um maximal 4 % von der über zwölf Monatsmittelwerte von Arbeit und Nennleistung berechnete Ausnutzung ab. Vor diesem Hintergrund bietet es sich an, hier die vereinfachte Berechnungsmethode nach Gleichung (15) mit einschlägigen energiestatistischen Nennleistungswerten zu verwenden.

Zurück zur Abbildung 6 (links): Nach der Anlaufphase von 2010 bis 2015 sind ab 2016 Ausnutzungen deutlich oberhalb von 40 % für den deutschen Offshore-Windpark verzeichnet, die trotz weiterer technischer Fortschritte zugebauter Windturbinen in den Folgejahren durch einen Abwärtstrend gekennzeichnet sind¹²⁾. Angesichts dieses Abwärtstrends drängt sich die Frage auf, ob der deutsche Onshore-Windpark eine vergleichbare Entwicklung durchlaufen hat. In der **Abbildung 7** (links) ist der Verlauf der Ausnutzung für den deutschen Onshore-Windpark seit 2005 dargestellt. Die von einem Jahr auf das andere Jahr zufallsbedingt schwankenden Windbedingungen der letzten zwanzig Jahre sind deutlich zu erkennen. Die wechselnden Windjahre haben unmittelbaren Einfluss auf die jährliche Windstromproduktion und prägen die Höhe der Ausnutzung.

Die Anteile der jährlichen Nennleistungszuwächse am Jahresanfangsbestand sind für den deutschen Onshore-Windpark seit 2010 immer geringer als 14 % und ab 2018 sogar immer geringer als 5 %, siehe Abbildung 7 rechts. Hier wirkt sich der große Hebel der Bestandsanlagen aus.

¹²⁾ Die dargestellten Trendlinien beschreiben den historischen Verlauf jährlicher Ausnutzungen des deutschen Offshore-Windparks von 2015 bis 2024 auf der Basis der tatsächlich eingespeisten Jahresarbeit. Sie sind nicht als Prognose künftiger Entwicklungen zu verstehen. Der Negativtrend fällt flacher aus, wenn systembedingte Abregelungen (Ausfallarbeit) hinzugerechnet werden. Der künftige Netzausbau in Verbindung mit verbesserter Netzintegration können diesen Verlauf ebenfalls weiter beeinflussen. Die Trendlinien dienen hier primär der Illustration der bisherigen Entwicklungen und der systemischen Herausforderungen, nicht jedoch der Aussage, die Ausnutzung der Offshore-Windenergie sinke dauerhaft ab und könne sogar unter das Onshore-Niveau abfallen.

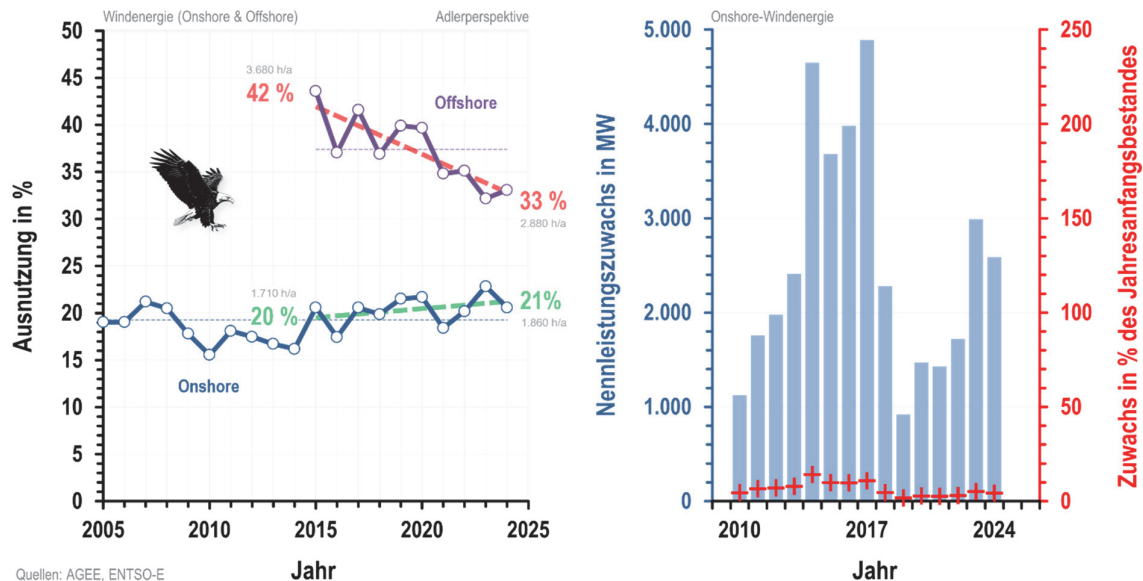


Abbildung 7: Ausnutzung des Offshore-Windparks (links oben) und des Onshore-Windparks (links unten) mit zugehörigen Regressionsgeraden ab 2015 (Offshore: rot, Onshore: grün). Die Werte repräsentieren eine übergeordnete Sicht auf die Windturbinenflotten (Adlerperspektive). Auf der rechten Seite sind die jährlichen Zuwächse der Onshore-Nennleistung in Megawatt sowie in Prozent des Jahresanfangsbestandes dargestellt.

Die über den Jahresmittelwert der Nennleistung berechneten Ausnutzungen weichen bei identischer Jahresarbeit (ENTSO-E) nur um wenige Prozente von den über Monatsmittelwerten der Nennleistung berechneten Ausnutzungen ab. Daher wird ebenfalls die jahresdurchschnittliche Nennleistung (P_N) auf Basis des Jahresanfangswertes und Jahresendwertes verwendet, siehe Gleichung (15).

Die Regressionsgerade für Onshore-Windenergie (gestrichelte grüne Linie) zeigt einen ansteigenden Ausnutzungstrend von 19 % im Jahr 2015 auf 21 % im Jahr 2024. Mit dem Ausnutzungswert für 2025 von 18 % verschwindet dieser ansteigende Ausnutzungstrend. Demnach ist die jährliche Schwankung größer als ein möglicher Trend aufgrund von technischem Fortschritt bei zugebauten Windturbinen mit größeren Nabenhöhen und turbulenzärmeren Windverhältnissen in größeren Höhen.

Für Offshore-Windenergie zeigt die Regressionsgerade (gestrichelte rote Linie) einen rückläufigen Ausnutzungstrend von 42 % im Jahr 2015 auf 33 % im Jahr 2024 (2025: 32 %). Damit bleibt der bisher realisierte Flottendurchschnittswert gegenüber dem für einzelne Offshore-Windparks mit besonders günstigen Standortbedingungen vermeldeten Erwartungshorizont von 48 bis 51 % [25, 26] zurück¹³⁾.

Mögliche Ursachen für den rückläufigen Ausnutzungstrend des deutschen Offshore-Windparks lassen sich wie folgt kategorisieren: Windturbinen und Windparks, System- und Netzintegration, Markt- und Betriebsbedingungen.

Auf der Ebene der Windturbinen- und Windparks geht es um technische Unverfügbarkeiten, Lage und Position einzelner Windturbinen sowie Nachlaufeffekte (Wake-Effekte) innerhalb und außerhalb der Windparks (Cluster-Effekte).

¹³⁾ In der dena-Netzstudie II von 2010 wurden mittlere Ausnutzungen von 48 % angesetzt, und im VDE-Hintergrundpapier zur Windenergie von 2025 wird für küstenferne Nordsee-Standorte eine Spanne bis 51 % genannt [25, 26]. In Branchenunterlagen werden bis heute Werte „von bis zu 4.500 Volllaststunden“ genannt – diese Aussage geht im Kern schon auf die Pionierphase vor 2010 zurück.

Auf der Ebene der System- und Netzintegration spielen systembedingte Abregelungen im Rahmen des Engpassmanagements eine Rolle, die zur sinkenden Ausnutzung beitragen können. Und auf der Ebene der Markt- und Betriebsbedingungen geht es um marktbedingte Abregelungen bei negativen Strompreisen und Nachfrageschwankungen, bei Netzbetreiberanforderungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und bei regulatorischen Vorgaben.

Fazit: Der dargestellte Negativtrend der jährlichen Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks von 2015 bis 2024 ist vor dem Hintergrund der für einzelne Offshore-Windparks erwarteten, deutlich höheren Volllaststunden und der nachfolgend diskutierten Zunahme der Ausfallarbeit zu verstehen. Die übergeordnete Analyse kann auf Basis der hier verwendeten Daten keine eindeutige quantitative Gewichtung aller Ursachen liefern, verdeutlicht jedoch, dass vor allem systembedingte Abregelungen durch Netzrestriktionen maßgeblich zur beobachteten Entwicklung beitragen. Daraus resultierende Ausfallarbeit wirkt zwar unmittelbar mindernd auf die ausgewiesene Ausnutzung, ist allerdings keine inhärente Eigenschaft der Offshore-Windenergie als Technologie, sondern Ausdruck der begrenzten Netzfähigkeit, erzeugten Windstrom möglichst vollständig und effizient bis zum Endverbraucher zu transportieren. Sowohl mit einem konsequent synchronisierten Netzausbau als auch mit geeigneten Flexibilitätsoptionen kann dieser Anteil perspektivisch deutlich reduziert werden.

Selbst ohne Korrektur um system- und marktbedingtes Abregeln (Ausfallarbeit) ist die Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks von 2015 bis 2024 durchschnittlich 1,8-fach höher als die des deutschen Onshore-Windparks, was den grundsätzlichen Standortvorteil der höheren mittleren Windschwindigkeiten auf See widerspiegelt.

In den folgenden Kapiteln wird Fragen nachgegangen, inwieweit dieser Vorteil durch Abregelungen, Wake-Effekte innerhalb und außerhalb von Offshore-Windparks zunehmend unter Druck gerät.

3.3 Systembedingte Ausfallarbeit

Abgeregelte Energie im Rahmen des Einspeise- und Engpassmanagements der Netzbetreiber wird als Ausfallarbeit bezeichnet und hat sich insbesondere für volatile erneuerbare Energien seit 2012 vom dreistelligen GWh-Bereich in den zweistelligen TWh-Bereich erhöht [27]. In der **Abbildung 8** ist die zeitliche Entwicklung der Ausfallarbeit erneuerbarer Energien dargestellt.

Im Jahr 2024 summierte sich die Ausfallarbeit erneuerbarer Energien auf fast 9,4 TWh, was etwa der Jahresstromproduktion eines der letzten drei stillgelegten deutschen Konvoi-Kernkraftwerke und einem Anteil von 1,9 % an der inländischen Bruttostromerzeugung 2024 entspricht [28]. 85 % der Ausfallarbeit erneuerbarer Energien entfielen auf Onshore- und Offshore-Windenergie. Ohne diese systembedingten Abregelungen im Rahmen des Engpassmanagements der Netzbetreiber wäre die Windstromproduktion mit 146 TWh hierzulande um rund 6 % höher ausgefallen.

Während für den deutschen Offshore-Windpark vor dem Jahr 2015 keine Ausfallarbeit verzeichnet ist, hat diese sich von 14 GWh im Jahr 2015 bis zum Jahr 2024 um das 319-Fache auf 4,6 TWh erhöht, mit einem Allzeithoch von 5,7 TWh im überdurchschnittlichen Windjahr 2023.

Die Ausfallarbeit von Onshore-Windenergie hat sich seit 2012 verzehnfacht. Ihr Allzeithoch von 5,1 TWh ist für das Jahr 2019 verzeichnet.

Auch die Ausfallarbeit von Photovoltaik hat sich seit 2012 erhöht. Lag ihr Anteil an der Ausfallarbeit erneuerbarer Energien 2012 noch bei 4 %, so hat dieser zuletzt die Marke von 15 % überschritten.

Bis zum Jahr 2015 erreichte die Ausfallarbeit von Biomasse, Laufwasser, Deponiegas und KWK-Strom, die in der Abbildung 8 unter Sonstige subsummiert ist, Anteile von 2 bis 8 % an der Ausfallarbeit von erneuerbaren Energien. Seit 2016 liegt dieser Anteil durchweg unter der 1,4 %-Marke.

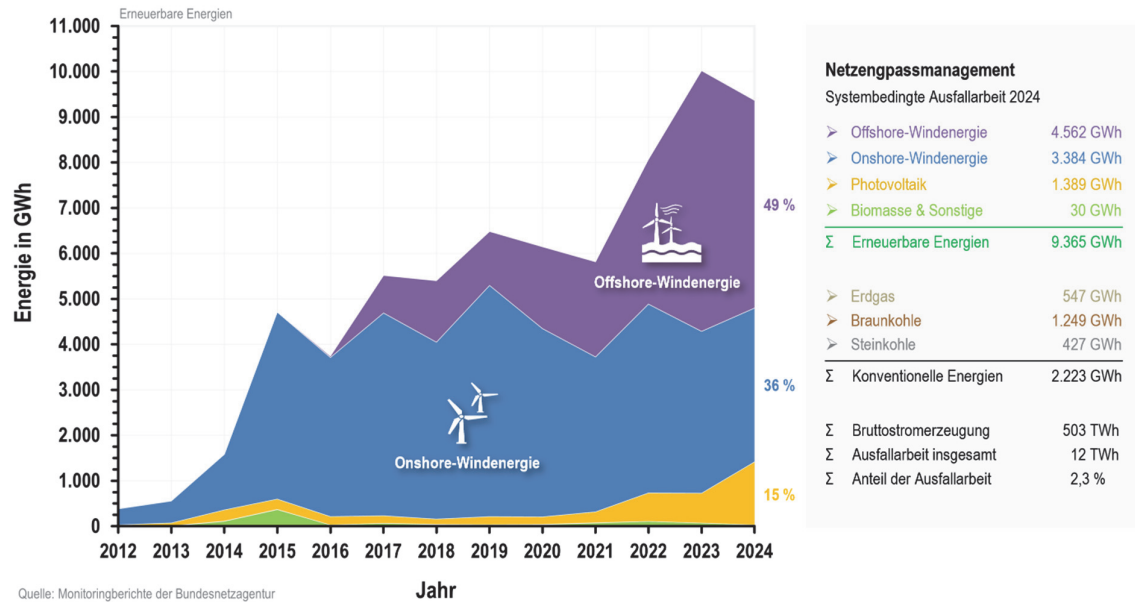


Abbildung 8: Zeitliche Entwicklung der Ausfallarbeit erneuerbarer Energien.

Auch konventionelle Kraftwerke sind vom Einspeisemanagement betroffen: Im Jahr 2024 betrug die Ausfallarbeit braunkohle-, steinkohle- und erdgasbefuerter Kraftwerke 2,2 TWh, von denen 56 % auf Braunkohlekraftwerke entfielen, 19 % auf Steinkohlekraftwerke und 25 % auf Erdgaskraftwerke.

Besonders auffällig ist die sehr starke Erhöhung der Ausfallarbeit von Offshore-Windenergie seit 2015. Gleichzeitig zeigen die Werte ab 2016, dass der Anteil der Offshore-Windenergie an der Ausfallarbeit erneuerbarer Energien dauerhaft auf hohem Niveau verbleibt. Dies weist auf strukturelle Defizite bei Netzausbau und Systemintegration hin.

In **Abbildung 9** sind die Entwicklungen der Ausfallarbeit E_A von 2015 bis 2024 und der potentiellen Windstromproduktion E_Z jährlich zugebauter Windturbinen für den deutschen Offshore-Windpark (links) und den deutschen Onshore-Windpark (rechts) dargestellt.

Aus den Datenpunkten der Ausfallarbeit E_A für den deutschen Offshore-Windpark (Kreuze) ergibt sich über eine polynomische Regression zweiten Grades eine Trendlinie (Bestimmungsmaß: 0,9), die der Augenführung dient und den starken Anstieg der Ausfallarbeit zeitgleich mit dem starken Zubau der Nennleistung ab dem Jahr 2015 verdeutlicht. Zum Vergleich sind Abschätzungen zur potentiellen Windstromproduktion bzw. zur Jahresarbeit E_Z jährlich zugebauter Offshore-Windturbinen mit drei Trendlinien dargestellt: eine untere und obere Trendlinie (gestrichelt) für die Bandbreite der Abschätzungen und eine Trendlinie (durchgezogen) der bestmöglichen Schätzwerte.

Zur Berechnung der Untergrenze $E_{Z,min}$ der Jahresarbeit wird konservativ abschätzend unterstellt, dass die erste Hälfte der jährlich zugebauten Nennleistung ΔP_N jeweils ab dem 1. Januar eines Jahres vollständig betrieblich nutzbar ist und die zweite Hälfte jeweils ab dem 1. Juli. Aus der tatsächlichen Ausnutzung η_A des deutschen Offshore-Windparks wird konservativ abschätzend unter Addition der Ausfallarbeit E_A die Untergrenze $\eta_{A,min}$ der Ausnutzung in Volllaststunden bestimmt. Dann gilt für die Untergrenze der Jahresarbeit zugebauter Offshore-Windturbinen für jedes Jahr:

$$E_{Z,min} = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_N \cdot \eta_{A,min} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_N \cdot \frac{1}{2} \cdot \eta_{A,min} = \frac{3}{4} \cdot \Delta P_N \cdot \eta_{A,min} \quad (17)$$

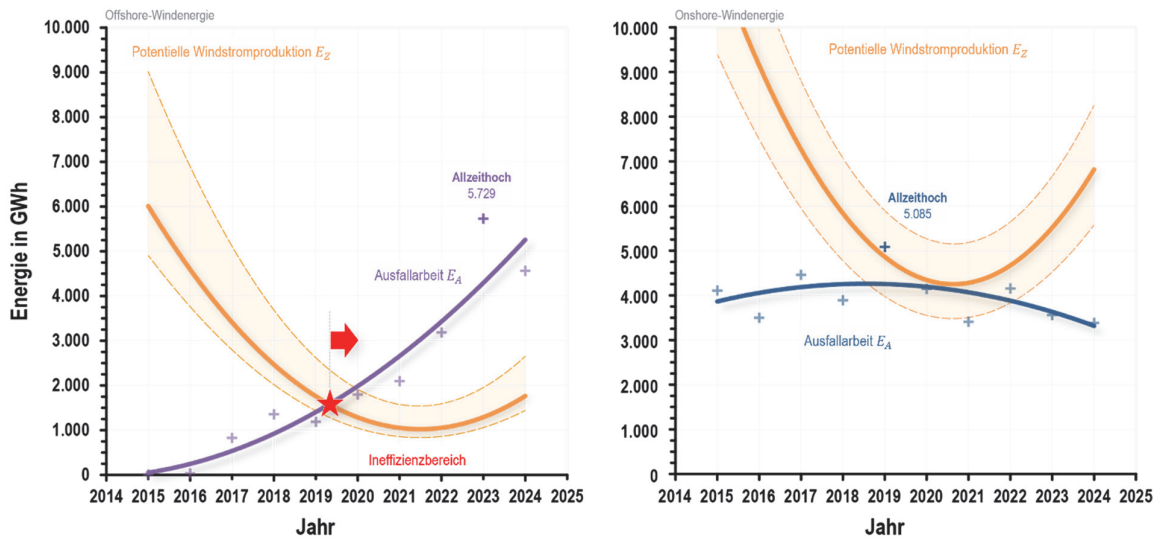


Abbildung 9: Entwicklung der Ausfallarbeit E_A und der potentiellen Windstromproduktion E_Z neuer Windturbinen von 2015 bis 2024 für Offshore-Windenergie (links) und Onshore-Windenergie (rechts).

Aus den jährlichen Datenpunkten ergibt sich abschließend über eine polynomische Regression zweiten Grades die im Abbildung 9 (links) eingezeichnete Trendlinie für die Untergrenze $E_{Z,min}$ der Jahresarbeit. Für die Obergrenze $E_{Z,max}$ der Jahresarbeit wird konservativ abschätzend unterstellt, dass die neu zugebaute Nennleistung ΔP_N stets ab dem 1. Januar vollständig nutzbar ist, und dass die zugebauten Offshore-Windturbinen eine maximale Ausnutzung $\eta_{A,max}$ von 4.500 Volllaststunden erreichen:

$$E_{Z,max} = \Delta P_N \cdot \eta_{A,max} \quad (18)$$

Aus den jährlichen Datenpunkten ergibt sich über eine polynomische Regression zweiten Grades die im Abbildung 9 (links) eingezeichnete Trendlinie für die Obergrenze der potenziellen Jahresarbeit. Für die Berechnung der Trendlinie der bestmöglichen Schätzwerte dient Gleichung (17) in Verbindung mit einer unterstellten bestmöglichen Ausnutzung von 4.000 Volllaststunden für Nord- und Ostsee.

Im Ergebnis verdeutlicht der Verlauf der Trendlinien der Ausfallarbeit E_A von Offshore-Windenergie und der Jahresarbeit zugebauter Windturbinen E_Z in der Abbildung 9 (links), dass sich die Ausfallarbeit seit 2015 von einem niedrigen Niveau zu einem Größenordnungsproblem entwickelt hat. Spätestens ab 2019 schneiden sich beide Trendlinien. Dies bedeutet, dass in jedem Jahr seit 2020 im Mittel mehr Windstrom des bestehenden deutschen Offshore-Windparks aberegelt wird, als im jeweiligen Jahr zugebaute Windturbinen bei repräsentativer Ausnutzung erzeugen könnten¹⁴⁾.

Im Jahr 2023 ist für die Ausfallarbeit des deutschen Offshore-Windparks mit 5,7 TWh das bisherige Allzeithoch zu verzeichnen. Dies entspricht der achtfachen potenziellen Stromproduktion zugebauter Offshore-Windturbinen. Im Jahr 2024 war es immer noch das etwa 2,3 Fache.

¹⁴⁾ Der Zeitraum ab 2020 markiert einen Ineffizienzbereich, in dem zusätzlicher Zubau von Offshore-Nennleistung ohne flankierenden Netzausbau und angepasste Flächenplanung zunehmend von Abregelung betroffen ist. Die Abregelung ist nicht monokausal auf den Zubau von Offshore-Windturbinen zurückzuführen, sondern spiegelt das Zusammenwirken mehrerer Faktoren wider – insbesondere Netzausbau, Netzengpässe, Einspeisung anderer Erzeugungsarten, regionale Konzentration der Einspeisepunkte und Stromnachfrage. Die Aussage zielt nicht auf einen Ausbaustopp der Offshore-Windenergie, sondern betont die Notwendigkeit eines systemdienlichen Ausbaus mit rechtzeitigem Netzausbau, um Abregelungen und damit verbundene Ineffizienzen zu begrenzen.

Abbildung 9 (links) unterstreicht damit, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie ohne konsequent synchronisierten Ausbau der Übertragungsnetze zu einem strukturellen Missverhältnis geführt hat: Während die Nennleistung der Offshore-Windenergie zunahm, blieb spätestens ab dem Jahr 2020 ein wachsender Produktionsanteil des bestehenden Offshore-Windparks ungenutzt und verursachte Systemkosten.

Im Gegensatz zur zeitlichen Entwicklung der Ausfallarbeit des deutschen Offshore-Windparks stellt sich die Situation beim deutschen Onshore-Windpark anders dar: Für diesen lässt sich festhalten, siehe Abbildung 9 (rechts), dass die Datenpunkte für die aus polynomischer Regression zweiten Grades abgeleitete Trendline (Bestimmungsmaß: 0,3) der jährlichen Ausfallarbeit E_A durchweg unter der Trendlinie der bestmöglichen Schätzwerte für die potentielle Windstromproduktion zugebauter Windturbinen liegt. Ferner ist ein rückläufiger Trend der Ausfallarbeit ab dem Jahr 2020 erkennbar. Damit ist für Onshore-Windenergie festzuhalten, dass zugebaute Windturbinen bei Voraussetzung repräsentativer Ausnutzungen in jedem Jahr seit 2015 mehr Windstrom hätten erzeugen können als tatsächlich abge-regelt worden ist.

3.4 Konsequenzen systembedingter Ausfallarbeit

Mit diesen Informationen zur systembedingten Ausfallarbeit lassen sich Ausnutzungen des deutschen Offshore-Windparks und des deutschen Onshore-Windparks für ein Szenario ohne Netzengpässe berechnen, d.h. für ein optimal ausgebautes Stromnetz, das den produzierten Windstrom komplett aufnehmen kann. Die Ausnutzungen unter Hinzurechnung der jeweils zugehörigen Ausfallarbeit und Regressionsgeraden für den Zeitraum von 2015 bis 2024 sind in **Abbildung 10** dargestellt.

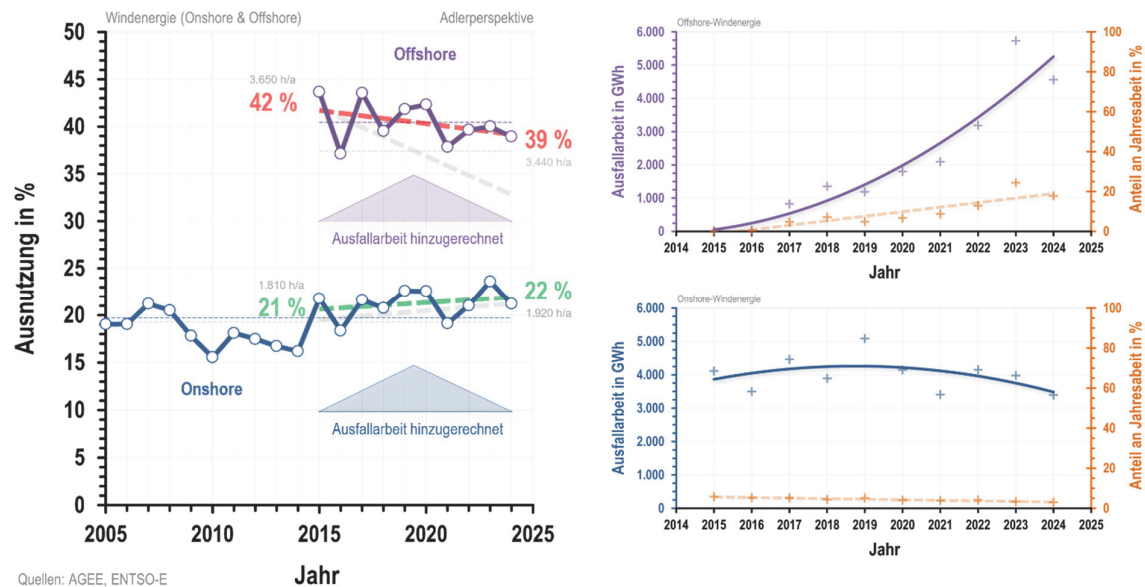


Abbildung 10: Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks mit hinzugerechneter Ausfallarbeit seit 2015 (links oben) und des deutschen Onshore-Windparks mit hinzugerechneter Ausfallarbeit seit 2005 (links unten). Auf der rechten Seite sind Ausfallarbeiten und ihr Anteil an der eingespeisten Jahresarbeit in Prozent abgebildet.

Für den deutschen Onshore-Windpark sind die Datenpunkte für die Ausnutzung ab dem Jahr 2015 und die Regressionsgerade entlang der y-Achse annähernd gleichmäßig nach oben verschoben und zeigen einen ansteigenden Ausnutzungstrend von 20 % im Jahr 2015 auf 22 % im Jahr 2024.

Grund für die annähernd parallele Verschiebung in positiver y-Richtung: Im Betrachtungszeitraum 2015 bis 2024 liegt die Ausfallarbeit zwischen 3,4 TWh und 5,1 TWh, so dass alle Datenpunkte und die Trendlinie entsprechend den Jahreswerten der Ausfallarbeit nach oben verschoben sind.

Beim deutschen Offshore-Windpark ist die Regressionsgerade indes nicht gleichmäßig verschoben. Hier wirkt der Datenpunkt 2015 wie ein Dreh- und Angelpunkt, um den die Regressionsgerade für die Folgejahre in positiver y-Richtung verschoben wird. Die Ausfallarbeit hat sich von 0,014 TWh im Jahr 2015 ausgehend bis zum Jahr 2019 auf 5,1 TWh (Allzeithoch) erhöht und schwankt danach zwischen 3,4 und 4,2 TWh. Dies bedeutet: Selbst mit Hinzurechnung der Ausfallarbeit bleibt für den deutschen Offshore-Windpark ein Abwärtstrend der Ausnutzung erhalten – allerdings mit geringerer Steigung bzw. flacherem Verlauf. Ein Grund, warum die Ausfallarbeit sich beim Onshore-Windpark weniger stark auswirkt als beim Offshore-Windpark, dürfte ihr Anteil an der Windstromproduktion sein. Der Anteil ist von 6 % im Jahr 2015 auf 3 % im Jahr 2024 abgesunken, siehe Abbildung 10 rechts unten. Eine Erklärung dafür könnten vielfältigere Möglichkeiten der Netzanbindung an Land und eine im Vergleich zu Meeresbedingungen einfachere Aufnahme der Windstromproduktion sein.

Beim deutschen Offshore-Windpark hat sich der Anteil an der Jahresarbeit von 0,2 % im Jahr 2015 um das 122-Fache auf 24 % im Jahr 2023 erhöht (bisheriges Allzeithoch der Ausfallarbeit) und ist danach um etwas mehr als ein Viertel auf 18 % abgesunken (Abbildung 10 rechts oben). Damit ist die Hebelwirkung von einem Fünftel der jährlichen Windstromproduktion beim Offshore-Windpark viel größer als beim Onshore-Windpark (Abbildung 10 rechts unten).

Die Kosten für nicht eingespeisten Offshore-Windstrom haben nicht privilegierte Letztverbraucher laut Energiewirtschafts- und Energiefinanzierungsgesetz über die Offshore-Netzumlage zu tragen. Diese deckt seit dem 1. Januar 2019 gemäß Regelungen des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes die Kosten für die Netzanbindung der Offshore-Windparks und auch die Entschädigungszahlungen für nicht einspeisbaren Offshore-Windstrom. Die Offshore-Netzumlage hat sich von 0,416 Ct/kWh (2019) auf 0,656 Ct/kWh (2024) um knapp 58 % erhöht. Bis 2026 ist sie auf 0,941 Ct/kWh angestiegen, was einer Erhöhung um 43 % gegenüber dem Stand von 2024 entspricht [29]. Mit Berücksichtigung eines nicht-privilegierten Letztverbrauchs von 324 TWh fielen 2024 für nicht-privilegierte Letztverbraucher Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windparks und Entschädigungen für nicht einspeisbaren Offshore-Windstrom in niedriger einstelliger Milliardenhöhe an. Für nicht einspeisbare Lieferungen aus Windenergie und Photovoltaik haben alle nicht-privilegierten Letztverbraucher nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2024 Entschädigungszahlungen von knapp 0,6 Mrd. € geleistet.

3.5 Marktbedingte Ausfallarbeit am Beispiel der Offshore-Windenergie

Zur Frage, welche Auswirkungen marktbedingte Abregelungen der Windstromproduktion im eigenen Interesse des Windparkbetreibers bei anhaltenden negativen Strompreisen auf die Ausnutzung des deutschen Offshore-Windparks haben könnten, bietet sich ein integraler Blick auf die Entwicklung der jährlichen Stundenanzahl mit negativen Strompreisen von 2015 bis 2024 an. Darüber hinaus wird für jedes Jahr der prozentuale Anteil dieser Stunden an den Jahresstunden betrachtet sowie die in Zeiten negativer Strompreise jeweils eingespeiste elektrische Energie, für die bislang in keinem Jahr seit 2015 ein Nullwert verzeichnet ist (**Tabelle 1**). Demnach markiert das Jahr 2024 mit 457 Stunden negativer Strompreise und einem Anteil negativer Strompreisstunden von 5,2 % der 8.784 Gesamtjahresstunden den bisherigen Höchststand (Allzeithoch). Von den 457 negativen Strompreisstunden entfielen vier Fünftel auf die Monate April bis September bzw. auf das Sommerhalbjahr mit einer typischerweise hohen Stromproduktion aus Photovoltaik und relativ niedriger Windstromproduktion.

Tabelle 1: Jährliche Stunden mit negativen Strompreisen von 2015 bis 2024, prozentualer Anteil der Stunden an den gesamten Jahresstunden in Prozent und während negativer Strompreise eingespeister Offshore-Windstrom.

Jahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Stunden negativer Strompreise	110	97	147	133	211	298	139	70	300	457
Anteil an Jahresstunden in %	1,3	1,1	1,7	1,5	2,4	3,4	1,6	0,8	3,4	5,2
Zeitgleich eingespeist in GWh	156	232	471	396	844	1.187	545	287	954	1.200

Auf Basis unterschiedlicher Abschätzungsvarianten ergibt sich eine marktbedingte Ausfallarbeit der Offshore-Windenergie in einer Bandbreite von 0,1 bis 0,2 TWh. Im Vergleich zur systembedingten Ausfallarbeit von 4,6 TWh im Jahr 2024 ist der bezifferte Einfluss marktbedingter Ausfallarbeit mit einem vereinfachend abgeschätzten Anteil von 4 % vergleichsweise gering. Da regenerative Energien wie Windenergie und Photovoltaik hierzulande weiter ausgebaut werden, könnten marktbedingte Abregelungen in Zeiten hoher Stromproduktion bei geringer Nachfrage zukünftig spürbar zunehmen.

3.6 EEG-Bewegungsdaten: Ausnutzungen einzelner Offshore-Windparks

Damit bleibt die Frage unbeantwortet, warum der deutsche Offshore-Windpark trotz gleichermaßen großer technischer Fortschritte bei zugebauten Windturbinen und selbst mit Addition der jährlichen Ausfallarbeit keinen ansteigenden Ausnutzungstrend zeigt, sondern einen weiter absinkenden Trend. Es muss daher weitere Einflussfaktoren geben ¹⁵⁾. Vor diesem Hintergrund bietet sich zunächst ein Blick auf bisherige Offshore-Windpark-Projekte und Flächenplanungen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie für den zukünftigen Ausbau in der ausschließlichen Wirtschaftszone ¹⁶⁾ von Nord- und Ostsee an (**Abbildung 11**). Mit Stand von März 2025 waren 31 Offshore-Windparks in Betrieb, davon 25 in der Nordsee und sechs in der Ostsee. Es handelt sich um einen großskaligen und konzentrierten Verbund aus Meereswindparks mit durchschnittlich 53 Windturbinen ¹⁷⁾ und zugehörigen Netzanbindungen. Der deutsche Offshore-Windpark besteht aus 1.640 Windturbinen mit Nennleistungen zwischen 2,3 MW (Baltic 1) und 11,6 MW (Gode Wind 3). Im Jahresverlauf 2026 wird dieser Verbund durch Inbetriebnahmen der Nordsee-Windparks Borkum Riffgrund 3 mit einer Nennleistung von 913 MW (83 Windturbinen) und He Dreiht (960 MW, 64 Windturbinen) weiter ausgebaut. Der rückläufige Ausnutzungstrend des deutschen Offshore-Windparks seit 2015 bezieht sich jeweils auf das Kollektiv aller Offshore-Windturbinen und spiegelt gewissermaßen eine Adlerperspektive wider, ohne die Performance einzelnen Windparks oder Windturbinen detailliert zu betrachten.

Während ENTSO-E-Zeitreihen viertelstündlicher Summenleistungen zeitlich hoch aufgelöste Analysen des kollektiven Betriebsverhaltens von Windturbinen in der Nord- und Ostsee ermöglichen, lassen sich Jahreswerte der eingespeisten elektrischen Arbeit einzelner Windparks und Windturbinen, die in den EEG-Bewegungsdaten dokumentiert und öffentlich zugänglich sind, für Analysen zur Ausnutzung der einzelnen Windparks nutzen.

¹⁵⁾ Ausnutzung bzw. Volllaststunden sind primäre Eigenschaften von Standort- und Windparkdesign, entscheiden jedoch nicht allein über Wirtschaftlichkeit: Entscheidungen zugunsten größerer Rotordurchmesser und geringerer spezifischer Leistungen können bewusst zu niedrigeren Volllaststunden bei gleichzeitig sinkenden Stromgestehungskosten führen. Die vorliegende Analyse nutzt die Ausnutzung nicht als alleinige Kenngröße für eine „gute“ oder „schlechte“ Offshore-Windenergienutzung, sondern als systemische Kennzahl für Ressourcenausnutzung und Belastungen des Energiesystems, die gemeinsam mit weiteren Kennzahlen (z.B. Stromgestehungskosten, Flexibilitätbedarf, Netzausbau) zu bewerten ist.

¹⁶⁾ Die ausschließliche Wirtschaftszone bezeichnet das Meeresgebiet außerhalb vom Küstenmeer und jenseits der Zwölf-Seemeilen-Zone, erstreckt sich maximal 200 Seemeilen weit seewärts und ist nicht Teil des Staatsgebietes. In dieser Zone hat der Küstenstaat souveräne Rechte zur wirtschaftlichen Nutzung und Erforschung der natürlichen Ressourcen (Fischerei, Bodenschätze, Energiegewinnung).

¹⁷⁾ Zum Vergleich: Onshore-Windparks in Deutschland umfassen durchschnittlich weniger als 20 Windturbinen.

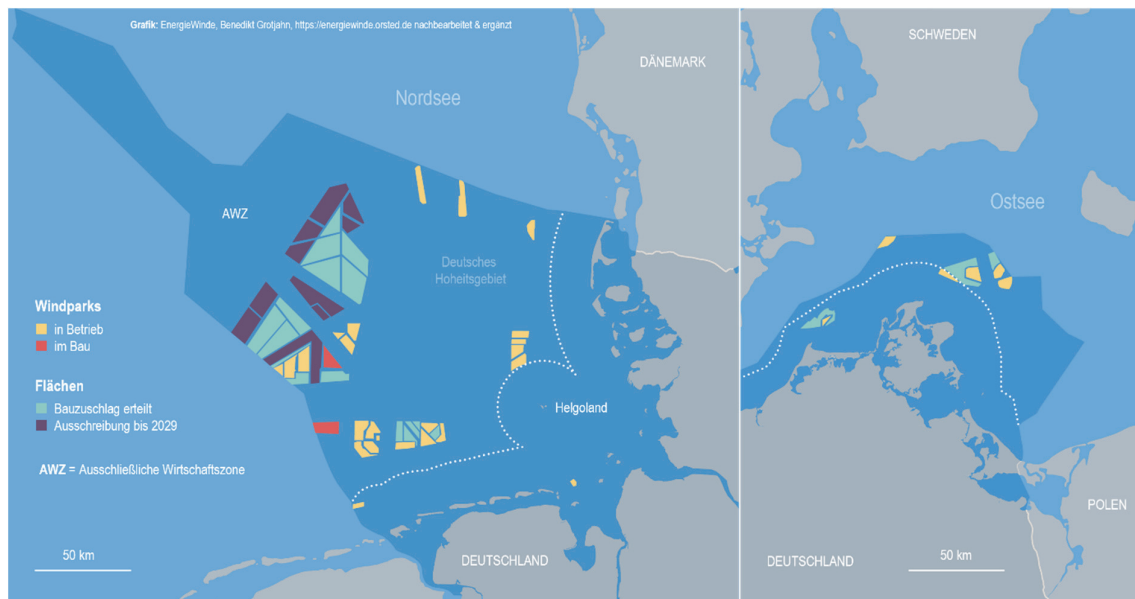


Abbildung 11: In Betrieb (gelb) und in Bau (rot) befindliche Offshore-Windparks in der Nordsee (links) und Ostsee (rechts) sowie Flächenplanungen für Windparks, für die schon ein Bauzuschlag erteilt wurde (türkis) oder für die bis zum Jahr 2029 eine Ausschreibung geplant ist (violett) mit Stand von März 2025.

Ergebnisse solcher Analysen bestätigen überwiegend den übergeordnet beobachteten rückläufigen Ausnutzungstrend – zum Beispiel der Nordsee-Windpark Amrumbank West, der ab Oktober 2015 erstmals Windstrom aus allen 80 Windturbinen ins Netz einspeiste und für den das erste vollständige Betriebsjahr mithin für 2016 verbucht ist. In der Performance-Karte dieses Windparks (**Abbildung 12**) sind für jedes Betriebsjahr Kennzahlen ausgewiesen, darunter maximale und minimale Ausnutzung, Mittelwert und Median der Ausnutzung der 80 Windturbinen sowie eingespeiste Jahresarbeit.

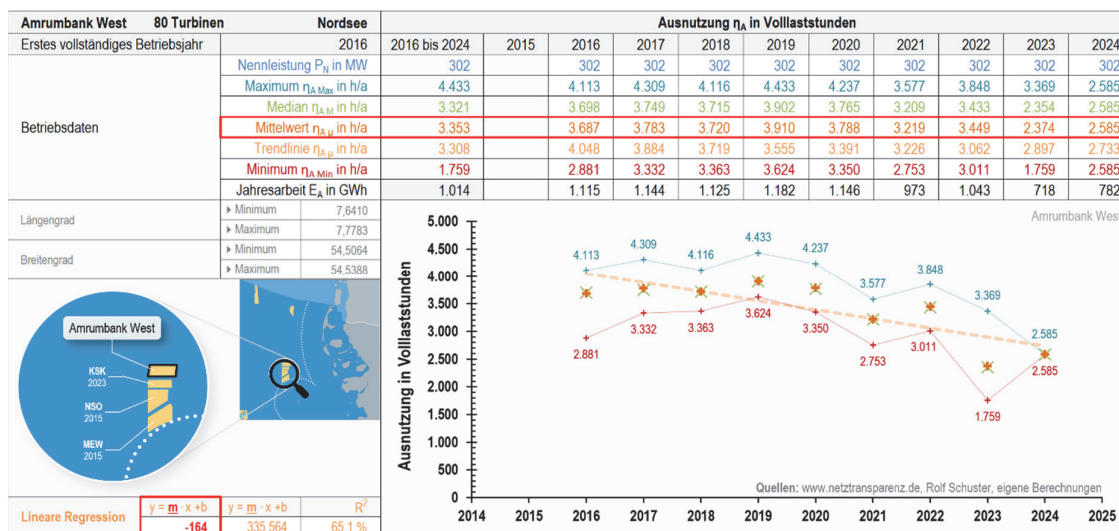


Abbildung 12: Performance-Karte des Nordsee-Windparks Amrumbank West, erstellt auf Basis von EEG-Bewegungsdaten. Mit Kaskasi (KSK), seit 2023 in Betrieb, Nordsee Ost (NSO, 2015) und Meerwind Südost (MEW, 2015) sind Amrumbank West in den Hauptwindrichtungen Süd bis Südwest drei Windparks vorgelagert.

Die Performance-Karte verdeutlicht: Betrug die jährliche Ausnutzung von Amrumbank West anfangs 3.687 Volllaststunden (42 %), so ist sie bis zum Jahr 2024 auf 2.585 Volllaststunden (30 %) gefallen. Der rückläufige Ausnutzungstrend ist am Verlauf der Regressionsgeraden mit deutlich negativem Steigungsfaktor m unschwer erkennbar. Der langjährige Durchschnittswert der Ausnutzung beträgt 3.353 Volllaststunden (38 %). Gegenüber den zu Projektbeginn kommunizierten Erwartungen, mit dem Windpark durchschnittliche Ausnutzungen von 4.200 Volllaststunden (48 %) zu erreichen [30], fällt der aus Betriebsergebnissen abgeleitete langjährige Durchschnittswert der Ausnutzung um ein Fünftel geringer aus ¹⁸⁾.

Die aus dem Minimal- und Maximalwert aufgespannte Bandbreite sowie Mittelwert und Median der Jahres-Ausnutzungen der 80 Windturbinen charakterisieren die Streuung der anlagenspezifischen Performance. Deutlich abweichende Werte können auf technische Unverfügbarkeiten, Abregelung, standort- oder layoutbedingte Unterschiede hinweisen. Bei stark ausgeprägter Hauptwindrichtung können innerhalb eines Windparks systematische Unterschiede entstehen: Stromaufwärts gelegene, für diese Windrichtung weitgehend frei angeströmte Windturbinen erreichen üblicherweise höhere mittlere Windgeschwindigkeiten und Ausnutzungen als stromabwärts gelegene Anlagen im Nachlauf. In deren Lee führen Wake-Effekte zu reduzierter Anströmgeschwindigkeit und erhöhter Turbulenz. Welche Anlagen betroffen sind, ist jedoch windrichtungsabhängig; die beobachtete Streuung sollte daher mit Windrichtungsdaten, Parklayout, Verfügbarkeitsdaten und gegebenenfalls Informationen zur Abregelung geprüft werden. Der relativ geringe Minimalwert des Windparks Amrumbank West von 1.759 Volllaststunden im Jahr 2023 könnte auf solche Effekte hindeuten.

Aus dem Verlauf der Mittelwerte über die Betriebsjahre lassen sich gegebenenfalls Rückschlüsse auf Nachlaufeffekte nachträglich vorgelagerter Windparks ziehen ¹⁹⁾. Ein Beispiel dafür ist der Windpark Kaskasi, dessen zuletzt errichtete Windturbine im Dezember 2022 erstmals Windstrom ins Stromnetz einspeiste. Als erstes vollständiges Betriebsjahr des aus 38 Windturbinen mit 9 MW Nennleistung bestehenden Windparks ist das Jahr 2023 verzeichnet.

Der Ausnutzungsrückgang des Windparks Amrumbank West von 3.449 Volllaststunden (39 %) im Jahr 2022 auf 2.374 Volllaststunden (27 %) im Jahr 2023 könnte ein Hinweis auf die Nachlaufeffekte des nachträglich vorgelagerten Windparks Kaskasi sein. Der Windpark Kaskasi erreichte in seinem ersten vollständigen Betriebsjahr 2023 rund 2.050 Volllaststunden (23 %) und im Folgejahr 2.300 Volllaststunden (26 %) und dürfte seinerseits durch die bereits vorgelagerten Windparks Nordsee Ost und Meerwind Südost beeinflusst sein.

3.7 Experimentelle Nachweise für Nachlaufeffekte (Wake-Effekte)

Eindrucksvolle Beobachtungen zu sichtbaren Nachlaufeffekten bei einem Meereswindpark stammen aus dem Jahr 2008: Während eines Überflugs des Nordsee-Windparks Horns Rev 1 unter speziellen

¹⁸⁾ Die in Abbildung 12 dargestellte Trendlinie fasst den Verlauf der Volllaststunden des Nordsee-Windparks Amrumbank West auf Basis der EEG-Bewegungsdaten im Betrachtungszeitraum 2015 bis 2024 zusammen. Diese spiegeln die realisierte Betriebsperformance im bestehenden Energiesystem ab. Eine hypothetische Ausnutzung unter Annahme restriktionsfreier Netzinfrastruktur ohne Abregelung wäre höher und würde eine gesonderte Betrachtung mit korrigierten Ertragswerten unter Hinzurechnung der Ausfallarbeit erfordern. Die Ausnutzung kann sich in einzelnen Betriebsjahren durch mehrere sich überlagernde Einflüsse verändern, zum Beispiel durch ein windschwaches Jahr, vorübergehend niedrigere Windturbinenverfügbarkeiten, zusätzliche Wake-Effekte aufgrund neuer benachbarter Meereswindparks oder höhere Abregelungen im Cluster. Einige Effekte können sich später wieder abschwächen oder auch stabilisieren. Die Trendlinie ist daher nicht als Prognose einer künftigen Entwicklung, sondern als Momentaufnahme und Illustration des realisierten Nutzungsverlaufes und der möglichen Wirkung technologischer, betrieblicher und systemischer Einflussfaktoren zu interpretieren.

¹⁹⁾ Veränderte Ausnutzungswerte einzelner Jahre müssen nicht ausschließlich auf Nachlaufeffekte zurückzuführen sein. Sie können auch durch veränderte Windbedingungen, technische Verfügbarkeiten oder erhöhte Abregelungen im jeweiligen Cluster beeinflusst sein. Die aus EEG-Bewegungsdaten ableitbaren Ausnutzungszeitreihen sind als Überlagerung der genannten Effekte zu verstehen und erlauben nur in Kombination mit ergänzenden Informationen eine detaillierte ursächliche Zuordnung.

atmosphärischen Bedingungen wurden spektakuläre Fotos aufgenommen. Auf diesen Fotos sind ausgeprägte, strömungsbedingt stets vorhandene Nachlaufeffekte besonders deutlich sichtbar. Der Windpark ist rund 30 Kilometer vor Dänemarks Küste westlich von Esbjerg auf der Sandbank Horns Rev gelegen. Weitere Aufnahmen liegen seit dem Jahr 2016 auch für die zweite Ausbaustufe von Horns Rev 2 vor. Eine Fotoauswahl dieser Luftaufnahmen ist in der **Abbildung 13** dargestellt [31].

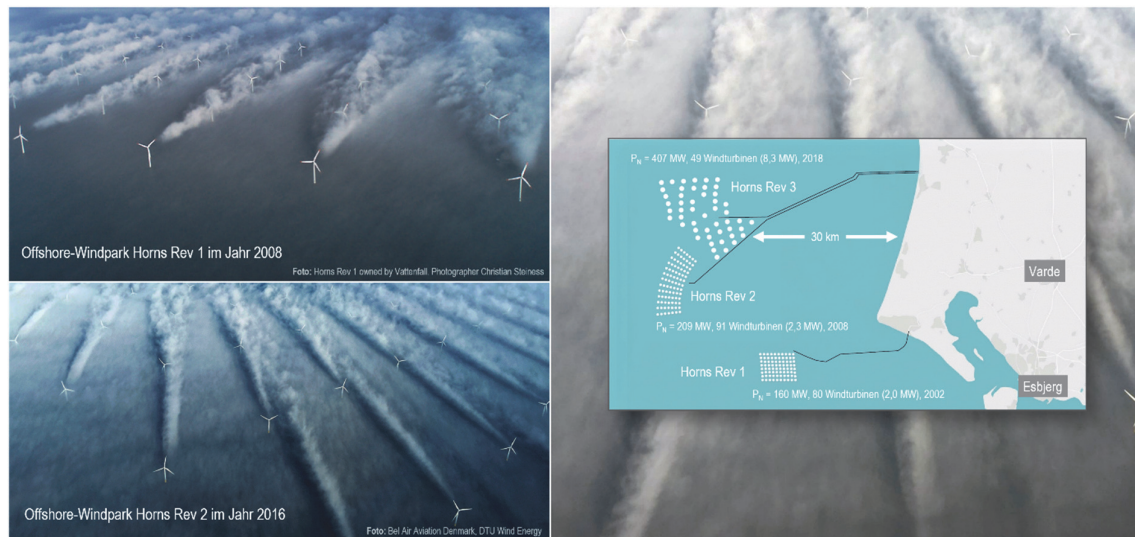


Abbildung 13: Flugzeugaufnahmen der Windparks Horns Rev 1 (links oben, 2008) und Horns Rev 2 (links unten, 2016) mit Nachlaufeffekten, die durch besondere atmosphärische Bedingungen sehr gut sichtbar waren. Die Positionen einzelner Windturbinen in den drei Ausbaustufen des Windparks Horns Rev verdeutlichen nennleistungs- und nachlaufeffektbedingte Weiterentwicklungen der Windpark-Layouts [31].

In den Luftaufnahmen sind mehrere typische Strömungsbereiche erkennbar: Wirbel direkt hinter den Rotoren und gut sichtbare Nachlaufeffekte stromabwärts entlang der einzelnen Windturbinenreihen, die zu abnehmenden Windgeschwindigkeiten und stark turbulenten Strömungsverhältnissen führen. Stromabwärts sind die Bereiche zwischen den einzelnen Windturbinenreihen zuerst unbeeinflusst. Danach breiten sich die Nachlaufeffekte entlang der Windturbinenreihen seitlich immer weiter aus, bis sie sich vermischen und miteinander interagieren. Nachlaufeffekte (Wake-Effekte) sind nicht nur als lokal begrenzte Turbulenz zu verstehen, sondern großskalige, kohärente Strukturen, die sich über dutzende Kilometer erstrecken und raumzeitlich intermittierende Summenleistungen verursachen. Wesentliche Faktoren, die Nachläufe bestimmen, sind die Positionierung einzelner Windturbinen und die Flächendichte der Nennleistung (MW/km^2) bzw. die räumliche Windparkanordnung (Layout). Die Lage und räumliche Anordnung einzelner Windturbinen des Windpark-Clusters Horns Rev sind in Abbildung 13 rechts inklusive der Netzanbindungen an das Festland illustriert.

Die Ausbaustufe Horns Rev 1 besteht aus 80 Windturbinen der 2 MW-Nennleistungsklasse und ist seit 2002 in Betrieb. In dieser Ausbaustufe sind die Windturbinen in einem schachbrettähnlichen Raster angeordnet, das aus zehn ost-westlich ausgerichteten Reihen mit jeweils acht nord-südlich angeordneten Windturbinen besteht. Die nächste Ausbaustufe Horns Rev 2 ist seit 2008 in Betrieb und besteht aus 91 Windturbinen der 2,3 MW-Nennleistungsklasse mit dreizehn Reihen und sieben Windturbinen pro Reihe, die auf einer süd-nördlich gekrümmten Bahn mit vergrößerten Abständen zwischen den einzelnen Windturbinen angeordnet sind. Die dritte Ausbaustufe, Horns Rev 3, ist seit 2018 in Betrieb.

Diese jüngste Ergänzung des Windparks Horns Rev besteht aus 49 nennleistungsstarken Windturbinen der 8,3 MW-Klasse. In dieser dritten Ausbaustufe wurden nicht nur einzelne Windturbinen deutlich anders angeordnet, sondern auch die Abstände zwischen den Einzelanlagen nochmals vergrößert. Der Erkenntnisgewinn wissenschaftlicher Untersuchungen zu Wake-Effekten ist unschwer erkennbar.

In der **Abbildung 14** sind Ergebnisse von Flugzeugmessungen der Windgeschwindigkeiten nördlich vom Windpark Amrumbank West (schwarze Punkte) mit Positionen der stromaufwärts vorgelagerten Windparks Nordsee Ost und Meerwind Südost dargestellt (graue Punkte) [32]. Der heute ebenfalls vorgelagerte Windpark Kaskasi war zum Zeitpunkt dieser Flugzeugmessungen noch nicht errichtet.

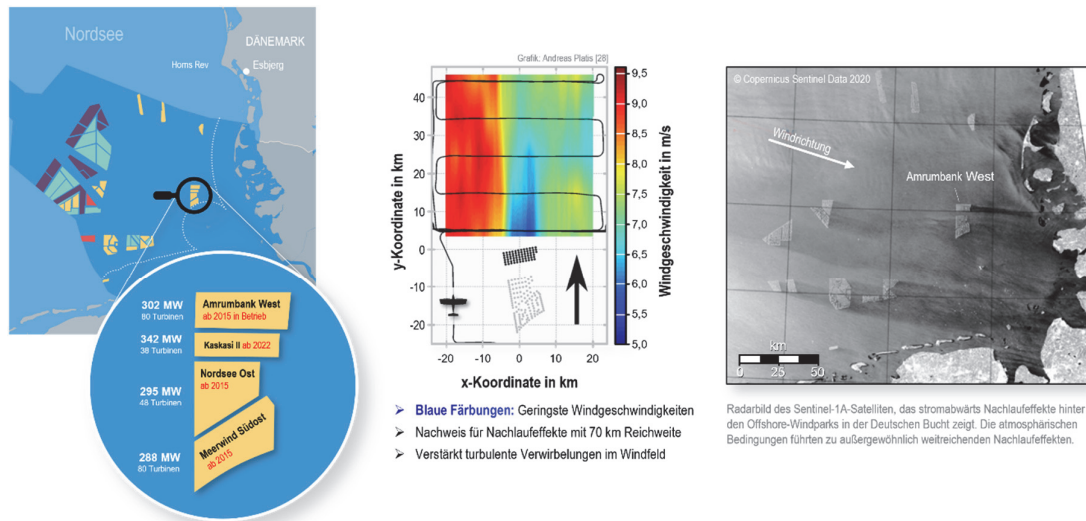


Abbildung 14: Flugzeugmessungen der Windgeschwindigkeiten nördlich vom Offshore-Windpark Amrumbank West [32].

Die Daten wurden im Zeitraum von September 2016 bis Oktober 2017 mit dem Messflugzeug DO-128 der Universität Braunschweig in 41 Flügen erhoben. Das Windgeschwindigkeitsfeld basiert auf den entlang des Flugpfades (schwarze Linie) gemessenen Windgeschwindigkeiten. Für die Bereiche neben dem Flugpfad wurde in den Messwertanalysen senkrecht zur Hauptwindrichtung²⁰⁾ interpoliert (schwarzer Pfeil). Bei Auswertungen zur Windgeschwindigkeit und Untersuchungen zur Turbulenz zeigte sich, dass vor allem bei stabiler atmosphärischer Schichtung, wenn warme Luft vom Festland über die kalte Nordsee strömt, Nachläufe stromabwärts hinter dem Windpark Amrumbank West entstehen. In solchen Fällen wurde das Windfeld im Vergleich zur ungestörten Strömung merklich abgebremst, und es traten verstärkt turbulente Verwirbelungen und erhöhte Turbulenzintensität im wirkamen Nachlaufbereich auf. Die gemessenen Windgeschwindigkeiten waren gegenüber der ungestörten Strömung über große Strecken von bis zu 70 Kilometern reduziert (um maximal 40 %) [32].

Das Radarbild (Abbildung 14 rechts), aufgenommen im Jahr 2020 unter speziellen atmosphärischen Bedingungen, verdeutlicht, dass zeitweise sogar noch größere Nachläufe von 150 bis 200 Kilometer Reichweite in der deutschen Bucht auftreten können.

Ergebnisse aus Detailanalysen zu Betriebsdaten des Windparks Amrumbank West und begleitende Strömungssimulationen, von RWE Renewables UK und Det Norske Veritas in einem gemeinsamen Projekt durchgeführt, zeigen, dass Nachlaufeffekte in Hauptwindrichtung vorgelagerter Windparks und

²⁰⁾ In der Nordsee herrschen Windrichtungen von West (18 %), Südwest (19 %) und Süd (14 %) vor.

auf engem Raum angeordneter Windturbinen spürbare Ertragseinbußen verursachen, die sich mit strömungsmechanischen Modellen vorhersagen lassen [33]. Ergebnisse der Messkampagnen und Multi-Fidelity-Wake-Modellierungen ²¹⁾ sind in **Abbildung 15** dargestellt.

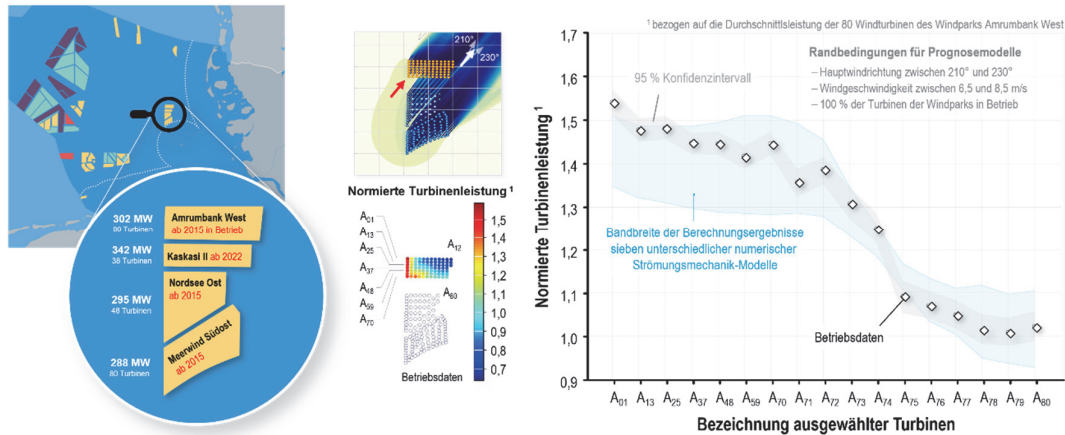


Abbildung 15: Ergebnisse von Betriebsdatenauswertungen und Strömungssimulationen für den Windpark Amrumbank West: Bei einer Hauptwindrichtung von 210° und 230°, einer Windgeschwindigkeit von 6,5 bis 8,5 m/s und zu 100 % in Betrieb befindlichen Windturbinen wird die Windstromproduktion durch Nachlaufeffekte der vorgelagerten Windparks Nordsee Ost und Meerwind Südost bestimmt. Nicht im Windschatten stehende Turbinen liefern auf die Durchschnittsleistung bezogen 1,3- bis 1,5-fache höhere Leistungen [33].

Das RWE-Team verfolgte mit diesem Projekt das Ziel, die Prognosemodelle für den Energieertrag von Offshore-Windparks zu verbessern, indem die Reichweite und Stärke von großskaligen Wake-Effekten quantifiziert und die vorläufigen Modellergebnisse durch unabhängige DNV-Analysen (Datenprüfung und CFD-Simulation) validiert werden. Demnach erzielen Windturbinen, die nicht im Windschatten anderer Windturbinen stehen, auf die durchschnittliche Leistung aller 80 Windturbinen bezogen eine 1,3- bis 1,5-fach höhere Leistung. Die Ergebnisse dieses Gemeinschaftsprojekts sind ein Indiz für den übergeordnet beobachteten Trend abnehmender Ausnutzungen der inländischen Offshore-Windturbinenflotte von 2015 bis 2024 ²²⁾.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat im Jahr 2025 Ergebnisse einer Untersuchung des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme [34] veröffentlicht, in der Nachlaufeffekte ebenfalls strömungsmechanisch modelliert und Auswirkungen der zukünftig geplanten Windenergienutzung in der zentralen Nordsee bis 2050 untersucht wurden. Die Ergebnisse zeigen, dass der geplante Ausbau der Offshore-Windenergie in Belgien, Dänemark, Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen hohe Nennleistungen mit sich bringt, die auf engen Meeresflächen nicht proportional zu höheren Jahresstromerträgen führen. In dicht belegten Meeresgebieten führen die Nachlaufeffekte zu intermittierenden Fluktuationen und Effizienzverlusten.

²¹⁾ Darunter sind Modellierungen zu verstehen, die mehrere Genauigkeitsstufen von schnellen, vereinfachten Engineering-Modellen bis zu komplexen Computernummodellen zur Berechnung zwei- bzw. dreidimensionaler Luftströmungen kombinieren.

²²⁾ Die Auswertungen von Betriebsdaten von Amrumbank West und begleitende Nachrechnungen dienen der quantitativen Untersuchung und Validierung aktueller Wake-Modelle, die der Ertragsprognose zugrunde liegen. Die dort nachgewiesenen Leistungsunterschiede zwischen im Nachlauf stehenden und frei angeströmten Windturbinen sind ein Indiz für einen Mechanismus, der den beobachteten rückläufigen Ausnutzungstrends der Offshore-Windturbinenflotte von 2015 bis 2024 plausibel erklären könnte.

Die Ergebnisse zeigen darüber hinaus lokale Windgeschwindigkeitsabnahmen um mehr als 30 % gegenüber der ungestörten Anströmung durch Nachlaufeffekte innerhalb von Windparks und außerhalb stromaufwärts vorgelagert positionierter Windparks.

Für die in diesen Simulationen verwendeten Nennleistungen des deutschen Offshore-Windparks von 14 GW im Jahr 2030 und 68 GW im Jahr 2050 ergibt sich ein berechneter Ausnutzungsrückgang von 3.900 Volllaststunden (44 %) auf 3.300 Volllaststunden (38 %). Entsprechend wären realistisch eher Jahreserträge von 220 bis 224 TWh statt der ursprünglich erhofften 270 TWh zu erwarten.

Zu ähnlichen Ergebnissen gelangen Ferreira et al. [35]. Die Autoren berichten über ein analytisches Modell, das sie mit Betriebsdaten von 72 Offshore-Windparks und 420 Betriebsjahren validieren. Das Modell beschreibt eine physikalische Obergrenze des Windstromertrags von Meereswindparks und zeigt, dass reale Windparks inklusive aller Verluste und Wake-Effekte bereits nahe an diesem Limit arbeiten. Bei dichter Flächennutzung sind den Modellrechnungen zufolge eher Ausnutzungen von 30 bis 40 % als deutlich darüber erreichbar. Ein Vergleich mit den nationalen Ausbauplänen in Europa und den USA zeigt, dass teilweise um bis zu 50 % höhere flächenspezifische Stromerträge angenommen werden, als physikalisch überhaupt erzielbar sind, wodurch Kosten, Variabilität sowie Netz- und Speicherbedarf systematisch unterschätzt werden ²³⁾.

Neben solchen Nachweisen für den übergeordnet beobachteten Trend rückläufiger Ausnutzungen gibt es vereinzelte Windparks in der Nord- und Ostsee mit einem ansteigenden Ausnutzungstrend. Ein Beispiel dafür ist der Nordsee-Windpark Hohe See (**Abbildung 16**).

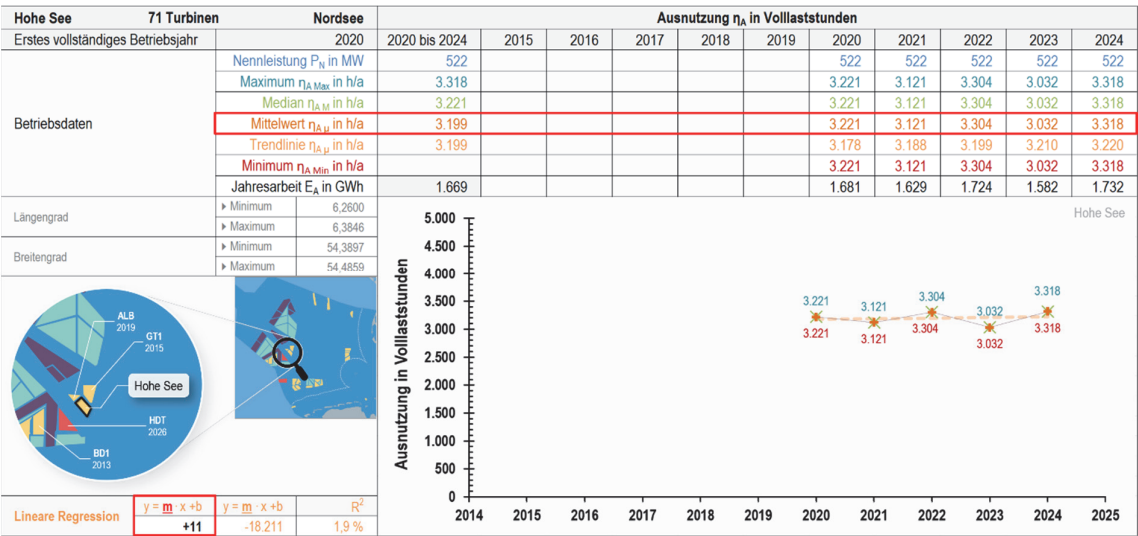


Abbildung 16: Performance-Karte des Nordsee-Windparks Hohe See. Mit Albatros (ALB), seit 2019 vollständig in Betrieb, und Global Tech 1 (GT1, 2015) liegen nordwestlich und nördlich (jeweils stromabwärts) direkt benachbarte Windparks. In den Hauptwindrichtungen Süd bis Südwest befindet sich vorgelagert der Windpark Bard 1 (BD1, 2013), und im Jahresverlauf 2026 wird He Dreht (HDT) in Betrieb gehen.

²³⁾ Die Überlegungen von Ferreira et al. zu theoretischen Obergrenzen der Offshore-Windenergienutzung werden aktuell in der Fachwelt diskutiert. So weist etwa eine Kommentierung zur Veröffentlichung (WES-Preprint wes-2026-59) auf Unsicherheiten und Sensitivitäten einzelner Modellannahmen hin. Für die hier vorliegende Arbeit wird die Veröffentlichung von Ferreira et al. bewusst nicht zur Ableitung quantitativer Ausbaugrenzen herangezogen, sondern nur als qualitatives Indiz, dass aus großskalig-physikalischer Sicht Obergrenzen der entziehbaren Windenergie existieren. Die empirisch basierten Kernaussagen zu Ausfallarbeit, Wake-Effekten und Intermitenz bleiben von der laufenden wissenschaftlichen Diskussion um die exakte Höhe solcher theoretischer Obergrenzen unberührt.

Der moderat ansteigende Ausnutzungstrend ist am Verlauf der Regressionsgeraden mit positivem Steigungsfaktor m unschwer erkennbar. Aus der Performance-Karte für den Windpark Hohe See ergibt sich ein langjähriger Mittelwert der Ausnutzung von 3.199 Volllaststunden (37 %).

Auch hier bleibt die aus Betriebsergebnissen abgeleitete jährliche Ausnutzung deutlich hinter den ursprünglich erwarteten 4.000 Volllaststunden (46 %) zurück. Immerhin ist hier über die bisherige Betriebsdauer hinweg kein Rückgang der Ausnutzung zu verzeichnen.

Damit bleibt zu klären, welche Offshore-Windparks von den zuvor beschriebenen Effekten im Detail betroffen sind und wie stark.

Fazit: Mit den Ausführungen der vorangegangenen Kapitel endet hier der erste Teil der Studie, in dem die Betriebsdaten des deutschen Onshore-Windparks und des deutschen Offshore-Windparks umfassend dargestellt und diskutiert wurden. Die Analyse umfasste den Ausbau der Nennleistung von 2010 bis 2024, eine Diskussion über die unterschiedlichen Ausnutzungen der deutschlandweiten Onshore- und Offshore-Windturbinenflotten sowie Effekte der Ausfallarbeit und behandelte zudem wesentliche physikalische Einflussgrößen wie Wake-Effekte und deren betriebliche Konsequenzen. Dabei zeigte sich, dass klassische Kenngrößen wie Mittelwert und Standardabweichung bzw. Varianz zwar einen ersten fundierten Überblick und eine erste Orientierung ermöglichen, jedoch für eine belastbare energiewirtschaftliche Risikobewertung nicht ausreichen.

Aufbauend auf diesen Befunden widmet sich der zweite Teil dieser Studie einer vertieften Analyse der kumulierten Einspeiseleistungen. Mit Hilfe von mathematischen Methoden, die in der modernen Turbulenzphysik etabliert sind, insbesondere Leistungsdichtespektren²⁴⁾, Strukturfunktionen, höhere statistische Momente (Kurtosis) sowie aus Strukturfunktionen abgeleitete Intermittenzparameter, wird das statistische Verhalten der Windleistungsdynamik detailliert untersucht. Die entsprechenden mathematischen Methoden wurden im Kapitel 2 eingeführt.

Diese vertiefte Analyse erlaubt eine physikalisch fundierte Charakterisierung der intermittierenden Natur der Einspeiseleistungen aus Windenergie und bietet damit eine Grundlage für verbesserte Risikoabschätzungen im Zusammenhang mit dem energiepolitisch angestrebten weiteren massiven Ausbau der Windenergie.

Unterschiede zwischen Onshore- und Offshore-Windenergie werden systematisch herausgearbeitet. Diese Unterschiede haben sowohl für den Betrieb der jeweiligen deutschlandweiten Windparks als auch für die Systemstabilität Konsequenzen und werden im Kapitel 4 abschließend diskutiert.

3.8 Spektrale Leistungsdichten und Hurst-Exponenten

In der **Abbildung 17** sind normierte Summenleistungen 2024 für Windenergie an Land (blau) und auf See (orange) und daraus abgeleitete spektrale Leistungsdichten dargestellt.

Die Zeitreihen $P(t)$ gemäß Gleichungen (1) bis (4) für Onshore- und Offshore-Windenergie werden detrended und über eine Fast-Fourier-Transformation in die Frequenzdomäne f überführt. Aus dem Betragsquadrat der Fourier-Koeffizienten lassen sich die spektralen Leistungsdichten $S(f)$ für Windenergie an Land (blau) und auf See (orange) ableiten und doppelt logarithmisch darstellen.

Die spektralen Leistungsdichten zeigen für Offshore-Windenergie und für Onshore-Windenergie über mehrere Frequenz-Dekaden – den Inertialbereich – ein Potenzverhalten, das auf eine effektive Energiekaskade hinweist.

²⁴⁾ PSD: Power spectral density

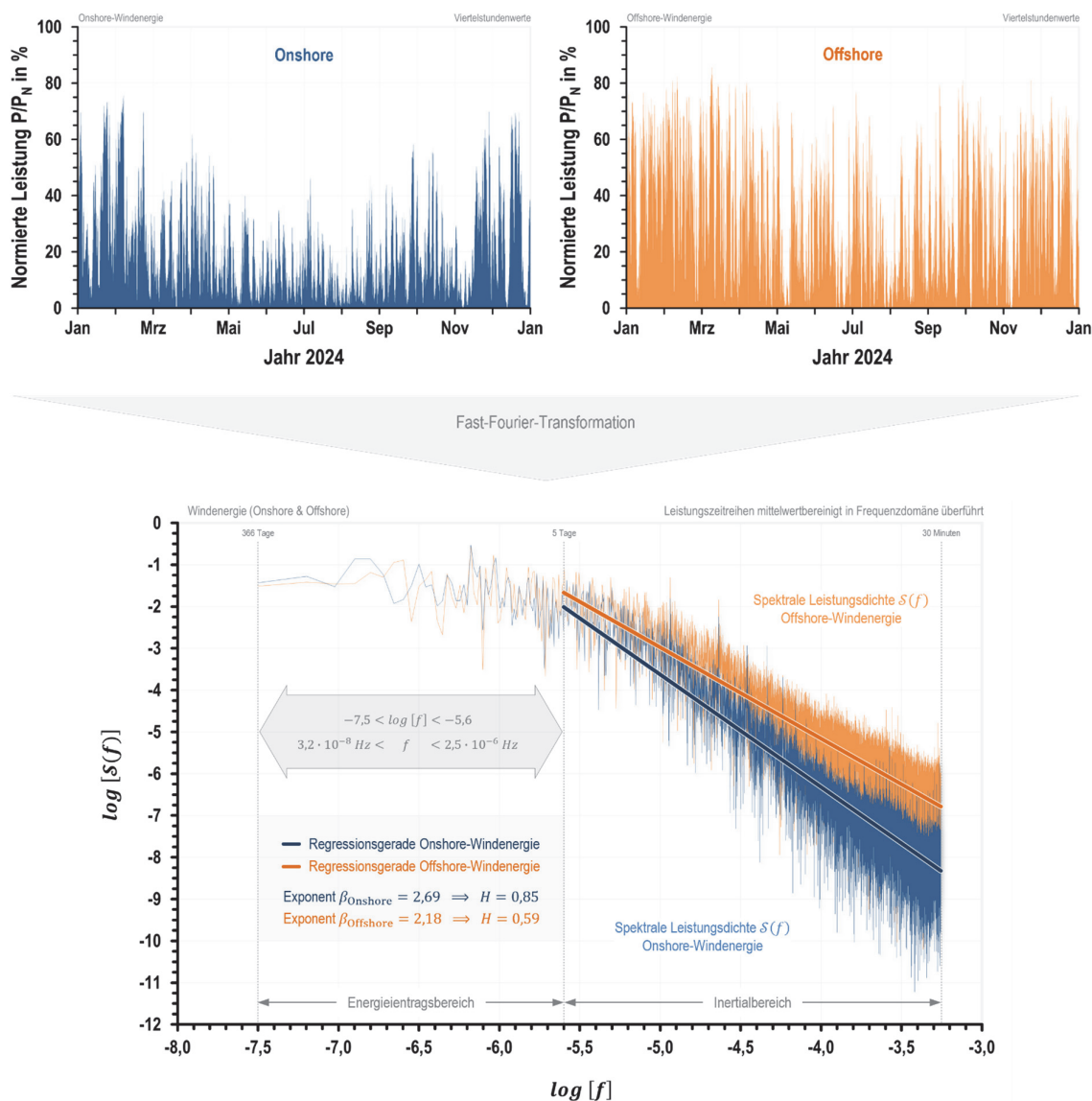


Abbildung 17: Normierte Summenleistungen 2024 aus Onshore- (links oben) und Offshore-Windenergie (rechts oben). Die Zeitreihen $P(t)$ werden detrended und über eine Fast-Fourier-Transformation in die Frequenzdomäne überführt. Aus dem Betragsquadrat der Fourier-Koeffizienten abgeleitete spektrale Leistungsdichten $S(f)$ werden in doppelt logarithmischer Darstellung analysiert (unten). Zusätzlich sind Regressionsgeraden für Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange) eingezeichnet.

Die Spektren für Offshore-Windenergie liegen in weiten Bereichen der Frequenz deutlich über denen für Onshore-Windenergie, was auf höhere Varianz und stärkere Fluktuationen auf entsprechenden Zeitskalen hinweist. Somit liegt auch die Regressionsgerade für Offshore-Windenergie (orange) immer über der für Onshore-Windenergie (blau).

Abbildung 17 verdeutlicht, dass die spektrale Leistungsdichte der kumulierten Einspeiseleistung von Offshore-Windenergie in Deutschland bei der höchsten mit 15-Minuten-Daten auflösbaren Frequenz von $\approx 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ Hz}$ ($\log [f] = -3,255$, entsprechend Zeitskalen von rund 30 Minuten und damit der Nyquist-Grenze für die vorliegende Abtastrate) um etwa den Faktor 31 höher ist als beim deutschen

Onshore-Windpark. Diese Differenz ist als Eigenschaft des gesamten real betriebenen Systems zu verstehen und umfasst neben atmosphärischen Windeigenschaften auch Effekte aus Parklayout, Cluster-Bildung, Wake-Einflüssen sowie netz- und marktbedingten Abregelungen, die in den Daten von ENTSO-E enthalten sind.

Insbesondere synchron umgesetzte Abschaltungen in Offshore-Clustern können zu starken Sprüngen zwischen aufeinanderfolgenden 15-Minuten-Intervallen und damit zu erhöhten spektralen Leistungsanteilen im hochfrequenten Bereich beitragen. Für eine kausale Interpretation der Unterschiede zwischen der Windstromproduktion an Land und auf dem Meer ist eine weitergehende Trennung der Beiträge aus Windfeld, Wake-Effekten und Abschaltungen erforderlich.

Ein in der Turbulenzphysik wichtiges Maß zur Beschreibung turbulenten Verhaltens von Zeitreihen ist der nach dem britischen Hydrologen Harald Edwin Hurst benannte Hurst-Exponent H [18]. Mit dieser Kenngröße lassen sich die Langzeitabhängigkeit, Skalierungseigenschaft und Rauigkeit von Zeitreihen quantifizieren. Der Hurst-Exponent nimmt für typische Grenzfälle folgende Werte an:

- Ein Hurst-Exponent von $H = 0,5$ zeigt an, dass ein Prozess zufällig ohne innere Korrelation verläuft. Das bedeutet, dass frühere Werte keinerlei Einfluss auf spätere Werte haben. Typische Beispiele für solche Zeitreihen sind weißes Rauschen, Random Walks und Brownsche Bewegung [36]. Weißes Rauschen besteht aus zufälligen, voneinander unabhängigen Werten, deren Mittelwert meist null ist. Ein Random Walk beschreibt die aufaddierte Folge solcher Zufallswerte – ähnlich wie bei einem Zufallsspaziergang, bei dem jeder Schritt unabhängig vom vorherigen gewählt wird.
- Hurst-Exponenten von $H < 0,5$ deuten auf zufällige, negativ autokorrelierte bzw. anti-persistente Prozesse hin. Sie sind durch häufige Wechsel von hohen zu niedrigen Werten gekennzeichnet und umgekehrt, eine typische Eigenschaft stark schwankender Summenleistungen von Windturbinen, die zum Beispiel durch Windböen verursacht werden.
- Hurst-Exponenten von $H > 0,5$ deuten auf länger anhaltende Trends hin, bei denen hohe Werte dazu neigen, weiter anzusteigen, und niedrige Werte, weiter abzusinken. Diese als Persistenz oder Langzeitkorrelation bezeichnete Eigenschaft begünstigt die Genauigkeit von Prognosen.

Wie in der **Abbildung 18** skizziert, ist der Hurst-Exponent H ein Schlüsselmaß für die Rauigkeit von Zeitreihen.

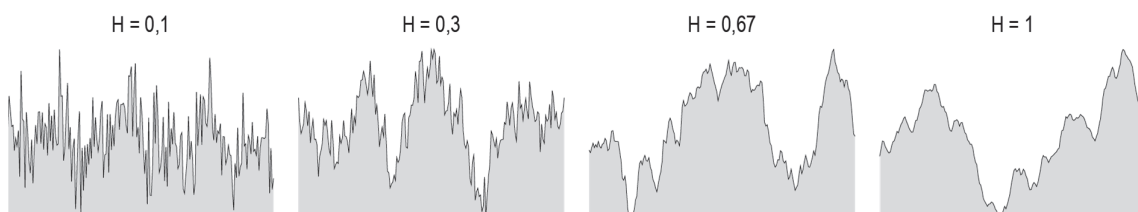


Abbildung 18: Hurst-Exponent H als Schlüsselmaß für die Rauigkeit von Zeitreihen.

Ausgehend von kleinen Werten des Hurst-Exponenten mit rauerem, stärker oszillierenden Verläufen und zackigem Kurvenverlauf (viele Wechsel bei $H = 0,1$) verändert sich die geometrische Struktur bis zu einem extrem glatten, fast monotonen Verlauf, somit gut vorhersagbaren Trends ($H = 1$).

Aus den spektralen Leistungsdichten des Offshore-Windparks und des Onshore-Windparks von 2015 bis 2024 lassen sich über den Steigungsfaktor β der Regressionsgeraden gemäß den Gleichungen (5) und (6) die effektiven Hurst-Exponenten der Summenleistungen bestimmen.

Für Onshore-Windenergie liegen die effektiven Hurst-Exponenten der Jahre 2015 bis 2024 in einem Bereich zwischen 0,7 und 0,85 (**Abbildung 19**, Kreuze in blau). Die Regressionsgerade für Onshore-Windenergie (blau) deutet auf einen fast konstanten bis minimal steigenden Verlauf von 0,74 auf 0,76 (+3 %) hin. Dies lässt auf eine bereits weitgehend ausgeschöpfte geografische Glättung der Summenleistungen schließen.

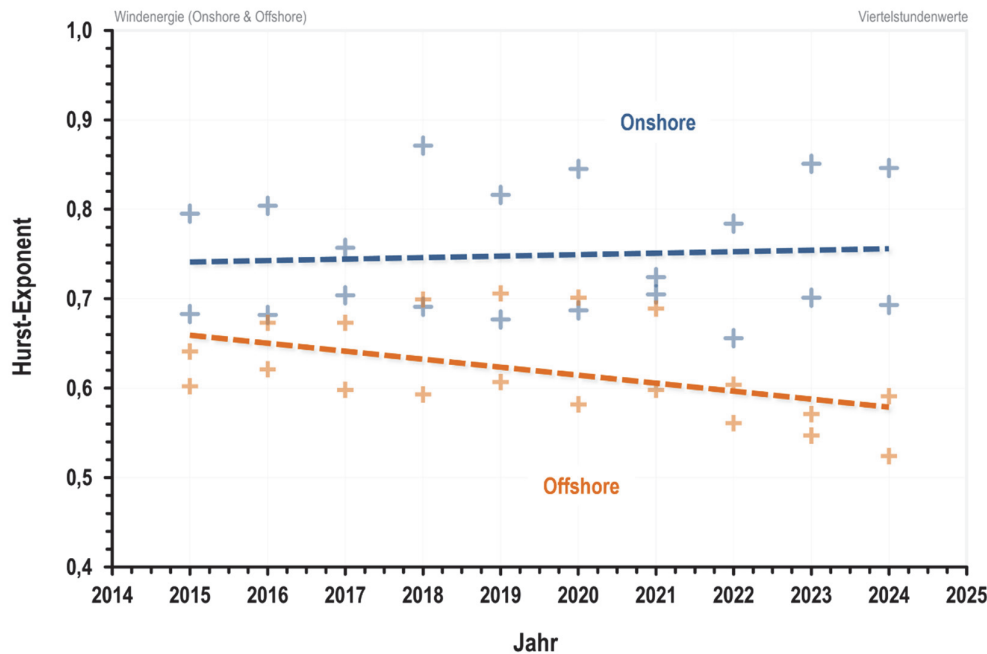


Abbildung 19: Hurst-Exponenten als Maß für die Volatilität der Summenleistungen von Onshore-Windenergie (blau) und Offshore-Windenergie (orange) von 2015 bis 2024, berechnet über zwei Methoden: Erstens über spektrale Leistungsdichten und zweitens auf Basis von Strukturfunktionen. Darüber hinaus sind jeweils aus linearer Regression abgeleitete Trendlinien eingezeichnet.

Da alle Werte des Hurst-Exponenten deutlich über 0,5 liegen, handelt es sich um ein persistierendes Verhalten: Phasen mit erhöhter Einspeiseleistung tendieren dazu, dass weitere Phasen mit erhöhter Einspeisung folgen und Phasen fallender Einspeiseleistung gehen typischerweise in weitere Phasen mit abnehmender Einspeisung über.

Während die Regressionsgerade der Hurst-Exponenten für Onshore-Windenergie nahezu unverändert bleibt, liegt bei Offshore-Windenergie (Abbildung 19, Kreuze in orange) ein abnehmender Trend vor. Eine vergleichbare Auswertung wie für Onshore-Windenergie führt zu einem abfallenden Verlauf der Regressionsgeraden von 0,66 auf 0,58 (–12 %). Auch hier liegen die Werte des Hurst-Exponenten zwar noch im persistierenden Bereich ($H > 0,5$), allerdings mit einer deutlich geringeren Persistenz als für Onshore-Windenergie.

Die Hurst-Exponenten für Offshore-Windenergie sind in allen hier betrachteten Jahren niedriger als die für Onshore-Windenergie. Innerhalb der Unsicherheiten deutet dies auf die zunehmende Rauigkeit und geringere Glättung der Summenleistungen des deutschen Offshore-Windparks hin.

Dies bedeutet: Die Summenleistungen der Windparks in der Nord- und Ostsee weisen durchgehend stärkere Fluktuationen auf als ihre landbasierten Pendanten. Dies lässt sich mit dem rasanten Ausbau des deutschen Offshore-Windparks bzw. der kumulierten Nennleistung sowie zunehmend größeren

Windparks und beobachteten Wechselwirkungen zwischen nahe beieinander liegenden Windparks (Cluster-Effekte) erklären, die stromabwärts zu abgeschwächten turbulenten Strömungen führen und dortige Windturbinen in ihrer Performance beeinflussen können (Nachlauf- oder Wake-Effekte).

Fazit: Die aus Messungen an einzelnen Windturbinen und kleineren Onshore-Windparks bekannten Eigenschaften turbulent-volatiler Summenleistungen mit kurzzeitig extremen Leistungsänderungen [10] finden sich in Summenleistungen großer bis sehr großer und landesweiter Windparks wieder.

Damit folgen die Summenleistungszeitreihen des deutschen Offshore-Windparks ebenso wie die des deutschen Onshore-Windparks jeweils einer Energiekaskade, die laut K62-Theorie von Kolmogorov durch eine kaskadierte Übertragung der Energie beim mehrstufigen Zerfall größerer Wirbel in kleinere Wirbel bis zur vollständigen Dissipation beschrieben wird [9, 16, 37]. Dieser Nachweis rechtfertigt den Einsatz moderner Zeitreihenanalysen und eine Anwendung von modernen mathematischen Methoden der Turbulenzphysik auf Summenleistungen landesweiter Windparks.

Die spektralen Leistungsdichten der Summenleistungen (Abbildung 17) liefern ein weiteres Ergebnis: Die Beobachtungen zum volatilen Verhalten der Windenergie stehen im Einklang mit Erkenntnissen von Bandi [38], der die maximal mögliche Glättung der Summenleistungen von Windparks ermittelte und herausfand, dass eine geografische Verteilung von Windparks an Land Leistungsschwankungen reduzieren, jedoch nicht vollständig eliminieren kann.

Bandi spricht von geografischer Glättung. Seinen Ergebnissen zufolge scheint im Vergleich zum Ausbaustand der Onshore-Windenergie die maximal mögliche Glättung bereits bei deutlich kleineren Nennleistungen erreicht worden zu sein. Bandi weist nach, dass es eine natürliche Grenze für geografische Glättungseffekte gibt und dass diese Grenze bei Hurst-Exponenten von $H = 0,67$ liegt (Abbildung 18). Diese Grenze entspricht den unteren Werten unserer Analysen für den deutschen Onshore-Windpark (Abbildung 19, blaue Kreuze).

Technisch betrachtet ist die geografische Glättung durch Randbedingungen wie Anlaufgeschwindigkeit der Windturbine, mechanische Rotorträgheit und das zeitliche Verhalten von Steuereinrichtungen zur Gondelverdrehung in Windrichtung (Yaw) oder zur Winkelverstellung der Rotorblätter (Pitch) geprägt. Integral betrachtet wirkt der deutsche Onshore-Windpark wie ein Tiefpassfilter: Sehr hohe Frequenzen (starke kurzzeitige Böen) werden vom Windturbinenkollektiv eher gedämpft und somit ausgefiltert.

Beim deutschen Offshore-Windpark sind geografische Glättungseffekte bisher nicht zu beobachten. Im Gegenteil: Das zunehmende intermittierende Verhalten bei Offshore-Windenergie weist darauf hin, dass vermutlich andere Faktoren wie Nachlaufeffekte oder die spezifischen Windverhältnisse auf See eine dominante Rolle spielen und der geografischen Glättung ($H \cong 0,7$) entgegenwirken.

3.9 Inkrementstatistik: Intermittierende Dynamik der Leistungsänderungen

Zur vertieften Analyse der kurzzeitigen Fluktuationen der On- und Offshore-Windstromproduktion werden in diesem Kapitel viertelstündliche Leistungsinkremente der deutschlandweit aggregierten Einspeiseleistung betrachtet. Grundlage sind die in Kapitel 2 eingeführten ENTSO-E-Zeitreihen der real in Stromnetz eingespeisten Summenleistungen aus Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Die Untersuchungen knüpfen damit unmittelbar an die methodische Definition der Leistungsinkremente aus dem Kapitel 2.3 an, siehe Gleichung (8), wonach für einen Zeitversatz von 15 Minuten gilt:

$$\Delta P(t) = P(t + 15 \text{ Minuten}) - P(t)$$

Die Größe $\Delta P(t)$ beschreibt die Änderung der in Stromnetz eingespeisten, landesweit aggregierten Einspeiseleistung zwischen zwei aufeinanderfolgenden Viertelstunden, also eine Systemgröße, in der sich meteorologische Einflüsse, räumliche Glättungseffekte, Wake- und Clustereffekte, netzbedingte Eingriffe sowie markt- und betriebsbedingte Einflüsse überlagern können.

Um die statistischen Eigenschaften dieser viertelstündlichen Leistungsänderungen unabhängig von den unterschiedlichen absoluten Leistungsniveaus der Onshore- und Offshore- Windstromproduktion vergleichen zu können, werden die Leistungsinkremente – wie bereits in Kapitel 2 beschrieben – auf ihre jeweilige Standardabweichung σ normiert.

Die dimensionslose Größe $\Delta P/\sigma$ gibt an, um wie viele typische Streubreiten eine beobachtete Leistungsänderung vom charakteristischen Schwankungsniveau der zugrunde liegenden Zeitreihe abweicht. Dadurch lässt sich untersuchen, ob die Verteilungen der Leistungsänderungen mit einer Gauß-Verteilung vereinbar sind oder ob systematische Abweichungen wie Schiefe, schwere Verteilungsänderer oder eine erhöhte Häufung extremer Ereignisse auftreten.

In **Abbildung 20** sind normierte Leistungsänderungen $\Delta P/\sigma$ für den deutschen Onshore-Windpark (blau) und Offshore-Windpark (violett) im Jahr 2024 dargestellt.

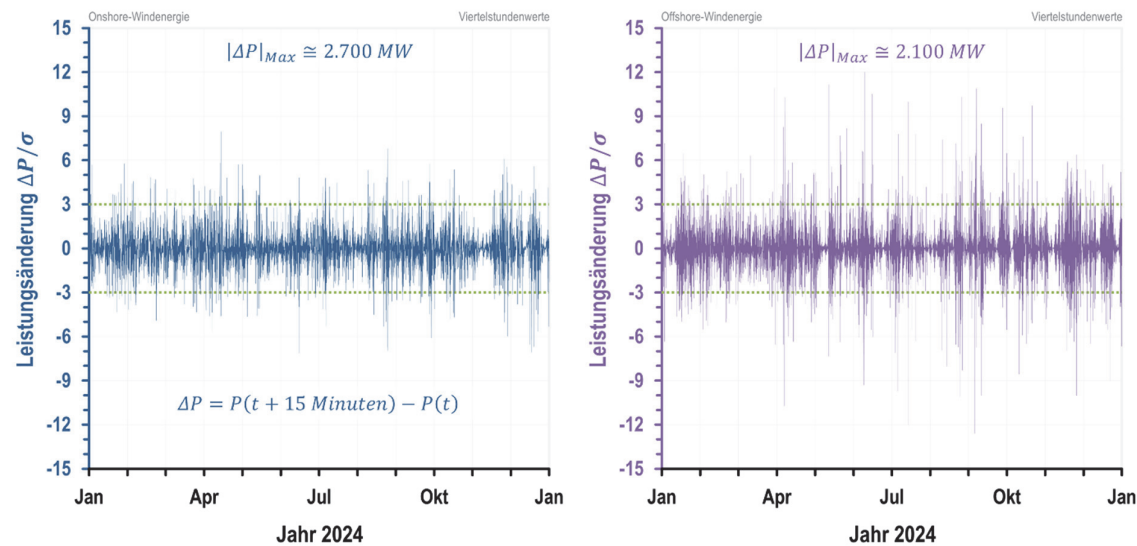


Abbildung 20: Normierte viertelstündliche Leistungsänderungen $\Delta P/\sigma$ des deutschen Onshore-Windparks (links) und des deutschen Offshore-Windparks (rechts) im Jahr 2024. Die grün gestrichelten Linien markieren das Intervall von jeweils drei Standardabweichungen um den Mittelwert ($\Delta P/\sigma = 0$) nach unten und nach oben, in dem bei einer Normalverteilung 99,73 % aller Werte liegen.

Die Leistungsänderungen ΔP werden gemäß Gleichung (8) berechnet und die Standardabweichung σ auf Basis der 35.135 ΔP -Werte für das Jahr 2024. Die Verläufe zeigen für beide Windparks ausgeprägte Fluktuationen mit häufigen extremen Werten der normierten Leistungsänderung binnen 15 Minuten. Diese extremen Leistungsänderungen überschreiten das durch jeweils drei Standardabweichungen um den Mittelwert ($\Delta P/\sigma = 0$) nach unten und oben aufgespannte Intervall, in dem bei einer Normalverteilung 99,73 % sämtlicher Werte liegen, deutlich (grün gestrichelte Linien). Dies weist auf eine im Vergleich zu einer Normalverteilung deutlich erhöhte Häufigkeit extremer Leistungsänderungen hin. Unter intermittierender Fluktuation – kurz Intermittenz – ist in der Turbulenzphysik das Auftreten von seltenen, sehr starken Ausschlägen inmitten eines ansonsten vergleichsweise „normal fluktuierenden“ Verlaufes zu verstehen. Bei einer normalverteilten Größe sind extreme Ereignisse mit $|\Delta P/\sigma| > 3$ sehr

selten. Solche Ereignisse treten nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit auf. Bei Zeitreihen mit intermittierender Dynamik, wie sie für Windgeschwindigkeiten und die Windstromproduktion beschrieben wurde, treten solche Extremereignisse deutlich häufiger auf, als es die Normalverteilung vorhersagt. Zur Veranschaulichung ein Beispiel aus dem täglichen Leben: Es kommt vor, dass sich die Windgeschwindigkeit v binnen vier Sekunden um $\Delta v = 5,6 \text{ m/s}$ ändert. Wäre die Windgeschwindigkeit normalverteilt, so träte dieses Ereignis gemäß Normalverteilung nur alle zwei Jahre einmal auf. Tatsächlich wird eine solche Windgeschwindigkeitsänderung jedoch alle paar Minuten beobachtet.

Intermittierende Fluktuationen führen dazu, dass die Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und die der Einspeiseleistung einerseits Phasen relativ geringer Schwankungen aufweisen, andererseits jedoch immer wieder plötzliche, sehr große Sprünge zeigen. Genau diese Häufung extremer Fluktuationen wird in dieser Studie als Ausdruck der intermittierenden Dynamik der Windstromproduktion interpretiert.

Beim deutschen Onshore-Windpark mit einer jahresdurchschnittlichen installierten Nennleistung von 63 GW sind minimale und maximale Leistungsänderungen von rund -2.400 MW bis +2.700 MW innerhalb einer Viertelstunde verzeichnet. Der Minimalwert entspricht einem viertelstündlichen Leistungssprung um 7,3 Standardabweichungen, beim Maximalwert sind es rund 8,1 Standardabweichungen.

Die untere 3σ -Grenze einer Standardnormalverteilung von $\Delta P/\sigma < -3$ haben 220 der insgesamt 35.135 normierten Leistungsänderungen im Jahr 2024 unterschritten, die Obergrenze von $\Delta P/\sigma > +3$ haben 324 Leistungsänderungen überschritten.

Beim deutschen Offshore-Windpark mit einer jahresdurchschnittlichen Nennleistung von 9 GW sind minimale und maximale Leistungsänderungen von rund -2.100 MW bis +2.000 MW innerhalb einer Viertelstunde verzeichnet. Der Minimalwert entspricht einem Sprung um 12,6 Standardabweichungen, beim Maximalwert sind es 12,0 Standardabweichungen.

Wären die viertelstündlichen Leistungsänderungen normalverteilt, so wäre zu erwarten, dass 0,27 % aller Viertelstundenwerte außerhalb eines Intervalls von $\pm 3\sigma$ um den Mittelwert liegen. Bei 35.135 Leistungsinkrementen im Schaltjahr 2024 entspricht dies insgesamt $35.135 \cdot 0,0027 \approx 95$ Ereignissen, näherungsweise etwa 47 bis 48 Ereignisse auf jeder Seite der Verteilung.

Tatsächlich treten 307 Unterschreitungen der Untergrenze und 350 Überschreitungen der Obergrenze auf. Unter Verwendung der aufgerundeten Erwartung von jeweils 48 Ereignissen je Verteilungsseite liegen die beobachteten Häufigkeiten auf der negativen Seite beim 6,4-Fachen und auf der positiven Seite beim 7,3-Fachen der Erwartungswerte einer Normalverteilung.

3.10 Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, Kurtosis und Langzeitkorrelation

Aufbauend auf der im letzten Kapitel diskutierten Inkrementstatistik werden im Folgenden die aus normierten Leistungsänderungen $\Delta P/\sigma$ abgeleiteten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen ²⁵⁾ für den deutschen Offshore-Windpark und für den deutschen Onshore-Windpark untersucht. **Abbildung 21** zeigt die entsprechenden Verteilungen der normierten viertelstündlichen Leistungsinkremente für Offshore-Windenergie und Onshore-Windenergie im Jahre 2024. Beide Verteilungen weisen eine stark ausgeprägte Abweichung vom gaußschen Verhalten auf. Besonders auffällig sind deutlich verstärkte Verteilungsenden (Heavy tails) gegenüber der Normalverteilung. Bei der Windstromproduktion an Land und auf See treten demnach große Leistungsänderungen viel häufiger auf, als es eine Normalverteilung mit identischer Varianz erlauben würde. Dies ist ein direktes statistisches Abbild der zuvor beschriebenen intermittierenden Dynamik der Leistungsänderungen.

²⁵⁾ PDF: Probability density function

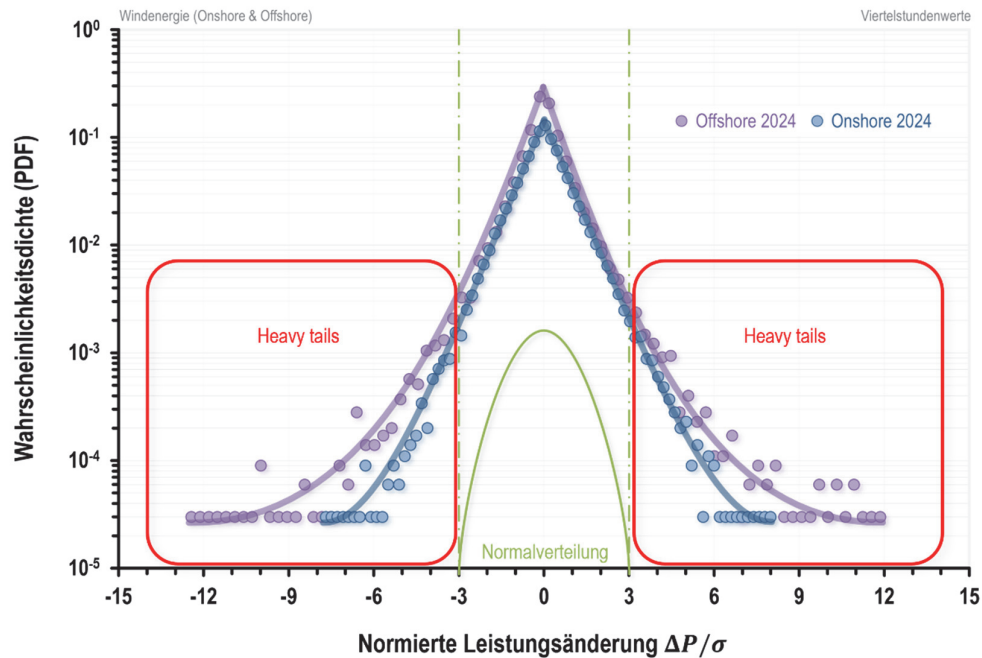


Abbildung 21: Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen normierter Leistungsänderungen $\Delta P/\sigma$ für den deutschen Offshore-Windpark (violett) und Onshore-Windparks (blau) im Jahr 2024 im Vergleich zu einer Normalverteilung (grün).

Die Form der Heavy tails unterscheidet sich signifikant zwischen der Offshore-Windstromproduktion und der Onshore-Windstromproduktion. Die Wahrscheinlichkeitsdichte für die Stromproduktion aus Offshore-Windenergie (Datenpunkte und Trendlinie in violett) zeigt im Vergleich zur Wahrscheinlichkeitsdichte der Stromproduktion aus Onshore-Windenergie (blau) höhere Wahrscheinlichkeiten für sehr große positive und negative Leistungsänderungen.

Dies heißt, dass Extremereignisse bei der aggregierten Offshore-Windstromproduktion somit nicht nur häufiger, sondern in der Tendenz auch stärker ausgeprägt auftreten. Die ausgeprägteren Heavy tails bei der Offshore-Windstromproduktion sind insbesondere deshalb bemerkenswert, weil Windturbinen auf dem Meer bei typischen Nabenhöhen von etwa 100 Metern und Rotordurchmessern zwischen etwa 120 und 240 Metern in der atmosphärischen Ekman-Schicht betrieben werden. Diese Schicht ist großskalig durch relativ gleichförmige mittlere und somit turbulenzarme Windströmungen charakterisiert. Extremereignisse, wie in der Abbildung 21 erkennbar, sind demzufolge eher nicht zu erwarten.

Doch das Gegenteil ist der Fall: Die in der Abbildung 21 dargestellten Heavy-Tail-Verteilungen der Leistungsänderungen spiegeln wider, dass seltene, aber ausgeprägte Einspeiseleistungsänderungen auf 15-Minuten-Skalen ein charakteristisches Merkmal der hier untersuchten, real betriebenen und aggregierten Windstromproduktion sind. Ähnliche Heavy-Tail- und Intermittenzeigenschaften von Windgeschwindigkeits- und Leistungsincrementen sind in der Literatur beschrieben [10, 11, 39].

Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass kleinskalige turbulente Prozesse, Wake- und Cluster-Effekte sowie hohe Installationsdichten (MW/km^2) auf Meeresflächen einen wesentlichen Beitrag zu dieser stark intermittierenden Dynamik leisten. Ein eindeutiger kausaler Nachweis zu den dominierenden Einflussfaktoren ist auf Basis der hier verwendeten aggregierten Daten nicht möglich; vielmehr handelt es sich um eine konsistente Interpretation im Lichte der in Kapitel 3.14 diskutierten Mechanismen.

Zu berücksichtigen ist ferner, dass system- und marktbedingte Abregelungen und Abschaltungen primär Instrumente zur Sicherung von Frequenz- und Spannungshaltung sowie des Engpassmanagements sind. Sie können, insbesondere wenn sie räumlich oder zeitlich korreliert erfolgen, zwar zu sprunghaften Leistungsänderungen beitragen und damit das Intermittenzprofil verstärken, sind aber in erster Linie als Teil des Systembetriebs zur Stabilisierung des Verbundnetzes zu verstehen.

Mit anderen Worten: Aus den Leistungsinkrementen der landesweit aggregierten Einspeiseleistung kann nicht unmittelbar auf mechanische Lasten einzelner Windturbinen geschlossen werden. Die Zeitreihen erfassen vielmehr das kollektive Verhalten des Gesamtsystems am Netzanschlusspunkt und enthalten nur die tatsächlich eingespeiste Leistung. Für Aussagen zu Lastkollektiven einzelner Anlagen oder zu subviertelstündlichen dynamischen Belastungen sind höher aufgelöste Daten auf Windpark- bis Windturbinenebene erforderlich.

Gleichwohl sind große Änderungen der aggregierten Einspeiseleistung energiewirtschaftlich und systemtechnisch relevant. Sie erhöhen die Anforderungen an Netzführung, Regelenergie, Reservebereitstellung und Flexibilitätsoptionen, weil starke Leistungsanstiege oder Leistungsabfälle innerhalb kurzer Zeiträume im Stromversorgungssystem ausgeglichen werden müssen.

Fazit: Zusammen mit den Ergebnissen aus den Hurst-Exponenten und der Inkrementstatistik liefern die Ergebnisse der PDF-Analysen ein konsistentes Bild einer ausgeprägt intermittierenden Windstromproduktion, insbesondere auf dem Meer. Die nachweisliche Überschreitung der 3σ -Grenzen ist indes nicht als alleiniger Nachweis von Intermittenz zu verstehen. Sie liefert jedoch einen anschaulichen und unmittelbar interpretierbaren Hinweis auf die gegenüber der Normalverteilung deutlich erhöhte Häufigkeit extremer Leistungsänderungen. Die weitergehende statistische Einordnung erfolgt in den folgenden Abschnitten durch die Analyse von Kurtosis, Strukturfunktionen und Intermittenzparametern. Erst die Gesamtschau dieser Kenngrößen erlaubt eine belastbare Beurteilung der skalenabhängigen intermittierenden Dynamik der aggregierten Windstromproduktion.

Die in Abbildung 21 beobachteten Heavy-tails-Eigenschaften der Leistungsinkremente, die sich auch in erhöhten Kurtosis-Werten widerspiegeln, ergänzen aus den Hurst-Exponenten abgeleitete Aussagen zur Langzeitkorrelation der Summeneinspeiseleistung. Zusammen ermöglichen diese Kenngrößen eine umfassende Charakterisierung der Einspeisedynamik, worauf nachfolgend näher eingegangen wird. Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Leistungsinkremente beschreiben die Verteilungsform und damit die Häufigkeit kleiner und großer Fluktuationen. Der Verlauf der nach Gleichung (9) berechneten Kurtosis K_τ in Abhängigkeit vom Zeitversatz τ zeigt hingegen, auf welchen Zeitskalen die Inkremente besonders starke Abweichungen von einer Normalverteilung aufweisen. Dies bedeutet konkret: Über die skalenabhängige Kurtosis lassen sich in den Zeitreihen der Leistungsinkremente von Offshore- und Onshore-Windenergie insbesondere diejenigen Zeitskalen erkennen, auf denen impulsartige kurzzeitige Schwankungen das Geschehen bestimmen, sowie die Zeitskalen, auf denen stärker persistente Muster das Fluktuationsverhalten prägen (**Abbildung 22**).

Der Verlauf der Kurtosis zeigt, dass die Leistungsinkremente über weite Skalen deutlich von einer Gauß-Statistik abweichen und ein ausgeprägt intermittierendes Verhalten aufweisen. Für kleine Zeitversätze im Bereich von 15 bis 30 Minuten nimmt die Kurtosis Werte an, die deutlich über dem Wert der Normalverteilung ($K_\tau = 3$, grün gestrichelte Linie) liegen. Dies weist auf eine überproportionale Häufigkeit starker Leistungsänderungen im Vergleich zur Normalverteilung hin.

Mit wachsendem Zeitversatz fallen die Kurtosis-Werte für Offshore- und Onshore-Windenergie von sehr hohen Anfangswerten ausgehend annähernd exponentiell ab. Beim kleinsten Zeitversatz mit der geringstmöglichen zeitlichen Auflösung der Zeitreihen von 15 Minuten liegen die Kurtosis-Werte für Offshore-Windenergie bei $K_\tau \cong 19$ und $K_\tau \cong 6$ für Onshore-Windenergie (Abbildung 22).

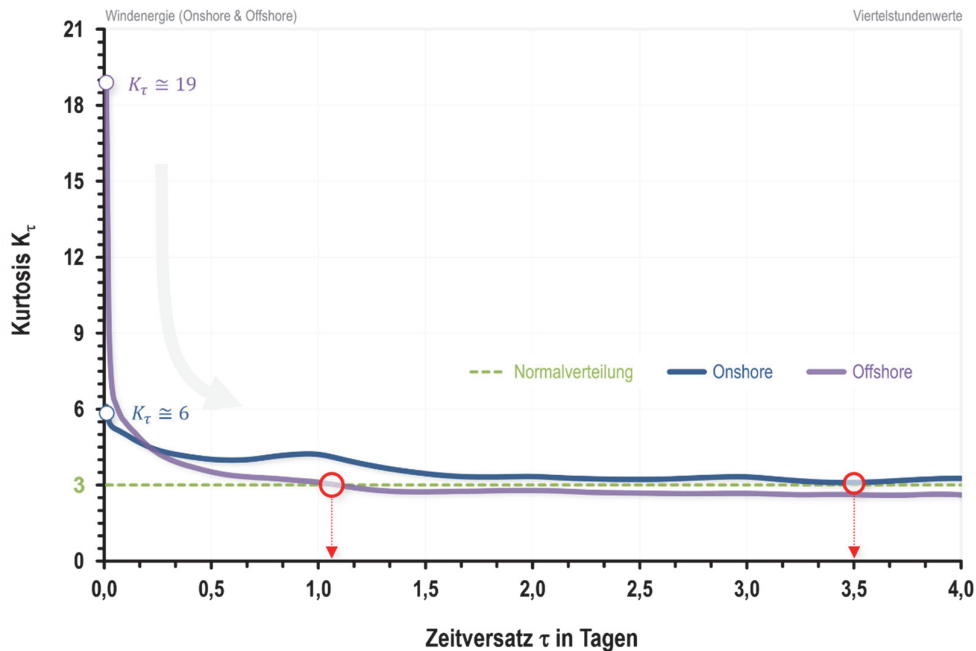


Abbildung 22: Verläufe der Kurtosis K_τ der Leistungsänderungen ΔP für den deutschen Offshore-Windpark (violett) und für den deutschen Onshore-Windpark (blau) für ein typisches Windjahr über einen Zeitversatz τ in einem Intervall von 15 Minuten bis vier Tagen.

Diese hohen Anfangswerte belegen die starke Intermittenz netzeingespeister Summenleistungen. Der deutsche Offshore-Windpark weist demnach auf kleinen Zeitskalen eine rund dreifach höhere Kurtosis auf als der deutsche Onshore-Windpark. Dies bedeutet, dass auf See eine deutlich stärkere Dynamik herrscht: Es treten häufiger schnelle, extreme Änderungen der Einspeiseleistungen auf.

Für größere Zeitskalen bzw. bei Zeitversätzen von mehr als 0,5 Tagen nähern sich die Kurtosis-Werte dem Wert einer Normalverteilung an, und die Leistungsinckremente verhalten sich näherungsweise normalverteilt.

Im Vergleich zum deutschen Onshore-Windpark bleibt die Kurtosis der Leistungsinckremente des deutschen Offshore-Windparks über einen größeren Bereich von Zeitversätzen erhöht. Dies weist auf stärkere intermittierende Fluktuationen und eine erhöhte Wahrscheinlichkeit ausgeprägter kurzfristiger Leistungsänderungen hin. Die beobachteten Heavy Tails sind jedoch nicht einer einzelnen Ursache zuzuordnen, sondern spiegeln die überlagerte Wirkung mehrerer Prozesse wider: atmosphärische Variabilität, Windparkinteraktionen (Wake- und Cluster-Effekte), netz- und marktbasierter Eingriffe wie Abregelung und Redispatch.

Da die zugrunde liegenden Zeitreihen keine eindeutige Trennung dieser Beiträge erlauben, erfassen die Extremwerte notwendigerweise die **kombinierte Systemdynamik**. Für die Bewertung von Netzanforderungen und Reservebedarf ist diese integrierte Betrachtung maßgeblich, unabhängig davon, ob einzelne Sprünge primär meteorologisch oder systemseitig induziert sind. Die Ergebnisse sind daher nicht als technologiespezifische Eigenschaft von Offshore-Wind zu interpretieren, sondern als Ausdruck der **realen Einspeisedynamik im Gesamtsystem**.

Während die Kurtosis-Werte für Offshore-Windenergie ab Zeitversätzen von etwa einem Tag auf den Wert der Normalverteilung abfallen, was auf eine statistische Unabhängigkeit und Homogenisierung für längere Zeitskalen hindeutet, bleiben die Kurtosis-Werte für Onshore Windenergie über deutlich

längere Zeitversätze erhöht und erreichen erst nach etwa zweieinhalb bis dreieinhalb Tagen das Niveau einer Normalverteilung. Dies deutet im Vergleich zur Offshore-Windenergie auf eine stärkere Persistenz der Onshore-Windstromproduktion hin und steht im Einklang mit Analysen der spektralen Leistungsdichten und Hurst-Exponenten (Abbildung 19). Die Langzeitkorrelation der Onshore- und Offshore-Windenergie trägt dazu bei, dass die Zeitreihen der Summenleistungen die vertraute zeitliche Struktur aufweisen, wie in **Abbildung 23** für Onshore-Windenergie dargestellt.

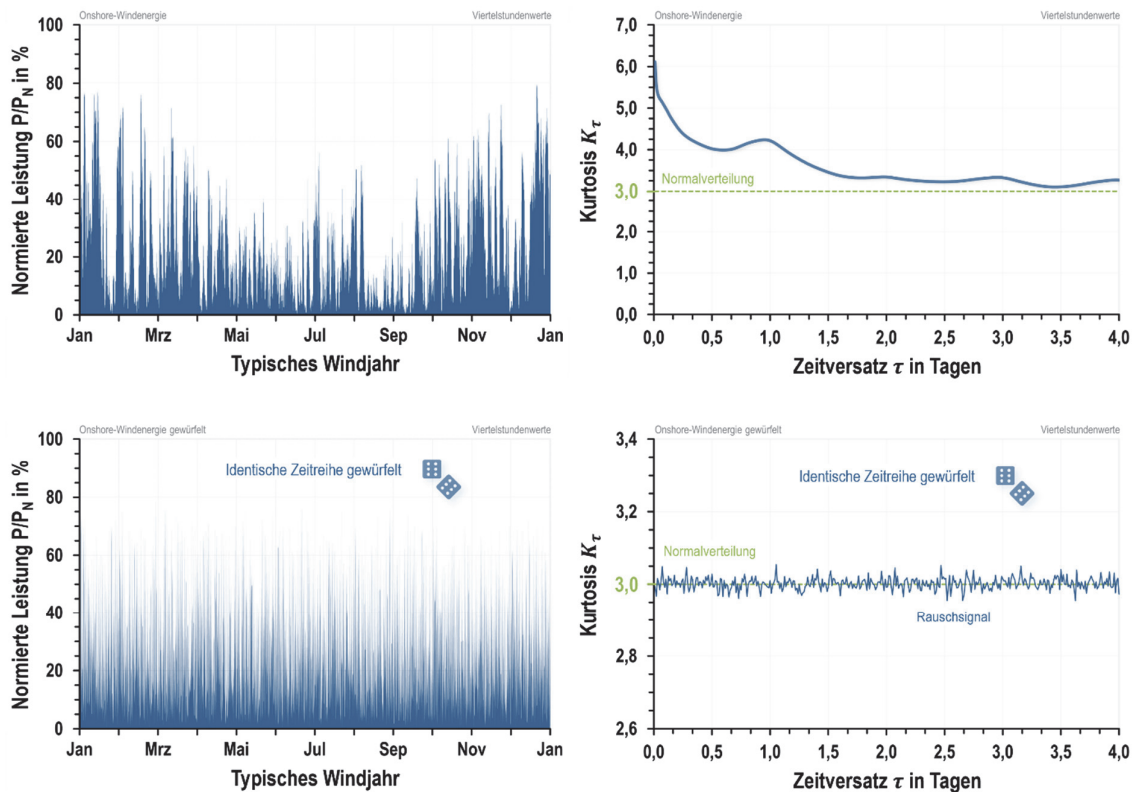


Abbildung 23: Die volatile Struktur der Windstromproduktion aus Onshore-Windenergie (oben links) ist ein Resultat der Langzeitkorrelation. Wird die zeitliche Abfolge der Summenleistungen durch Mischen zerstört (unten links), so verschwindet bei unveränderter Verteilung derselben Zeitreihe die Langzeitkorrelation, wie die Kurtosis-Verläufe der unveränderten Leistungsänderungen (oben rechts) und der gemischten Leistungsänderungen (unten rechts) verdeutlichen.

Das stark volatile Verhalten der Summenleistung lässt sich im Wesentlichen auf drei mögliche Eigenschaften der Windenergie zurückführen: Langzeitkorrelation bzw. Persistenz der Einspeiseleistungen ($H > 0,5$), Heavy-tails-Verteilungen der Leistungszinkremente ΔP und mögliche Überlagerungen der beiden Effekte, verstärkt durch Nichtlinearitäten und Instationarität.

Um zu prüfen, welche dieser Eigenschaften maßgebend ist, wurde eine Summenleistungszeitreihe des deutschen Onshore-Windparks für ein typisches Windjahr statistisch gemischt („geschuffelt“). Dieses Mischen ist in der Turbulenzphysik etabliert und zerstört die in Zeitreihen vorhandene Langzeitkorrelation, während die Form der Verteilung und die Zeitreihe selbst vollständig erhalten bleiben. Die Kurtosis als Funktion des Zeitversatzes gibt Hinweise darauf, ob und in welchem Ausmaß Langzeitkorrelation gegenüber den anderen genannten Eigenschaften von Bedeutung ist.

Die Kurtosis der geschuffelten Zeitreihe zeigt ab dem kleinsten Zeitversatz von $\tau = 15$ Minuten leicht fluktuierende Werte um den Wert einer Normalverteilung ($K_\tau = 3$). Ähnlich wie ein Rauschsignal bleibt dieser Kurtosis-Wert für alle Zeitversätze im gesamten Betrachtungszeitraum im Mittel erhalten: $\langle K_\tau \rangle \cong 3$.

Fazit: Hohe Kurtosis-Werte bei geringen Zeitversätzen werden primär durch Langzeitkorrelation bzw. Persistenz verursacht. Andere physikalische Eigenschaften spielen eine untergeordnete Rolle.

Persistenz und Langzeitkorrelation sind somit zentrale, naturgesetzlich determinierte Merkmale der Windstromproduktion: Sie prägen die volatile Struktur der Einspeiseleistungen, bestimmen die Dauer von Windflauten und begrenzen das Potenzial zur Glättung der Einspeiseleistungen – mit direkten Konsequenzen für die Dimensionierung von Speichern, Back-up-Systemen und Reservekraftwerken.

Insbesondere für den deutschen Offshore-Windpark führt die Kombination aus hohen mittleren Windgeschwindigkeiten und ausgeprägter intermittierender Fluktuation zur deutlich erhöhten Häufigkeit schneller, extremer Änderungen der Summenleistungen im Vergleich zur Onshore- Windenergie, so dass die Einspeisedynamik auf See insgesamt wesentlich ausgeprägter ist.

3.11 Strukturfunktionen

Die Analysen der Strukturfunktionen n -ter Ordnung gemäß Gleichung (10) erfolgen auf der Basis der K-62-Theorie von Andrey N. Kolmogorov, nach der die Intermittenz von turbulenten Strömungen durch einen Skalenexponenten $\xi(n)$ und einen Intermittenzparameter $\mu \in [0,1]$ charakterisiert wird. Beim unteren Grenzwert des Intermittenzparameters ($\mu = 0$) liegt eine homogene, intermittenzfreie turbulente Strömung gemäß Kolmogorovs K41-Theorie vor [16], und beim oberen Grenzwert ($\mu = 1$) tritt maximal sprunghafte Intermittenz auf.

Der Intermittenzparameter $\mu > 0$ kann somit gemäß Kolmogorovs K62-Modell als kompaktes Maß für die Stärke von intermittierenden Fluktuationen verstanden werden, das mit einer gehäuften Auftretenswahrscheinlichkeit plötzlicher, großer Leistungsänderungen bei der Windstromproduktion einhergeht. Voraussetzung für die Anwendung des Strukturfunktionsformalismus ist eine effektive Energiekaskade von großen zu kleinen Skalen, die in dieser Studie für landesweite Windparks mit entsprechend großen Nennleistungen bestätigt wurde (vgl. Abbildung 17). Daher ist eine Anwendung von Strukturfunktionsanalysen nicht nur auf den deutschen Onshore-Windpark, sondern auch auf den deutschen Offshore-Windpark gerechtfertigt.

In der **Abbildung 24** sind die aus Zeitreihen der Onshore- und Offshore-Windstromproduktion in Deutschland experimentell bestimmten Skalenexponenten $\xi(n) = f(\Delta P_\tau)$ dargestellt. Diese werden mit dem im anfänglichen Kapitel zu mathematischen Methoden eingeführten theoretischen Modell $\xi(n) = f(n, \mu)$ verglichen (Best Fit, gestrichelte Kurvenverläufe in Abbildung 24). Angewendet wurden diesbezüglich die Gleichungen (10) bis (12).

Die experimentellen Werte des Skalenexponenten $\xi(n)$ weisen eine sehr gute Übereinstimmung mit den modellierten Kurven $\xi(n) = f(n, \mu)$ auf; die Größe der Datenpunkte in Abbildung 24 kann als Maß für die Unsicherheit der Schätzung interpretiert werden. Die graue Gerade repräsentiert ferner den homogenen, intermittenzfreien monofraktalen Fall der Kolmogorov-K41-Theorie ($\mu = 0$), bei dem $\xi(n) = n/3$ gilt. Diese mit Monofraktal bezeichnete graue Gerade in Abbildung 24 dient als Referenz, um die Abweichung des intermittierenden Charakters der Einspeiseleistungen von diesem Idealfall zu beurteilen. Die Verläufe der Skalenexponenten für Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie weisen mit wachsender Ordnung n deutlich unterschiedliche Krümmungen auf. Dies deutet auf unterschiedliche Grade der Intermittenz und eine multifraktalen Struktur der Summenleistungen hin [10].

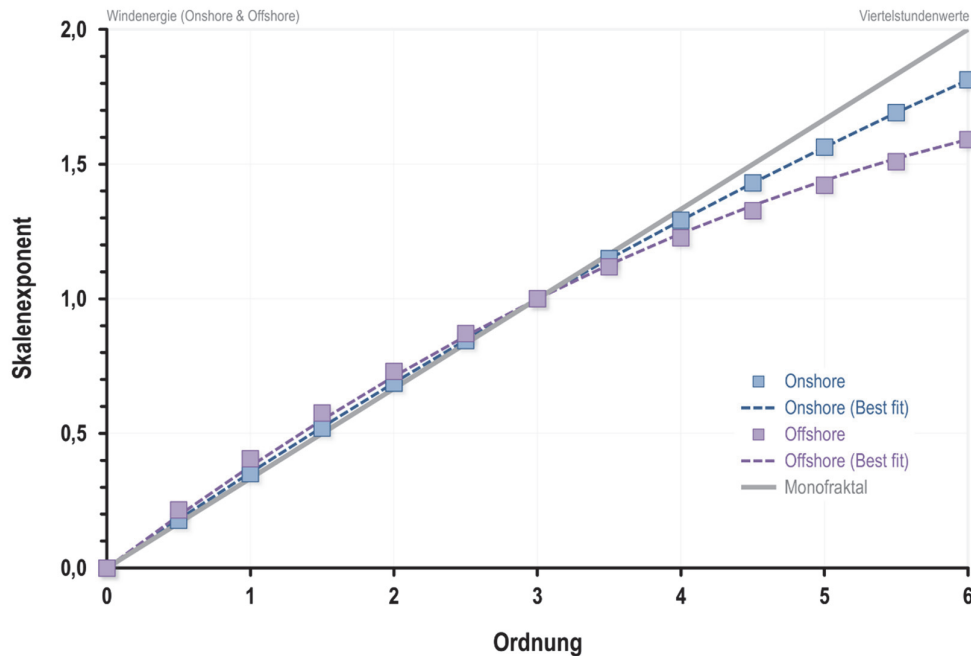


Abbildung 24: Berechnete Skalenexponenten $\xi(n)$ für Summenleistungen des deutschen Onshore-Windparks (blau) und Offshore-Windparks (violett) in Abhängigkeit von der Ordnung n mit Best-fit-Kurven (gestrichelt) für ein typisches Windjahr im Vergleich zu intermittenzfreier homogener Fluktuation (graue Gerade, Monofraktal).

Multifraktalität bedeutet, dass die statistischen Eigenschaften der Fluktuationen nicht auf allen Skalen gleich sind, sondern sich je nach Größenordnung der Leistungsänderung unterscheiden: Kleine, mittlere und sehr große Leistungszunahmen ΔP_τ folgen jeweils unterschiedlichen Skalierungsgesetzen. In dieser Interpretation zeigen kleine bis mittlere Leistungsänderungen ein persistierendes Verhalten, während große und sehr große Leistungsänderungen eher antipersistierend sind, und damit ein Verhalten zeigen, wie es von kurzzeitigen Windböen bekannt ist.

Strukturfunktionen höherer Ordnung (großes n) reagieren besonders empfindlich auf große Fluktuationen und sind daher ein Maß für die Häufigkeit und Intensität starker Leistungsänderungen – etwa infolge kurzzeitiger, heftiger Windböen oder kollektiver Windparkeffekte.

Die zunehmende Abweichung der $\xi(n)$ -Kurven von der grauen Geraden mit wachsender Ordnung n spiegelt somit die Nicht-Gaußianität und die stark intermittierende Natur der Windstromproduktion wider. Wesentlich für die Interpretation der Kurvenverläufe $\xi(n)$ ist: Je stärker die Krümmung von $\xi(n)$ mit wachsender Ordnung n , desto ausgeprägter das intermittierende Verhalten.

Während die Skalenexponenten für Onshore-Windenergie relativ nahe an der Monofraktal-Geraden des Kolmogorov-K41-Modells liegen, was auf einen moderaten Grad von Intermittenz hinweist, weichen die Skalenexponenten für Offshore-Windenergie mit zunehmender Ordnung deutlich stärker von dieser Referenzgeraden ab – das bedeutet, die Krümmung der Kurve für Offshore-Windenergie ist ausgeprägter. Diese Ergebnisse belegen, dass auf dem Meer deutlich turbulenter und stärker intermittierende Prozesse als an Land vorherrschen.

Fazit: Die Strukturfunktionen und Skalenexponenten ergänzen damit konsistent die Befunde aus Hurst-Exponenten, Heavy-tails-Verteilungen und Kurtosis und bestätigen das Bild einer besonders ausgeprägt intermittierenden Einspeisedynamik im Offshore-Bereich.

Zahlreiche Arbeiten zu kurzzeitigen Fluktuationen der Einspeiseleistung aus Windenergie zeigen, dass **auch bei nicht abgeregelten** Einzelanlagen und Windparks auf Sekunden-Skalen bis Minuten-Skalen Kolmogorov-ähnliche Spektren, ausgeprägte Heavy-Tail-Verteilungen und multifraktale Skalierung der Leistungsinkremente auftreten [10, 11, 39]. Die in unserer Studie bestimmten Skalenexponenten $\xi(n)$ (Abbildung 24) weisen eine vergleichbare, von der monofraktalen Referenz abweichende Krümmung auf und belegen damit, dass sich diese multifraktalen Intermittenzeigenschaften auch in den auf 15-Minuten-Intervalle und Landesebene aggregierten Einspeisezeitreihen fortsetzen.

Abregelungen bzw. Redispatch und rasches Wiedereinschalten überlagern diese turbulenzgetriebene Struktur und können insbesondere die Häufigkeit und Asymmetrie extremer negativer und positiver Sprünge der Einspeiseleistung beeinflussen; sie erklären die beobachtete multifraktale Intermittenz der Offshore- und Onshore-Summenleistung jedoch nicht allein, sondern wirken zusätzlich zu den durch die atmosphärische Energiekaskade und Windpark-/Clustereffekte bestimmten Fluktuationen. Unsere Übertragung turbulenztheoretischer Werkzeuge (Kolmogorov-Spektrum, Strukturfunktionen, K62-Modell) auf aggregierte Leistungszeitreihen der Onshore- und Offshore-Windstromproduktion knüpft somit an eine etablierte Forschungstradition an.

Im Ergebnis ist nach dem aktuellen Forschungsstand festzustellen: Die resultierenden multifraktalen und kurzzeitig stark korrelierten Fluktuationen stellen eine relevante Quelle dynamischer Instabilität in Stromnetzen dar und müssen bei der Auslegung von Netzen, Regelung, Speichern und Flexibilitätsoptionen explizit berücksichtigt werden.

Wie aber hat sich das intermittierende Verhalten der Summenleistung im Laufe der Jahre mit dem weiteren, teils massiven Ausbau der Windenergie an Land und auf See entwickelt? Eine Antwort auf diese Frage liefern die folgenden zwei Kapitel, in denen die Intermittenzparameter μ und die Tagesmaximalwerte der Leistungsänderungen für die Jahre 2015 bis 2024 bestimmt und diskutiert werden.

3.12 Intermittenzparameter

Neben dem Strukturformalismus lässt sich auch der Intermittenzparameter μ nutzen, um Aussagen zur Intermittenz von Zeitreihen der Windstromproduktion zu treffen, und gemäß Gleichung (14) aus dem Skalenexponenten der Strukturfunktion sechster Ordnung bestimmen: $\mu = 2 - \xi(6)$.

In der **Abbildung 25** sind auf Basis der Summenleistungen des deutschen Offshore-Windparks und des deutschen Onshore-Windparks berechnete Intermittenzparameter μ für den Zeitraum 2015 bis 2024 dargestellt. Da ENTSO-E-Zeitreihen mit einer Auflösung von 15 Minuten sehr kurzzeitige Fluktuationen nicht vollständig erfassen können, sind die hier ermittelten Werte des Intermittenzparameters μ als untere Abschätzungen zu verstehen; diese Unsicherheit ist bei etwaigen künftigen Intermittenzanalysen zu berücksichtigen.

Beim deutschen Onshore-Windpark (blau) liegt die Regressionsgerade des Intermittenzparameters μ nahezu konstant bei $\mu = 0,18$ und ohne erkennbaren Trend trotz eines beträchtlichen Anstiegs der installierten Nennleistung von rund 41 GW im Jahr 2015 auf 63 GW im Jahr 2024. Dies deutet auf eine vergleichsweise geringe und über die Jahre bemerkenswert stabile Intermittenz hin und legt nahe, dass durch den weiteren Ausbau keine zusätzliche Glättung der Windstromproduktion durch geographische Standortverteilung an Land zu erwarten ist.

Der deutsche Offshore-Windpark (violett) weist hingegen deutlich höhere Intermittenzparameter μ in einer Bandbreite zwischen $\mu = 0,37$ und $\mu = 0,48$ auf. Die zugehörige Regressionsgerade zeigt über den Betrachtungszeitraum einen signifikanten Aufwärtstrend, der mit dem Ausbau der Nennleistung von etwa 3 GW im Jahr 2015 auf etwa 9 GW im Jahr 2024 einhergeht.

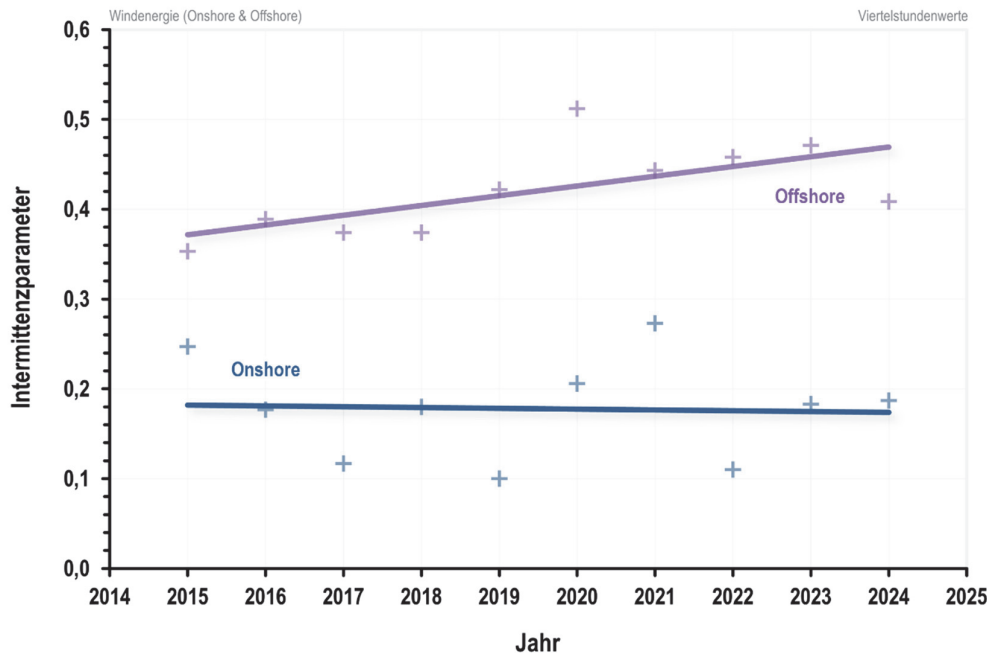


Abbildung 25: Zeitliche Entwicklung des Intermittenzparameters μ für den deutschen Onshore-Windpark (Kreuze in blau) und den deutschen Offshore-Windpark (Kreuze in violett). Die Regressionsgeraden verdeutlichen den Trend.

Der signifikante Anstieg der Intermittenzparameter des deutschen Offshore-Windparks im Zeitraum von 2015 bis 2024 zeigt, dass die Intermittenzeigenschaften der eingespeisten Summenleistungen aus Offshore-Windenergie unter den im Beobachtungszeitraum realisierten Ausbau- und Systembedingungen zunehmen. Parallel dazu ist ein deutlicher Anstieg der systembedingten Ausfallarbeit bei Offshore-Windenergie zu verzeichnen, während die Intermittenzparameter für Onshore-Windenergie weitgehend konstant bleiben und deren Ausfallarbeit rückläufig ist (Kapitel 3.4, Abbildung 10). Dies deutet darauf hin, dass sowohl die stärkere Clusterung und der Offshore-Nennleistungsausbau als auch vermehrte netzbedingte Abregelungen zur beobachteten Zunahme der Offshore-Intermittenz einen gewissen Beitrag leisten ²⁶⁾.

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist bei weiterem Ausbau der Offshore-Windenergie daher von einer anhaltend hohen Intermittenz der Einspeiseleistungen auszugehen und daraus resultierend mit wachsenden Anforderungen an Netzführung, Regelung, Speicherbedarf und Flexibilitätsoptionen. Zugleich ist zu betonen, dass die beobachteten Zusammenhänge historischer Natur sind: Änderungen der Randbedingungen – etwa ein verstärkter Netzausbau, eine breitere räumliche Verteilung der Parks, modifizierte Cluster-Geometrien oder neue Betriebs- und Regelstrategien – können künftige Entwicklungen der Intermittenzparameter beeinflussen. Die aus Abbildung 25 abgeleiteten Aussagen sind daher als fundierte Risiko- und Prüfthesen für die Systemauslegung zu verstehen, nicht als

²⁶⁾ Mittlerweile liegen die Intermittenzparameter der Windstromproduktion 2025 vor, so dass sich ein Vergleich der Jahre 2024 und 2025 anbieten: Für Offshore-Windenergie sind Intermittenzparameter von $\mu = 0,41$ im Jahr 2024 und $\mu = 0,43$ im Jahr 2025 verzeichnet, und für Onshore-Windenergie Werte von $\mu = 0,19$ (2024) und $\mu = 0,20$ (2025). Die Hurst-Exponenten für Offshore-Windenergie lagen bei $H = 0,59$ (2024) und $H = 0,57$ (2025). Die systembedingte Ausfallarbeit von Offshore-Windenergie ist von 4,6 TWh im Jahr 2024 auf 3,4 TWh (2025) gesunken. Ein Zusammenhang nach dem Motto „je mehr Ausfallarbeit, desto höhere Intermittenzparameter bei Offshore-Windenergie“ besteht damit nicht.

deterministische Prognose. Ein konsequenter, mit dem Erzeugungsausbau synchronisierter Netzausbau sowie der verstärkte Einsatz von Flexibilitätsoptionen (z.B. Speichern, Lastmanagement, Power-to-X) können systembedingte Abregelungen perspektivisch verringern und damit auch den Trend einer hohen Intermittenz der Offshore-Einspeiseleistung abmildern.

Die in dieser Arbeit ausgewerteten viertelstündlichen Einspeisezeitreihen (ENTSO-E-Daten) erlauben Aussagen über skalenabhängige Intermittenz und große Leistungsänderungen auf der 15-Minuten-Ebene. Diese Größen sind relevant für Systemführung, Reservebedarf und die Häufigkeit kollektiver Leistungs- und Lastwechsel von Windparks.

Wie in Kapitel 2.3 hervorgehoben, treten für einzelne Anlagen relevante mechanische Lastspitzen auf deutlich kürzeren Zeitskalen im Sekundenbereich auf und werden durch die 15-Minuten-Mittelung nicht aufgelöst. Für die konstruktive Auslegung der Windturbinen sind diese kurzzeitigen Böen und Lastspitzen maßgeblich, die mit der hier verwendeten Datenauflösung nicht direkt erfasst werden können. Die im Folgenden diskutierten Ergebnisse zu Extremwerten und Intermittenz sind daher als Indikatoren für systemische Betriebsbeanspruchungen und Regelanforderungen zu verstehen und ersetzen keine detaillierte kurzzeitige Lastanalyse auf Anlagenebene.

3.13 Extremwertstatistik: Tagesmaximalwerte der Leistungsänderungen

Die Intermittenzanalysen haben gezeigt, dass die Summenleistungen aus Offshore-Windenergie nicht nur höhere, sondern mit dem Nennleistungszuwachs auch ansteigende Intermittenzparameter aufweisen. Aus Systemsicht ist entscheidend, ob sich solche kleinskaligen Fluktuationen der Leistungsänderungen im Tagesverlauf kumulieren und auf größeren Zeitskalen hohe Leistungsänderungen verursachen. Dies wäre für den Windturbinen- und Netzbetrieb unmittelbar relevant.

Vor diesem Hintergrund ergänzt die nachfolgende Extremwertanalyse viertelstündlicher Leistungsänderungen die Intermittenzanalyse um eine praxisnahe Betriebskenngröße: Sie überführt die statistisch beschriebene kleinskalige Struktur (Intermittenz $\triangleq$ hohe Kurtosis-Werte bei sehr kleinen Zeitversätzen) in Absolutwerte tagesmaximaler Leistungsänderungen $|\Delta P|_{Max}$ für Offshore- und Offshore-Windenergie. Beide Ansätze erfassen unterschiedliche, jedoch zugleich konsistente Ebenen desselben Phänomens: Während die Intermittenzanalyse die Skalenabhängigkeit der Fluktuationen charakterisiert, zeigt die Extremwertstatistik, wie sich diese Dynamik in Extremereignissen auf betrieblich relevanten Zeitskalen nennleistungsabhängig manifestiert. Die leitende Hypothese lautet, dass ausgeprägt intermittierende Fluktuationen viertelstündlicher Summenleistungen mit häufigeren und stärkeren Extremereignissen in Form erhöhter Tagesmaximalwerte einhergehen.

Für die Extremwertanalyse werden aus den viertelstündlichen Summenleistungszeitreihen zunächst Tagesmaximalwerte $|\Delta P|_{Max}$ ermittelt und deren Trends über die Jahre 2015 bis 2024 mittels linearer Regression bestimmt. Aufgrund unterschiedlicher Ausbauzustände werden die Tagesmaximalwerte in einem Folgeschritt auf die jahresdurchschnittlichen Nennleistungen der beiden landesweiten Windparks normiert, d.h. die Tagesmaximalwerte viertelstündlicher Leistungsänderungen in MW werden auf die jeweils zugehörige jahresdurchschnittliche Nennleistung in GW bezogen.

Die Auswertung der Tagesmaximalwerte zeigt ab 2015 eine ausgeprägte Diskrepanz zwischen Offshore- und Onshore-Windenergie, siehe **Abbildung 26**, konsistent mit zuvor gefundenen Unterschieden bei den Intermittenzparametern der Windstromproduktion aus Offshore- und Onshore-Windenergie.

Im jüngsten Ausbauzustand des deutschen Offshore-Windparks mit einer jahresdurchschnittlichen Nennleistung von 8,8 GW (2024) treten maximale Absolutwerte viertelstündlicher Leistungssprünge von knapp 2.300 MW auf (Abbildung 26 links oben).

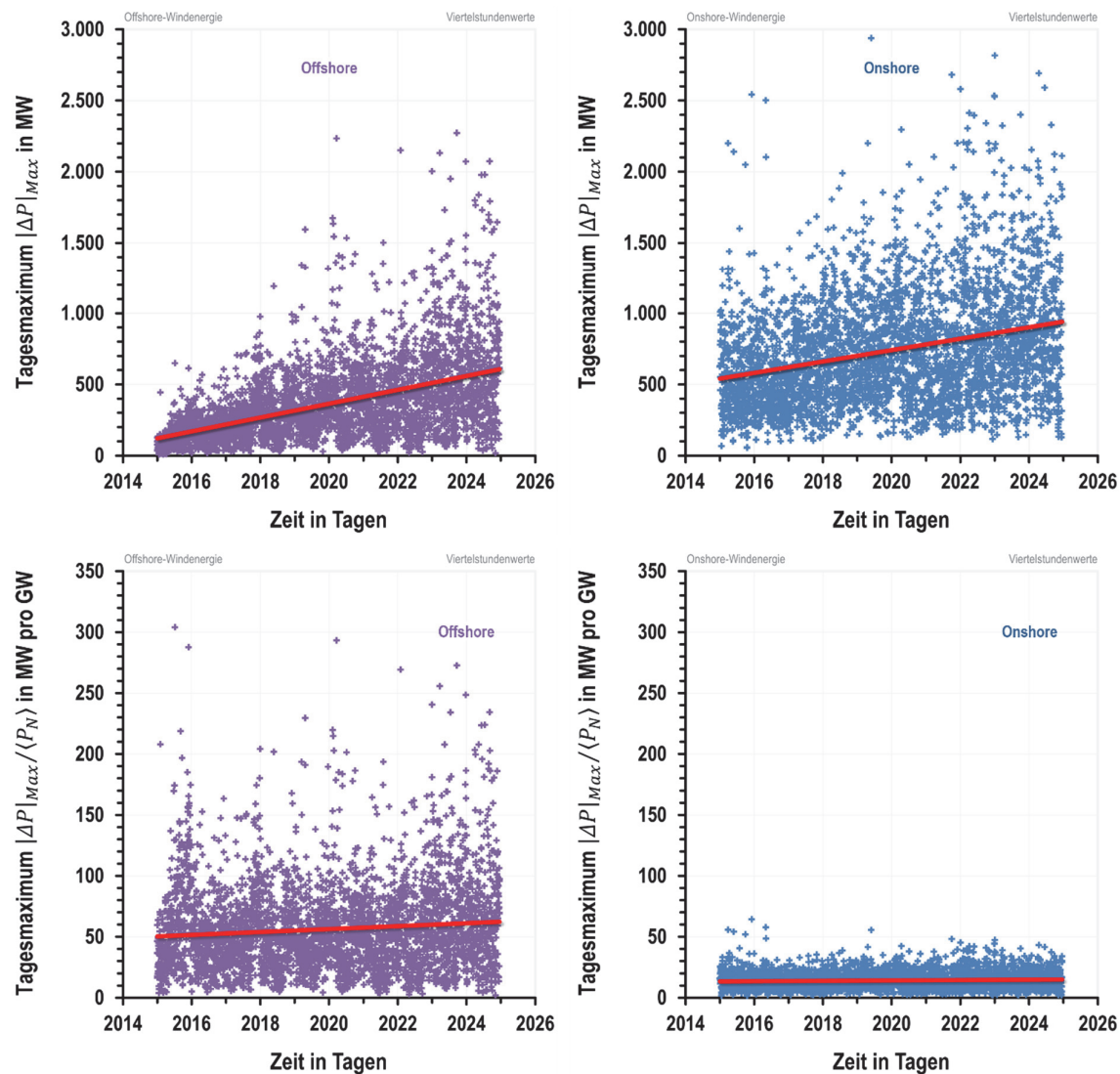


Abbildung 26: Absolute Tagesmaximalwerte viertelstündlicher Leistungsänderungen $|\Delta P|_{Max}$ für Offshore-Windenergie (oben links in violett) und Onshore-Windenergie (oben rechts in blau) von 2015 bis 2024 in Deutschland mit Regressionsgeraden, die den Trend der Erwartungswerte (rot) verdeutlichen. In den unteren Darstellungen sind die absoluten Tagesmaxima $|\Delta P|_{Max}$ auf die jahresdurchschnittlichen Nennleistungen $\langle P_N \rangle$ normiert.

Aus der zugehörigen Regressionsgeraden ergibt sich für den deutschen Offshore-Windpark ein Erwartungswert der absoluten tagesmaximalen viertelstündlichen Leistungsänderung von 600 MW (Datenpunkt zum Jahresende 2024).

Für den deutschen Onshore-Windpark wird annähernd derselbe Erwartungswert von 600 MW erst bei deutlich höherem Ausbauzustand mit einer jahresdurchschnittlichen Nennleistung von 40 GW erreicht (Abbildung 26 rechts oben, Datenpunkt zum Jahresanfang 2015).

Bei Normierung auf die jahresdurchschnittliche Nennleistung des betreffenden Jahres erreichen die Absolutwerte tagesmaximaler viertelstündlicher Leistungsänderungen für Onshore-Windenergie im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2024 vereinzelt Extremwerte bis 64 MW pro GW (Abbildung 26 rechts unten, Kreuze in blau).

Beim deutschen Offshore-Windpark fallen die Extremwerte im selben Betrachtungszeitraum mit bis zu 304 MW pro GW etwa fünfmal höher aus (Abbildung 26 links unten, Kreuze in violett). Die bis zu fünf-fach erhöhten absoluten viertelstündlichen Tagesmaximalwerte verdeutlichen das ausgeprägte Fluktuationspotenzial der Summenleistungen aus Offshore-Windenergie.

Die im Vergleich zur Onshore-Windstromproduktion ausgeprägteren kurzfristigen Leistungsschwankungen der Offshore-Windstromproduktion sind zum Teil eine direkte Folge der im Mittel höheren Windgeschwindigkeiten und Auslastungen: Offshore-Windparks operieren häufiger in Bereichen der Leistungskennlinie, in denen die elektrische Leistung näherungsweise mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit skaliert, so dass gegebene Schwankungen der Windgeschwindigkeit dort überproportional in Leistungsschwankungen übersetzt werden.

Diese erhöhte Intermittenz ist damit auch eine Begleiterscheinung eines grundsätzlich positiven Merkmals der Offshore-Windenergie, nämlich höherer Volllaststunden. Ergänzend ist zu berücksichtigen, dass starke, häufig clusterweit synchron umgesetzte Abregelungen in Offshore-Parks ebenfalls zu sprunghaften Änderungen der kumulierten Einspeiseleistung beitragen und das beobachtete Intermittenzprofil mitprägen.

Die Extremwertanalyse von Tagesmaximalwerten viertelstündlicher Leistungsänderungen ergänzt die Ergebnisse der Fluktuations- und Intermittenzanalysen, indem sie die Häufigkeit und Größenordnung großer Leistungssprünge im deutschen Offshore-Windpark über die Zeit hinweg sichtbar macht.

Die Tagesmaximalwerte sind mit den zuvor dargestellten Detailergebnissen der Fluktuationsanalysen konsistent und deuten darauf hin, dass die normierten Extremwerte der absoluten viertelstündlichen Leistungsänderungen als Ergebnis eines Zusammenwirkens aus turbulenzgetriebener Variabilität der Windgeschwindigkeiten, hoher mittlerer Auslastung der Offshore-Windparks und systembedingten Eingriffen in die Windstromproduktion zu interpretieren sind.

Angesichts des geplanten Ausbaus der Offshore-Windenergie auf 70 GW Nennleistung bis zum Jahr 2045 erscheint eine vertiefende Folgestudie sinnvoll. Eine darauf aufbauende Extremwertanalyse künftiger Tagesmaximalwerte könnte Hinweise zu mechanischen Belastungen der Windturbinen (Instandhaltung, Reparatur) und zusätzlichen Anforderungen an Netzführung, Flexibilitätsoptionen und Reservebereitstellung liefern.

Dabei sollte angestrebt werden, die relevanten Einflussfaktoren – Windfeld und Turbulenzstruktur, Parklayout und Clusterung sowie Abregelungs- und Redispatch-Muster – soweit möglich voneinander zu trennen, um ihren jeweiligen Beitrag zu den beobachteten Extremwerten und Intermittenzparametern quantitativ zu erfassen.

3.14 Einflussfaktoren auf die Intermittenz der aggregierten Windstromproduktion

Die in Kapitel 3.8 ff. dargestellten Unterschiede der skalenabhängigen Fluktuationseigenschaften der deutschlandweiten Summenleistung aus Onshore- und Offshore-Windenergie (z.B. in Spektren, Hurst-Exponenten, Intermittenzparametern) sind empirisch gut belegt. Mögliche Ursachen – etwa flächendichter Offshore-Zubau, größere Windpark- und Clusterstrukturen in Verbindung mit ausgeprägteren Wake-Effekten, geringerer geografischer Glättung und erhöhter Ausfallarbeit bei der Offshore-Windenergie – sind als physikalisch und systemisch plausibel begründete Erklärungsansätze zu verstehen, nicht als vollständig kausal aufgelöste Beweise.

Eine tiefergehende quantitative Trennung der Beiträge von Windbedingungen, Windparklayout und Wake-Einflüssen sowie technischer Verfügbarkeit und Abregelungen erfordert weiterführende Analysen auf Windpark- und Cluster-Ebene und wird daher als Forschungsbedarf ausgewiesen.

Dies gilt insbesondere für die in Kapitel 3.9 bis Kapitel 3.13 dargestellten Intermittenz-, Hurst- und Extremwertkennzahlen der viertelstündlichen Summenleistungen. Die Ergebnisse deuten damit nicht auf „grundlegend andere“ Turbulenzeigenschaften der Offshore-Windenergie im physikalischen Sinne hin, sondern spiegeln vor allem die aktuellen Ausbau-, Layout- und Netzintegrationsstrategien wider. Eine Übersicht möglicher Einflussfaktoren, die zu intermittierender Windstromproduktion beitragen können, gibt **Abbildung 27**.

Nachlaufeffekte

- Wesentlicher beitragender Faktor für turbulent intermittierende Leistungen aus Windenergienutzung an Land und auf dem Meer
- Ausgeprägtere Intermittenzen bei Offshore-Windenergie im Vergleich zur Onshore-Windenergie trotz generell stabilerer Windverhältnisse auf See

Grenzflächeneffekte

- Auswirkungen von Windenergieanlagen auf Umgebung bzw. Luftströmungen

Beispiele

- Wechselwirkung der Rotoroberfläche mit vorbeiströmender Luft
- Wechselwirkung turbulenter Luftströmungen mit der Meeresoberfläche: Beeinträchtigung des Energietransfers von großen auf kleine Wirbel

Energietransferrate und Sonneneinstrahlung

- Intrinsisch unbekannte zufallsbedingte Eigenschaft der Energietransferrate bei der Weitergabe der Energie von zerfallenden großen Wirbeln auf kleine Wirbel
- Saisonal variierende Sonnenenergie als Einflussfaktor auf das Wettergeschehen

Technische und betriebliche Faktoren

- Windparkauslegung bzw. Anordnung von Turbinen im Windpark
- Regelungs- und Steuerungsverhalten der Windenergieanlage
- Anlaufcharakteristik und Trägheitsverhalten der Rotorblätter
- Alterungseffekte an Rotorblättern, Getriebe und Generator
- Schäden an aerodynamischen Hilfsmitteln der Rotorblätter
- Erosion an Rotorblättern (Grenzflächeneffekt)
- Verschmutzungen der Rotorblätter

Energiewirtschaftliche Faktoren

- Anforderungen aus dem Strommarkt
- Netzengpassmanagement (Abregelung & Wiederinbetriebnahme)

Physikalische Faktoren

- Nichtlineare Übertragung der Energie des Windes in elektrische Energie
- Windparkgröße bzw. überlagerte Nachlaufeffekte mehrerer Windturbinen
- Unterschiedliche Strömungen (Wetter-Regimes) in einem Windpark
- Beeinflussung benachbarter Windparks durch Flächenplanung

Abbildung 27: Mögliche Ursachen intermittierender Windstromproduktion.

In Kapitel 3.8 bis Kapitel 3.14 standen Fluktuationsanalysen mehrjähriger Zeitreihen zu kumulierten Einspeiseleistungen aus Onshore- und Offshore-Windenergie im Mittelpunkt der Diskussion. Hierbei wurde deutlich, dass statistische Kenngrößen wie Mittelwert und Varianz zwar erste Einblicke liefern, für belastbare Bewertungen hochvolatiler Windstromproduktion aber nicht ausreichen. Im folgenden Kapitel werden daraus ableitbare Konsequenzen und Herausforderungen diskutiert.

4 Diskussion ► Konsequenzen und Herausforderungen

Aus den Ergebnissen der vorherigen Kapitel lassen sich Konsequenzen für die Planung, den Betrieb und die Weiterentwicklung des Energiesystems ableiten, die nachstehend gegliedert dargestellt sind.

4.1 Interpretation der Skalierungseigenschaften

Als zentrales Ergebnis der hier durchgeführten Fluktuationsanalysen ist zunächst festzuhalten, dass die Summenleistungen des Onshore-Windparks und des Offshore-Windparks sich im heute vorliegenden landesweiten Maßstab von 73 GW Nennleistung mit dem Modell einer Energiekaskade beschreiben lassen. Das Modell der Energiekaskade für turbulente Strömungen geht auf den Naturwissenschaftler Lewis Fry Richardson zurück, der 1922 die Grundidee formulierte, dass die Energie von großen Wirbeln zu immer kleineren Skalen weitergereicht und schließlich dissipiert wird. Der russische Mathematiker Andrey N. Kolmogorov griff diese Modellvorstellung auf und entwickelte Richardsons Theorie ab 1941 theoretisch-statistisch weiter. Später ergänzte und verfeinerte er dieses Modell in seiner K-62-Theorie.

Mit anderen Worten: Selbst große Verbundsysteme von rund 1.640 Windturbinen auf dem Meer und rund 28.700 Windturbinen an Land zeigen in ihren zeitlichen Leistungsänderungen charakteristische Merkmale der erweiterten Kolmogorov-K62-Theorie, wie sie in anderen turbulenten Strömungen

beobachtet werden. Der hohe und weitgehend konstante Hurst-Exponent für Onshore-Windenergie (vgl. Abbildung 19) deutet darauf hin, dass die geografische Verteilung von Windturbinen bzw. Windturbinenstandorten hierzulande bereits eine natürliche Obergrenze für die angestrebte Summenleistungsglättung erreicht hat, während eine entsprechende Glättung für Offshore-Windenergie bislang nicht zu beobachten ist.

Die meteorologisch induzierte großräumige Langzeitkorrelation (Persistenz) der Windgeschwindigkeit erweist sich als zentrales, naturgesetzlich determiniertes Merkmal der Windstromproduktion, welches extreme Leistungssprünge in kurzen Zeiträumen ebenso begünstigt wie Raum-Zeit-Korrelationen über mehrere hundert Kilometer im Sinne großskaliger Wetterlagen über ganz Europa. Die langreichweitige Korrelation bedeutet, dass anhaltende Phasen von Unter- und Überproduktion großräumig synchron auftreten und sich durch räumliche Glättung nur begrenzt kompensieren lassen. Für das Energiesystem hat dies Konsequenzen: Speicherkapazitäten müssen ebenso wie schnell regelfähige Backup-Systeme so ausgelegt sein, dass bei kollektiv wirksamen Ereignissen Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt. Auswirkungen der weitreichenden Raum-Zeit-Korrelation sind im zweiten Teil unserer Vorläuferstudie ausführlich beschrieben [3, 4].

4.2 Flexibilitätsbedarf

Die beobachteten Skalierungseigenschaften deuten darauf hin, dass Windenergie aus physikalischen Gründen konventionelle, bedarfsgerecht regelfähige Kraftwerksleistung nicht vollwertig substituieren kann. Auch beim weiteren ambitionierten Ausbau der Windenergie liegt daher die Notwendigkeit eines umfangreichen Backup-Systems bis in die Nähe der Jahreshöchstlast nahe. Dieses System muss die Nachfrage rund um die Uhr bedarfsgerecht decken und die intermittierenden Fluktuationen der landesweiten Windstromerzeugung ausgleichen. Der Grund: Photovoltaik verfügt als weiterer zentraler Baustein der Energiewende in Deutschland über keine gesicherte Leistung (nachts immer null) und steht im Winter in deutlich geringerem Umfang als im Sommer zur Verfügung. Daraus ergibt sich bei unverändert hohem Versorgungssicherheitsniveau die Notwendigkeit, eine weitgehend redundante Kraftwerksinfrastruktur vorzuhalten, was mit zusätzlichem Aufwand verbunden ist.

Die vorliegenden Ergebnisse weisen darauf hin ²⁷⁾, dass sich die grundlegende Situation gegenüber dem in der Vorläuferstudie analysierten Zeitraum von 2010 bis 2017 im Hinblick auf Minimalleistungen und Flexibilitätsbedarf nicht grundlegend verändert hat: Der Minimalwert viertelstündlicher Summenleistungen des deutschen Onshore-Windparks lag im Jahr 2024 bei 42 MW (vgl. Abbildung 3) und dies trotz der seit 2017 um ein Drittel weiter erhöhten kumulierten Nennleistung und trotz der technisch weiterentwickelten Windturbinen, die inzwischen Nennleistungen von bis zu 6 MW erreicht haben (Offshore: 15 MW). Bei einer jahresdurchschnittlichen Nennleistung von 64 GW im Jahr 2024 betrug die Ausnutzung des deutschen Onshore-Windparks 21 % (vgl. Abbildung 7).

Der deutsche Offshore-Windpark verzeichnete mit 9 GW jahresdurchschnittlicher Nennleistung eine Minimalleistung von 0 MW (vgl. Abbildung 4), und seine Ausnutzung betrug 33 % vgl. (Abbildung 7).

Die Kombination aus hoher Volatilität, ausgeprägter Langzeitkorrelation (Persistenz) und niedrigen Jahresminimalleistungen impliziert auch für Offshore-Windenergie, dass bedarfsgerecht regelfähige Kraftwerksleistung sowie ausreichende Reserven in Form von Regelleistung und von Regelleistung auf absehbare Zeit erforderlich bleiben. Alternative Flexibilisierungsoptionen wie Stromspeicher (Batterie) oder Demand-Side-Management stehen derzeit weder in ausreichendem Umfang (saisonale Speicher) noch in breiter Marktdurchdringung zur Verfügung.

²⁷⁾ Zur Bewertung von Konsequenzen für Versorgungssicherheit, Backup-Bedarf und Netzausbau sind weitere Systemanalysen erforderlich.

4.3 Zunehmende Belastungen für das Energiesystem

Mit dem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie erhöhen sich bedingt durch stark schwankende, turbulente Summenleistungen die Anforderungen an Windturbinen, Windparks und Stromnetze. Aus dem beobachteten Trend zeitgleich mit dem Ausbau der Nennleistung wachsender Intermittenzen (vgl. Abbildung 25) ergeben sich höhere mechanische Belastungen, potentiell größere Anforderungen an die Wartung von Windturbinen auf See und geringere Glättungseffekte für die Summenleistungen aus Offshore-Windenergie. Diese Auswirkungen lassen sich mit der räumlichen Anordnung von Windturbinen und Windparks, mit Wake-Effekten, mit spezifischen Grenzschichtbedingungen sowie dem Steuerungs- und Regelverhalten der Windturbinen in Verbindung bringen.

Ergebnisse unserer Fluktuationsanalysen zu Betriebsergebnissen des deutschen Offshore-Windparks im Zeitraum von 2015 bis 2024 weisen darauf hin, dass mit dem Ausbau von Offshore-Nennleistung und daraus resultierend mit einer ansteigenden flächenbezogenen Windparkdichte intermittierende Fluktuationen der Summenleistungen weiter zunehmen dürften.

Auf größeren Zeitskalen ist mit einem weiteren Anstieg der Tagesmaximalwerte viertelstündlicher Leistungsänderungen zu rechnen. Diese Ergebnisse stimmen mit Untersuchungen zu Wake-Effekten von Meereswindparks überein (vgl. Abbildung 13 bis Abbildung 15). Diese führen stromabwärts zu reduzierten Windgeschwindigkeiten, erhöhter Turbulenz, Stromertragsverlusten und zu erhöhten Ermüdungsbelastungen der Windturbinen und markieren damit physikalische Grenzen der aus Offshore-Windenergie erzielbaren Erträge in dicht belegten Meeresregionen.

4.4 Ausfallarbeit und Grenzen der Netzinfrastruktur

Die über Jahre angestiegene systembedingte Ausfallarbeit der Offshore-Windstromproduktion weist darauf hin, dass im bestehenden Stromversorgungssystem lokale Kapazitätsgrenzen für die Nutzung der Ressource Wind erreicht wurden. Bereits heute übersteigt die systembedingte Ausfallarbeit von Offshore-Windstrom den zusätzlichen Stromertrag zugebauter Windturbinen (vgl. Abbildung 9), so dass weitere Zuwächse der Nennleistung ohne flankierenden Netzausbau zu wachsender Ineffizienz und perspektivisch sinkender Ausnutzung führen. Diese Aussage gilt für den Offshore-Windpark als Ganzes: Anhand von EEG-Bewegungsdaten lässt sich zeigen, dass vereinzelte Windparks, die nicht abgeschattet sind, Ausnutzungen auf einem stabilen Niveau erzielen (vgl. Abbildung 16), während Windparks mit ausgeprägten Wake-Effekten und hoher Flächendichte schlechtere Ausnutzungen auf niedrigerem Niveau und mit rückläufigem Ausnutzungstrend aufweisen (vgl. Abbildung 12).

Stark intermittierende Einspeiseleistungen erhöhen den Bedarf an flexiblen Ausgleichsmechanismen, während der bisherige Netzausbau nach unseren Auswertungen mit einem Anstieg der Ausfallarbeit einhergeht, was aus volkswirtschaftlicher Perspektive auf eine begrenzte Nutzung der Ressource Wind hindeutet. Dauerhaft hohe Kompensationszahlungen für potentiell zwar lieferbaren, jedoch netzbedingt nicht abtransportierbaren Windstrom können die Wahrnehmung der Kostenstruktur in der Öffentlichkeit beeinflussen und sich auf die Akzeptanz der Energiewende auswirken.

Ohne gezielten Ausbau von Netzkapazitäten sowie Regelreserven und Speichersystemen steigen Risiken von Spannungsschwankungen, Frequenzabweichungen und einer erhöhten Anfälligkeit gegenüber systemischen Störungen; im Extremfall erhöhen diese Mechanismen das Risiko regionaler oder über-regionaler Versorgungsstörungen bis hin zu Brown- oder Blackouts, falls keine entsprechenden Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

Damit wird deutlich, dass Planung und Genehmigung neuer Erzeugungskapazitäten enger mit dem Ausbau der Übertragungsnetze und der Verteilnetze sowie mit der Bereitstellung geeigneter Flexibilitätsoptionen verzahnt werden müssen, um Netzengpässe, Ausfallarbeit und Kosten zu begrenzen.

4.5 Dunkelflauten, Langzeitspeicher und europäische Vernetzung

Die langreichweitigen Raum-Zeit-Korrelationen der Windgeschwindigkeit bedingen, dass zwar seltene, jedoch extreme Dunkelflauten großräumig auftreten und sich durch räumliche Glättung allein nicht kompensieren lassen. Das Autorenteam Kittel et al. [40] hat analysiert, wie ein weitgehend regeneratives europäisches Stromsystem mit seltenen, aber extremen Wind- und Solar-Flauten umgehen kann. Grundlage für diese Veröffentlichung bilden Wetterdaten 33 europäischer Länder über einen langen Zeitraum von 35 Jahren, aus denen längere Phasen von Tagen oder Wochen mit sehr geringer Stromproduktion identifiziert wurden – besonders erwähnenswert ist die Dunkelflaute im Winter 1996/97, eine der schwersten Dunkelflauten im Datensatz.

Mit einem Energiesystemmodell ermittelten die Autoren, welche Kombination aus Wind- und Solar-kapazitäten, Netzverbindungen und Speichern nötig ist, um auch in solchen Extremsituationen die Versorgung zu sichern. Entscheidend ist: Die Systemauslegung muss an den extremsten historischen Flauten orientiert sein.

Die Ergebnisse sind für die Energiewende-Debatte bemerkenswert klar: Bei einem realistischen Netzausbau ohne Abregelungen wäre für ein regeneratives Stromsystem in den 33 EU-Ländern eine Langzeitspeicherkapazität von etwa 351 TWh erforderlich. Dies entspricht 7 % des europäischen Jahresstrombedarfes (5.000 TWh).

Selbst für das idealisierte Szenario einer Kupferplatte über Europa ohne Netzverluste würde der Bedarf auf lediglich 159 TWh bzw. rund 3 % des europäischen Jahresstromverbrauchs absinken ²⁸⁾.

Fazit: Dunkelflauten sind keine Randerscheinungen, die sich mit „ein bisschen mehr Vernetzung“ lösen ließen. Aufgrund großräumiger, lang anhaltender Raum-Zeit-Korrelationen der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik treten solche Schwachwindphasen häufig gleichzeitig über weite Teile Europas auf. Daher bleiben umfangreiche saisonale Speicherlösungen unverzichtbar, wenn die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau ohne fossile Kraftwerke zu gewährleisten ist.

4.6 Systemische Herausforderungen

Die beschriebenen physikalischen und systemtechnischen Eigenschaften der Windstromproduktion ziehen übergreifende Herausforderungen an die Ausgestaltung der Energiewende nach sich:

- Erstens erfordert die Integration fluktuierender Leistungseinspeisungen aus Windenergie eine koordinierte, systemübergreifende Strategie mit gleichzeitig synchronem Ausbau der Stromnetze und flexiblen Systemen zur anforderungsgerechten Lieferung und Speicherung von elektrischer Leistung und Energie in Kombination mit geeigneten Steuer- und Regelalgorithmen sowie einer sektorübergreifenden Systemplanung.
- Zweitens ist angesichts fluktuierender Leistungseinspeisungen aus Windenergie und Photovoltaik, die beide jeweils zu vergleichbaren Risiken führen, eine koordinierte und ganzheitlich-systemische Betrachtung und Steuerung auf Verbundnetzebene nötig, um regionale Leistungsfluktuationen zu beherrschen.

Dauerhafte Kompensationszahlungen für potentiell zwar lieferbaren, jedoch mangels hinreichendem Netzausbau nicht abtransportierbaren Windstrom können die öffentliche Akzeptanz beeinflussen. Neben den Kriterien des aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit

²⁸⁾ Zur Einordnung: Im Vergleich zur großzügig abgeschätzten Backup-Energie europaweit installierter Batteriespeicher (einige hundert GWh) und Pumpspeicherkraftwerke (zwei bis drei TWh) wäre selbst der unter stark vereinfachender Annahme einer Kupferplatte über Europa reduzierte Bedarf von 159 TWh immer noch um das 53-Fache höher.

aufgespannten energiewirtschaftlichen Zieldreiecks gewinnt auch öffentliche Akzeptanz zunehmend an Bedeutung und wird mitunter als viertes Zielkriterium betrachtet. Die Geschichte der Kernenergie in Deutschland hat gezeigt, dass der Einsatz von Kraftwerkstechnologien langfristig maßgeblich von gesellschaftlicher Akzeptanz abhängt. Bei Planung und Umsetzung der Energiewende gilt es daher, die öffentliche Wahrnehmung von Kosten und Nutzen im Blick zu halten.

5 Lösungsansätze für ein robustes Windenergiesystem

In diesem Kapitel stellen wir verschiedene Lösungsansätze für ein robustes Windenergiesystem zur Diskussion, die aus technischer, systemischer und politisch-regulatorischer Sicht zu betrachten sind. Im Zentrum stehen dabei der weitere Ausbau der Windenergienutzung unter Berücksichtigung von aktuellen wissenschaftlich-technischen Erkenntnissen, eine verbesserte Netzintegration, die Nutzung von Flexibilitätsoptionen, intelligente Betriebsführung, Maßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit und geeignete Rahmenbedingungen.

Ausbauziele und Flächenplanung: Kontinuierliche Aktualisierungen der Flächennutzungspläne an den Stand von Wissenschaft und Technik sind ebenso von Bedeutung wie die Berücksichtigung von Wake-Effekten (Nachlaufeffekten) zur Vermeidung überoptimistischer Ertragserwartungen oder die Beachtung der verfügbaren Netzkapazitäten bei der Formulierung von Ausbauzielen, um system- und marktbedingte Abregelungen zu minimieren. Zudem sollten realistischere Windstromjahreserträge zugrunde gelegt werden, um kosteneffiziente und systemdienliche Ausbaupfade zu ermöglichen.

In der **Abbildung 28** sind Ergebnisse von Ertragsmodellierungen nach Erreichen der Ausbauziele 2045 für den deutschen Nordsee-Windpark mit 70 GW Nennleistung für repräsentative Windverhältnisse dargestellt [41, 42]. In diesen Ertragsmodellierungen ist für die zu bebauenden Meeresflächen unterstellt, dass durchweg moderne Windturbinen der 22 MW-Nennleistungsklasse zum Einsatz kommen.

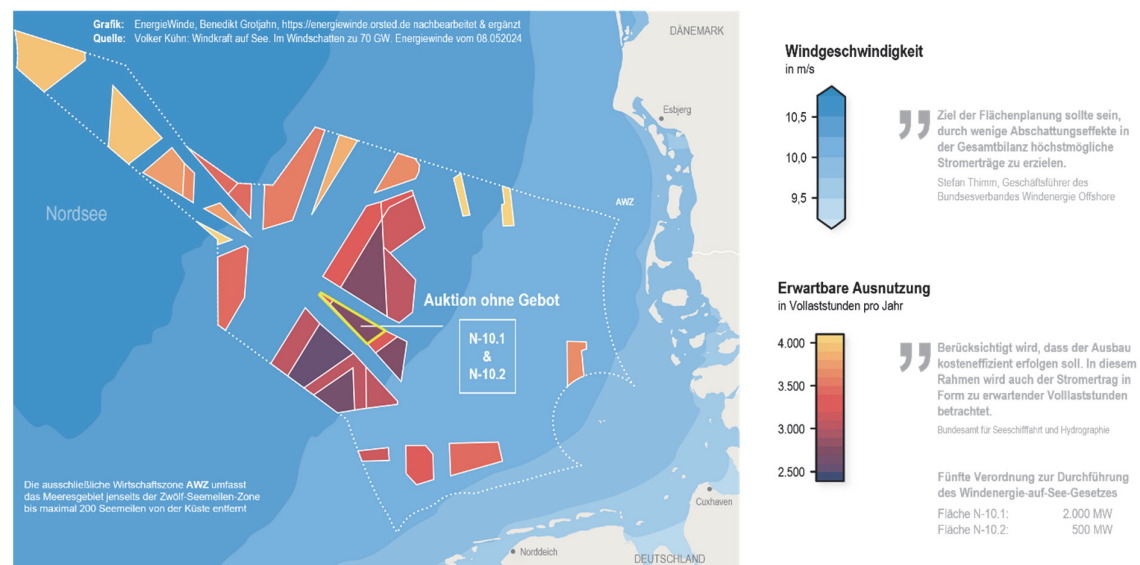


Abbildung 28: Windverhältnisse in der deutschen Nordsee und erwartete Ausnutzungen nach Erreichen des politischen Ausbauziels von 70 GW Nennleistung im Jahr 2045 auf Basis von Ertragsmodellierungen [41, 42].

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, wie stark die jährliche Ausnutzung der Windparkflächen bei enger Bebauung mit Offshore-Windparks unter die erhofften 4.000 bis 4.500 Volllaststunden sinkt.

Wichtige Erkenntnis: Die Leistungsdichte in der Nordsee ist mit 10 bis 15 MW Nennleistung pro km² gegenüber anderen Ländern – wie Dänemark mit 5 MW Nennleistung pro km² – hoch [42].

Im August 2025 gab die Bundesnetzagentur bekannt, dass in der Ausschreibung der voruntersuchten Flächen N-10.1 und N-10.2 mit Ausschreibungsvolumina von 2.000 bzw. 500 MW Nennleistung keine Gebote abgegeben wurden. Die Abschätzungen der erwartbaren Ausnutzungen von 2.600 bis 2.700 Volllaststunden im Endausbau aller Flächen inklusive N-10.1 und N-10.2 könnte dies erklären²⁹⁾.

Nach Einschätzung des Branchenverbandes BDEW haben Risiken für Offshore-Windpark-Projektierer in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Als Gründe nennt der Branchenverband gestiegene Projekt- und Kapitalkosten durch geopolitische Spannungen und Lieferkettenengpässe. Ferner führe die bisher geplante Bebauungsdichte dazu, dass die Volllaststunden auf den ausgeschriebenen Flächen durch Verschattungseffekte signifikant reduziert würden.

Der Branchenverband empfiehlt vor diesem Hintergrund eine Reduktion der Nennleistungsflächendichte auf weniger als 10 MW/km², um Abschattungseffekte in und zwischen Windparks zu reduzieren und höhere Volllaststunden zu erreichen. Darüber hinaus regt der Verband eine Umstellung der nennleistungsbasierten Ausbauziele auf ertragsbasierte Ausbauziele im Rahmen der Reform des Wind-auf-See-Gesetzes an³⁰⁾.

Verbesserte Netzintegration: Mit solchen anforderungsgerechten Ausbauzielen ist eine verbesserte Netzintegration der Windenergie eng verbunden. Hierzu werden Instrumente wie eine „Netzampel“ gefordert, die für mehr Transparenz über die aktuelle Netzauslastung und drohende Engpässe sorgt. Ein kosteneffizienter, synchron zum Windenergieausbau erfolgreicher Netzausbau ist notwendig, um die Akzeptanz der Bevölkerung zu erhalten und gleichzeitig Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu stärken. Der Netzausbau sollte konsequent an den Zielen „Förderung erneuerbarer Energien und Sicherung der öffentlichen Akzeptanz“ ausgerichtet werden.

Integration von Flexibilitätsoptionen: Für eine Integration intermittierender Leistungseinspeisungen aus Windenergie in das landesweite Energiesystem sind Flexibilitätsoptionen erforderlich. Beispiele dafür sind Kurz- und Langzeitspeicher, etwa in Form von Batterien oder Power-to-Gas-Systemen, mit denen sich fluktuierende Leistungseinspeisungen aus Windenergie abfedern und damit die Resilienz des Energiesystems insgesamt erhöhen lassen. Offshore-Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion können die Systemflexibilität verbessern: Durch die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung können sie zur Verminderung von Netzbelastungen beitragen.

Intelligente Betriebsführung: Ein weiterer Lösungsansatz liegt in der intelligenten Betriebsführung von Windenergieanlagen. Dazu zählt eine optimierte Gondelausrichtung, bei der die Windturbinen schräg zur Hauptwindrichtung gestellt werden, um Nachlaufeffekte und damit Ertragsverluste stromabwärts gelegener Anlagen zu verringern. Ergänzend können KI-gestützte Algorithmen den Betrieb effizienter und ertragsoptimal gestalten, indem sie Strategien für bedarfsgerechte Wartung, präventive Instandhaltung sowie verbesserte Kurzzeit-Prognosen der Einspeiseleistung bereitstellen.

²⁹⁾ In einer Pressemitteilung zur diesjährigen 14. Nationalen Maritimen Konferenz vom 29. bis 30. April 2026 in Emden wird Karina Würtz, Geschäftsführerin der Stiftung Offshore-Windenergie, mit der Aussage zitiert, es sei entscheidend, die Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes konsequent darauf auszurichten, dass Projekte nicht nur bezuschlagt, sondern auch tatsächlich realisiert würden. Voraussetzung dafür sei eine umfassend überarbeitete Flächenplanung, die es Meereswindparks ermögliche, mindestens 3.500 Volllaststunden zu erreichen. Auf dieser Grundlage werde eine wirtschaftlich tragfähige Refinanzierung überhaupt erst möglich.

³⁰⁾ Im BDEW-Positionspapier vom 25. Juni 2026 heißt es, die Nennleistungsdichte (MW/km²) für zukünftig auszuschreibende Flächen sei auf ein sinnvolles Maß regulatorisch zu begrenzen, um Abschattungseffekte möglichst gering zu halten und erzielbare Volllaststunden sowie Kosteneffizienz zu steigern. Eine Reduktion der Nennleistungsdichte von durchschnittlich 10 MW/km² (derzeitige Planung) auf 7 MW/km² in Verbindung mit einer grenzüberschreitenden Netzanbindung dänischer und schwedischer Nord- und Ostseeflächen könne die Erträge des Offshore-Windenergie-Ausbaus (70 GW) um bis zu 13 % steigern und die Gesamtkosten um bis zu 11 % senken.

Zuverlässigkeits- und Ereignisdatenbank: Für eine erfahrungsbasiert robuste und zugleich lernfähige Windenergienutzung im Sinne von Weiterentwicklungen nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik ist eine umfassende Zuverlässigkeits- und Ereignisdatenbank erforderlich. Eine systematische Erfassung technischer Defekte, wetterbedingter Betriebsbeeinträchtigungen, mechanischer sowie elektrischer Überlastungen bis hin zu Windturbinen-Bränden ermöglicht Ursachenanalysen und eine Ableitung von präventiven Instandhaltungsstrategien. Auf dieser Grundlage lassen sich Konzepte zur Erhöhung der Betriebssicherheit und zur Verbesserung des Alterungsmanagements entwickeln, wodurch Ausfallzeiten reduziert werden können. Darüber hinaus sollten staatlich geförderte Anlagen und Betreiber deutlich mehr Transparenz zeigen und mehr Betriebsdaten – zum Beispiel Zeitreihen gemessener Windgeschwindigkeiten und der eingespeisten Leistung – offenlegen; diese Offenheit ist heute nicht gegeben und hemmt systematische Auswertungen zu Betriebsdaten von Windparks.

Politisch-regulatorische Rahmenbedingungen: Energiepolitische Ausbauziele sollten auf erzielbare Jahresarbeit (TWh), Zeitverfügbarkeit, Versorgungssicherheit und einen stabilen Stromnetzbetrieb ausgerichtet werden und fokussiert sein – statt wie bisher ausschließlich Nennleistungszuwächse bis zum Jahr „x“ auszurufen. Darüber hinaus sind Ausbauziele konstruktiv-kritisch zu hinterfragen und gemäß dem Stand von Wissenschaft und Technik anzupassen, um Fehlanreize zu vermeiden und einen gleichermaßen effizienten wie systemdienlichen Ausbau der Windenergie sicherzustellen.

6 Schlussfolgerungen

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass der deutsche Offshore-Windpark ebenso wie der deutsche Onshore-Windpark als Gesamtsystem eindeutig den Fingerabdruck turbulenter Energiekaskaden trägt und Intermittenz, Wake- und Cluster-Effekte sowie system- und marktbedingte Abregelungen die physikalisch erreichbaren jährlichen Ausnutzungen bereits heute spürbar begrenzen.

Die Offshore-Windstromproduktion ist dabei dauerhaft sprunghafter und weniger geglättet als die Onshore-Windstromproduktion und verliert mit weiterem Ausbau systembedingt an Volllaststunden, selbst wenn einige günstig gelegene Offshore-Windparks jährliche Ausnutzungen auf unverändertem oder leicht ansteigendem Niveau erzielen.

Soll Windenergie künftig das Rückgrat eines versorgungssicheren und weitestgehend klimaneutralen Stromsystems werden, so sind die energiepolitischen Ausbauziele, Flächenplanung, Windparklayout, Netz- und Speicherinfrastruktur auf dem Fundament des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks aus den drei gleichrangig auszutarierenden Kriterien der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit konsequenter an den physikalischen Grenzen auszurichten.

Hinweis

Die Studie wurde mit Mitteln des Fachverbandes vgbe energy e.V. aus Essen gefördert.

Danksagung

Wir danken Herrn Professor Dr. Dr. h.c. Friedrich Wagner vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik in Greifswald für wertvolle Anregungen und Diskussionsbeiträge zu dieser Veröffentlichung.

Wir danken weiterhin Herrn Professor Dr. Heinz-Otto Peitgen, emeritierter Professor für Mathematik (Chaostheorie & fraktale Geometrie) an der Universität Bremen und der Florida Atlantic University sowie Gründer und ehemaliger Leiter des Fraunhofer-Instituts für Digitale Medizin, für die anregenden Diskussionen zur Turbulenzphysik und eine beratende Unterstützung zu dieser Veröffentlichung.

Literatur

- [1] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010. VGB Power-Tech 97 (2017), Nr. 6, S. 63-73
<https://t1p.de/vsnal>
- [2] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität. Teil 1: Entwicklungen in Deutschland von 2010 bis 2016. In: Herbert Niederhausen (Hrsg.), Generationenprojekt Energiewende. Zweite überarbeitete und erweiterte Auflage, S. 407-431
- [3] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität, Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017. VGB Power-Tech 98 (2018) Nr. 10, S. 68-86
<https://t1p.de/vsnal>
- [4] Linnemann, Th.; Vallana, G. S.: Windenergie in Deutschland und Europa: Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität. Teil 2: Europäische Situation von 2015 bis 2017. In: Herbert Niederhausen (Hrsg.), Generationenprojekt Energiewende. Zweite überarbeitete und erweiterte Auflage. S. 433-475
- [5] Deutsche Windguard: Statistik zum Windenergie-Ausbau in Deutschland.
www.windguard.de/windenergiestatistik.html
- [6] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik: Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien.
www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren
- [7] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: Energy Charts.
www.energy-charts.info/index.html
- [8] Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See.
www.gesetze-im-internet.de/windseeg
- [9] Pope, S. B. (2000). Turbulent Flows.
Cambridge: Cambridge University Press
ISBN 978-0-521-59886-6
- [10] Milan, P. et al.: Turbulent Character of Wind Energy.
Physical Review Letters (2013) 110, 138701, pp. 1-5
DOI: 10.1103/PhysRevLett.110.138701
- [11] Böttcher, F. et al.: Small and large scale fluctuations in atmospheric wind speeds.
Stochastic Environmental Research and Risk Assessment (2007) 21, pp. 299–308
DOI: 10.1007/s00477-006-0065-2
- [12] ENTSO-E Transparency Platform: Electricity generation for the European market.
<https://transparency.entsoe.eu>
- [13] Netztransparenz: Portal der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland.
www.netztransparenz.de
- [14] Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur: Stammdaten des Strom- und Gasmarktes.
www.marktstammdatenregister.de/MaStR
- [15] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2025.
www.bundesnetzagentur.de
- [16] Kolmogorov, A. N.: The local structure of turbulence in incompressible viscous fluid for very large Reynolds numbers. Doklady Akademii Nauk SSSR (1941) 30(4), pp. 299-303.
- [17] Jose, Jerry et al.: Multifractal analysis of wind turbine power and rainfall from an operational wind farm – Part 1: Wind turbine power and the associated biases.
Nonlinear Processes in Geophysics (2024) 31, pp. 587-603
DOI: 10.5194/npg-31-587-2024
- [18] Mandelbrot, B. B.; Van Ness, J. W.: Fractional Brownian motions, fractional noises and applications.
Society for Industrial and Applied Mathematics: SIAM Review (1968) 10(4), pp. 422-437
DOI: 10.1137/1010093
- [19] Mordant, N. et al.: Experimental and numerical study of the Lagrangian dynamics of high Reynolds turbulence.
New Journal of Physics (2024) 6, 116, pp. 1-44
DOI: 10.1088/1367-2630/6/1/116
- [20] Chen, H. et al.: Kurtosis analysis of the wind speed time series in wind farms.
CICED 2010 Proceedings, Nanjing, China, 2010, pp. 1-6

- [21] Schwarz, C. M.: Wind turbine load dynamics in the context of intermittent atmospheric turbulence. Dissertation Universität Oldenburg, 2020.
- [22] Vindel, J. M. et al.: Structure function analysis and intermittency in the atmospheric boundary layer. *Nonlinear Processes in Geophysics* 15 (2008), pp. 915-929
DOI: 10.5194/npg-15-915-2008
- [23] Ueckerdt, F. et al.: System LCOE: What are the costs of variable renewables?
Energy, 63 (2013), 61-75.
DOI: //doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072
- [24] Idel, R.: Levelized Full System Costs of Electricity. *Energy*, 259 (2022), 124905.
DOI: 10.1016/j.energy.2022.124905
- [25] Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025. Endbericht, November 2010, Berlin.
<https://t1p.de/dg9wt>
- [26] Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (VDE): Windenergie. VDE-Hintergrundpapier, Offenbach am Main, Juni 2025.
<https://t1p.de/oupzl>
- [27] Monitoringberichte der Bundesnetzagentur zu Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten.
www.bundesnetzagentur.de
- [28] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern.
<https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/Abgabe-2026-02.pdf>
- [29] Ermittlung der Offshore-Netzzumlage für die Jahre 2015 bis 2026.
www.netztransparenz.de
- [30] E.ON Climate & Renewables: Company Presentation (2016). Setting the Pace in Renewable Energy (Version 1.7). Deep dive offshore wind, project highlight Amrumbank West, p. 40
- [31] Hasager, C. B. et al.: Wind Farm Wake: The Horns Rev Photo Case.
Energies 2013, 6(2), pp. 696-716
DOI: 10.3390/en6020696
- [32] Platis, A. et al: First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms.
Scientific Reports (2018) 8, 2163, pp. 1-10
DOI:10.1038/s41598-018-20389-y
- [33] Rodaway, C. et al: Big cluster and far-field wakes - an assessment of multi-fidelity models against North Sea wind farms' SCADA data. *Resource & Tech*, 14 November 2023, Austin, Texas, USA.
- [34] Dörenkämper, M. et al.: Simulating the Impact of Offshore Wind Expansion on Yield and Efficiency in the North Sea by 2050. Fraunhofer-Institute for Wind Energy Systems, September 2025
<https://t1p.de/5zr3h>
- [35] Ferreira, S. et al.: A theoretical upper limit for offshore wind energy extraction.
Cell Reports Sustainability (2026) 3, 1, pp. 1-19
DOI: 10.1016/j.crsus.2025.100573
- [36] https://en.wikipedia.org/wiki/Fractional_Brownian_motion
- [37] Frisch, U. (1995). *Turbulence: The Legacy of A. N. Kolmogorov*. Cambridge: Cambridge University Press
ISBN 0-521-45103-5
- [38] Bandi, M. M.: Spectrum of Wind Power Fluctuations.
Physical Review Letters (2017) 118, 028301, pp. 1-5
DOI: 10.1103/PhysRevLett.118.028301
- [39] Tabar, M. et al: Kolmogorov spectrum of renewable wind and solar power fluctuations.
The European Physical Journal Special Topics
DOI: 10.1140/epjst/e2014-02217-8
- [40] Kittel, M. et al.: Coping with the Dunkelflaute: Power sector implications of variable renewable energy droughts in Europe. DOI: 10.48550/arXiv.2411.17683
- [41] Vollmer, L.: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 22 und 23. Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme, Ad-Hoc-Analyse vom 8. Mai 2024
- [42] Kühn, V.: Windkraft auf See. Im Windschatten zu 70 GW. *Energiewinde*, Reportage vom 08.05.2024
<https://energiewinde.orsted.de/energiewirtschaft/offshore-wind-abschattung-70-gigawatt-ausbau>

Wir können den Wind verändern und die Segel anders setzen.

Aristoteles heute

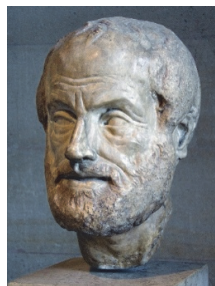


Foto: Eric Gaba, Louvre, Paris, Frankreich