

Auswirkungen von Pachthöhenbegrenzungen für Wind an Land

Kurzgutachten der FfE

Auswirkungen von Pachthöhenbegrenzungen für Wind an Land

Kurzgutachten der FfE

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Kurzgutachten

Auswirkungen von
Pachthöhenbegrenzungen für Wind an Land

Veröffentlicht am

01.10.2026

Projektleitung

Amanda Pleier

Bearbeiter:innen

Amanda Pleier
Miguel Martinez
Dr. Timo Kern

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Bitte zitieren als

FfE (2026): Kurzgutachten zu den Auswirkungen einer
Pachthöhenbegrenzung für Wind an Land
Abschlussbericht im Auftrag des VKU

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
1 Pachthöhenbegrenzung für Windenergie an Land im Gesetzentwurf EEG 2027	6
2 Methodik zur Bestimmung der finanziellen Auswirkungen	7
2.1 Regionalisierung des Windenergieausbaus	7
2.2 Pachthöhenbestimmung	8
2.3 Analyse der EEG-Zahlungen	10
2.4 Annahmen des Kurzgutachtens	13
3 Finanzielle Auswirkungen einer Pachthöhenbegrenzung	15
3.1 Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland bis 2045	15
3.2 Einfluss der Pachthöhe auf den anzulegenden Wert	15
3.3 Auswirkungen auf EEG-Zahlungen	17
3.4 Absolute Pachtzahlungen von Beispielanlagen	18
3.5 Einordnung der Ergebnisse	19
Literaturverzeichnis	22
Abbildungsverzeichnis	23
Tabellenverzeichnis	24
Anhang: Modellerte Anlagentypen und geographische Verteilung laut MaStR	25

Executive Summary

Der Entwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027 (EEG 2027) sieht für EEG-geförderte Windenergieanlagen an Land eine Begrenzung der Pachtzahlungen auf 3,5 % des Jahresumsatzes vor. Ziel des Gesetzgebers ist es, die Projektkosten zu senken, hierdurch niedrigere anzulegende Werte in den EEG-Ausschreibungen zu erreichen und letztlich die aus dem Bundeshaushalt zu finanzierenden EEG-Förderkosten zu reduzieren.

Vor diesem Hintergrund untersucht das vorliegende Kurzgutachten die Frage, wie sich unterschiedliche Pachthöhen auf die EEG-Zahlungen für Windenergieanlagen an Land auswirken. Grundlage der Analyse ist ein regionalisiertes Ausbau- und Kostenszenario für Windenergieanlagen in Deutschland bis 2045. Für alle betrachteten Neu- und Repowering-Anlagen werden standortspezifische Stromgestehungskosten, Stromerzeugungsmengen und EEG-Zahlungen modelliert. Betrachtet werden Pachtsätze von 2,5 %, 3,5 %, 5 %, 10 %, 20 % und 30 % des Jahresumsatzes.

Kernaussagen

1

Eine Pachthöhenbegrenzung kann die EEG-Zahlungen deutlich reduzieren

Unter der Annahme, dass sich geringere Pachtzahlungen unmittelbar zu niedrigeren anzulegenden Werten übertragen, reduzieren sich die EEG-Zahlungen entsprechend. Bei einem angenommenen Vergleichspachtsatz von 10 % verringern sich die spezifischen EEG-Förderkosten um ca. 0,6 ct/kWh. Die daraus resultierenden jährlichen Einsparungen steigen mit dem Ausbau der Windenergie an und erreichen bis 2045 rund 1 Mrd. € pro Jahr. Kumuliert belaufen sich die Einsparungen in diesem Szenario bis 2045 auf etwa 13 Mrd. €. Gleichzeitig verbleiben auch bei einem Pachtsatz von 3,5 % weiterhin jährliche Pachteinnahmen von rund 24.000 bis 37.000 € je Anlage bei den Flächeneigentümern.

2

Die Wirkung des Pachtdeckels hängt entscheidend vom tatsächlichen Pachtniveau ab

Die Höhe möglicher Einsparungen wird maßgeblich durch die ohne Regulierung vereinbarten Pachtzahlungen bestimmt. Bei einem angenommenen Vergleichspachtsatz von 5 % ergeben sich bis 2045 kumulierte Einsparungen von rund 3 Mrd. €. Bei einem Vergleichspachtsatz von 20 % steigt das Einsparpotenzial dagegen auf bis zu 37 Mrd. €. Da derzeit keine belastbaren und repräsentativen Daten zu tatsächlich vereinbarten Pachtsätzen in Deutschland vorliegen, können die Ergebnisse nicht als Prognose der tatsächlichen staatlichen Einsparungen interpretiert werden. Sie zeigen vielmehr die Bandbreite möglicher Wirkungen einer Pachthöhenbegrenzung unter unterschiedlichen Annahmen zum Ausgangsniveau der Pachten.

3

Die Ergebnisse bilden den direkten Kosteneffekt ab und stellen eine Obergrenze der möglichen Einsparungen dar

Die Berechnungen beruhen auf der Annahme, dass niedrigere Pachtkosten vollständig in Form niedrigerer Gebote weitergegeben werden. Nicht berücksichtigt werden mögliche Verhaltensanpassungen von Flächeneigentümern und Projektentwicklern, die sich als Reaktion auf die Einführung eines Pachtdeckels und der drohenden Pönale bei Nichteinhaltung ergeben. Die ausgewiesenen Einsparungen beschreiben daher den direkten finanziellen Effekt einer Pachthöhenbegrenzung unter idealisierten Rahmenbedingungen und sind als Potenzialabschätzung einzuordnen.

1 Pachthöhenbegrenzung für Windenergie an Land im Gesetzentwurf EEG 2027

Der Entwurf des EEG 2027 sieht eine Begrenzung der Pachtzahlungen für EEG-geförderte Windenergieanlagen an Land vor. Ziel der Regelung ist es, die Kosten von Windenergieprojekten und damit die erforderlichen EEG-Zahlungen zu reduzieren. Dieses Kapitel erläutert die vorgesehene Ausgestaltung der Pachthöhenbegrenzung, sowie die Fragestellung und Abgrenzung des vorliegenden Kurzgutachtens.

Der Gesetzentwurf für das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2027 (EEG 2027) sieht in § 36d die Einführung einer Pachthöhenbegrenzung für Windenergieanlagen an Land vor [1]. Die Regelung begrenzt die zulässigen Entgelte für die Nutzung von Grundstücken zur Errichtung und zum Betrieb von ausschreibungspflichtigen Windenergieanlagen an Land, die im Rahmen des EEG gefördert werden. Der Anwendungsbereich der Regelung umfasst:

EEG-geförderte, ausschreibungspflichtige Windenergieanlagen an Land, für die nach dem 31. Dezember 2027 ein Zuschlag in einer EEG-Ausschreibung erteilt wird,

- Grundstücke, die für die entsprechende Windenergieanlage selbst, als bauordnungsrechtliche Abstandsflächen oder für Nebenanlagen innerhalb eines Umkreises von 2.500 Metern um die Turmmitte genutzt werden.

Die **zulässigen Entgelte werden im Gesetzentwurf auf 3,5 % des errechneten Jahresumsatzes begrenzt**, wobei der Jahresumsatz als Produkt aus anzulegendem Wert und dem prognostizierten jährlich erzielbaren Standortertrag definiert ist. Die Begrenzung gilt für die gesamte Förderlaufzeit von 20 Jahren. Anlagenbetreiber müssen die Einhaltung der Vorgaben nachweisen, wenn der Netzbetreiber aufgrund konkreter Anhaltspunkte eine Prüfung verlangt. Bei einem festgestellten Verstoß sieht § 53a EEG 2027 eine Zahlungspflicht gegenüber dem Netzbetreiber in Höhe von 50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr vor [1]. Anlagen, die dauerhaft auf die EEG-Förderung verzichten, sind von der Pachthöhenbegrenzung ausgenommen.

Mit der Pachthöhenbegrenzung verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die Projektkosten einzelner Windenergieanlagen zu senken und dadurch die Gebotswerte in den EEG-Ausschreibungen zu reduzieren. Sinkende Gebotswerte führen gemäß der Systematik des EEG zu niedrigeren anzulegenden Werten und damit zu einer **Verringerung der aus dem Bundeshaushalt zu deckenden EEG-Förderkosten**.

Im Gesetzentwurf wird ausgewiesen, dass die Pachthöhenbegrenzung die Zuschlagswerte im Mittel um mindestens 0,19 ct/kWh reduzieren kann. Daraus würden laut Gesetzgeber von 2029 bis einschließlich 2032 kumulierte Einsparungen von rund 453 Mio. Euro abgeleitet werden [1].

Das vorliegende Kurzgutachten **quantifiziert die Auswirkungen verschiedener Pachtsätze auf die Stromgestehungskosten, die anzulegenden Werte und die EEG-Zahlungen für Windenergie an Land**. Grundlage ist ein von der FfE entwickeltes Trendszenario für den regionalisierten Ausbau von Windenergie an Land, standortspezifische Erzeugungszeitreihen sowie modellgestützter Stromgestehungskosten¹. Die Analyse umfasst:

- die Quantifizierung der Veränderung der Stromgestehungskosten und der anzulegenden Werte in Abhängigkeit vom Pachtsatz,
- die Berechnung der spezifischen und absoluten EEG-Zahlungen für Neuanlagen und Repowering-Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2029,
- eine Darstellung der absoluten Pachtzahlungen für repräsentative errichtete Anlagentypen.

Das Kurzgutachten beschränkt sich auf die Quantifizierung der direkten finanziellen Auswirkungen unterschiedlicher Pachtsätze. Rechtliche und förderpolitische Bewertungen, individuelle Nachverhandlungen bestehender Pachtverträge sowie mögliche Reaktionen von Flächeneigentümern und Projektierern sind nicht Gegenstand der quantitativen Untersuchung. Die zentralen Annahmen und Grenzen der Analyse werden in Kapitel 2.4 erläutert.

¹ Genaueres zum FfE-Trendszenario: ffe.de/service/trendszenario/

2 Methodik zur Bestimmung der finanziellen Auswirkungen

Das methodische Vorgehen zur Quantifizierung der finanziellen Auswirkungen einer Pachthöhenbegrenzung gliedert sich in drei aufeinander aufbauende Schritte. Zunächst wird der Windenergieausbau aus dem FfE-Trendszenario regionalisiert und mit standortspezifischen Erzeugungszeitreihen und Stromgestehungskosten hinterlegt. Darauf aufbauend werden für verschiedene Pachtsätze die resultierenden Pachtzahlungen bestimmt. Im dritten Schritt werden die EEG-Zahlungen für jedes Pachtszenario berechnet.

2.1 Regionalisierung des Windenergieausbaus

Aufgrund unterschiedlicher Windbedingungen und damit der Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen ist der Ausbau von Windenergie je nach Region unterschiedlich und führt zu unterschiedlichen Stromgestehungskosten. Um einen strommengengewichteten deutschen Durchschnitt der Stromgestehungskosten zu bestimmen, ist die regionale Verteilung zukünftiger Anlagen und deren Ertrag relevant. Dieses Unterkapitel beleuchtet daher die Methodik zur Bestimmung des regionalisierten Windenergieausbaus in Deutschland bis 2045.

Datengrundlagen

Der regionalisierte Windenergieausbau basiert auf mehreren Datenquellen, die im Rahmen der FfE-internen Energiesystemmodellierung regelmäßig aktualisiert und aufbereitet werden. Als Grundlage für den Anlagenbestand und die Zubauplanung dienen die Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR) [2]. Diese anlagescharfen Daten werden plausibilisiert und, soweit erforderlich, um technische Angaben ergänzt. Dazu gehören insbesondere Leistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Anlagentyp und Koordinaten.

Für die Bestimmung der verfügbaren Flächen werden Vorrang- und Vorbehaltsgebiete aus den Raumordnungsplänen der Länder sowie eine FfE-eigene Weißflächenanalyse herangezogen. Zusätzlich werden Repoweringflächen berücksichtigt, an denen Bestandsanlagen nach Ablauf ihrer angenommenen

technischen Nutzungsdauer (25 Jahre) durch Neuanlagen ersetzt werden. Die bundesweiten Ausbaumen-entstammen dem FfE-Trendszenario und spiegeln aktuelle Entwicklungen des Windenergieausbaus wider (siehe Exkurs FfE-Trendszenario). Der Betrachtungszeitraum umfasst Inbetriebnahmeh Jahre von 2029 bis 2045 mit jährlichen Auswertungen.

Repräsentative Windenergieanlagen und Kosten

Für die Zubaumodellierung werden repräsentative Windenergieanlagen der aktuellen Anlagengeneration verwendet. Die Auswahl basiert auf einer Auswertung der im MaStR registrierten geplanten Anlagen [2]. Ergänzend wird ein älterer Anlagentyp berücksichtigt, der nur in wenigen Fällen für windstärkere Standorte eingesetzt wird. Die in der Modellierung berücksichtigten Windenergieanlagen sind in Tabelle 3 im Anhang aufgeführt.

Die Investitionskosten werden basierend auf dem empirischen Kostenmodell der Deutschen WindGuard-Kostenstudie „Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024“ [3] berechnet und wurde anhand von Praxiseinschätzungen von Projektierern und Verbänden plausibilisiert. Die Investitionskosten werden anlagenspezifisch in Abhängigkeit von Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe berechnet. Berücksichtigt werden die Kosten der Windenergieanlage, des Fundaments sowie Aufwendungen für Transport und Installation. Ergänzend werden Investitionsnebenkosten für Planung, Netzanbindung, Wegebau und weitere projektbezogene Maßnahmen angesetzt. In Landkreisen mit komplexer Orographie werden höhere Aufwendungen für Transport und Installation über einen regionalen Kostenzuschlag berücksichtigt.

Die Deutschen WindGuard-Kostenstudie „Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024“ [3] berücksichtigt bereits absolute Pachtzahlungen von rund 18 bis 19 €/kW innerhalb der Betriebskosten. Dies sind auch die Pachthöhen, die im FfE Trendszenario hinterlegt werden. Ausgedrückt als Anteil vom modellierten Jahresumsatz beläuft sich die Pachthöhenannahme der WindGuard auf einen Pachtsatz von rund 10 %. Im Rahmen der vorliegenden Analyse wurde der Pachtsatz in den Pachthöhenszenarien zwischen 2,5 % und 30 % variiert.

Ermittlung der Stromerzeugung

Die Erzeugungszeitreihen werden auf Basis stündlicher Wetterdaten aus dem ERA5-Reanalysedatensatz und den Leistungskennlinien der repräsentativen Anlagentypen berechnet. Die Windgeschwindigkeit wird durch lineare Interpolation zwischen den ERA5-Modellleveln auf die jeweilige Nabenhöhe angepasst und mithilfe des Global Wind Atlas um lokale orographische Einflüsse und Rauigkeitseffekte kalibriert. Die modellierten Erzeugungszeitreihen werden anschließend um Verlustfaktoren bereinigt, welche die technische Verfügbarkeit, Verschattungseffekte und elektrische Verluste umfassen.

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird die Stromerzeugung nach Marktabregelung verwendet. Die Marktabregelung ergibt sich aus negativen Strompreisen und wird aus der FfE-Trendszenario Energiesystemmodellierung übernommen. Eine zusätzliche netzbedingte Abregelung wird bei der Bestimmung der Stromgestehungskosten nicht berücksichtigt.

Regionalisierung des Zubaus und Repowering

Der Windenergiezubau wird anlagescharf auf die verfügbaren Potenzialflächen verteilt. Als Potenzialflächen werden Vorrang- und Vorbehaltsgebiete sowohl ein Weißflächenanalyse berücksichtigt. Hierzu werden mit dem FfE-eigenen Windszenario-Tool WiSTI² optimale Windparkkonfigurationen für jede Potenzialfläche bestimmt, wobei Rotordurchmesser, Hauptwindrichtung und eine realistische Parkgeometrie berücksichtigt werden. Die Methode des Windszenario-Tools WiSTI ist in Abbildung 1 beispielhaft dargestellt. Die vollständige Beschreibung des Windszenario-Tools WiSTI ist in /FFE-46 17/ dokumentiert

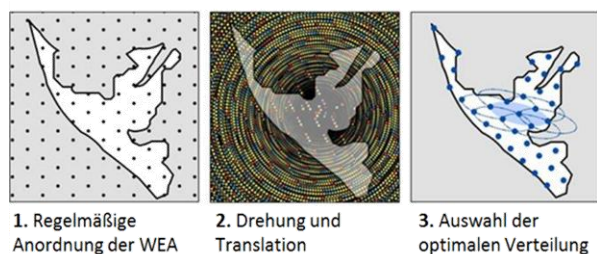


Abbildung 1: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen

Für den Ausbau werden die Mantelzahlen aus dem FfE-Trendszenario berücksichtigt. Der verwendete Ausbaupfad weicht geringfügig von den im EEG festgelegten Ziel- und Ausschreibungsmengen ab, da

² Mehr zum Windszenario-Tool unter <https://www.ffe.de/tools/wisti/>

neben den gesetzlichen Zielen auch aktuelle Marktentwicklungen und erkennbare Umsetzungstrends berücksichtigt werden. In Tabelle 1 sind die Mantelzahlen sowie die aus dem MaStR abgeleiteten aktuellen Bestandsmengen dargestellt.

Tabelle 1: Mantelzahlen von Windenergie am Land im FfE-Trendszenario

Jahr	Ausbauziel in GW
2026 (Stand 09/2026 MaStR)	70
2030	105
2035	130
2040	155
2045	155

Die Zubaupriorisierung erfolgt kostenbasiert: Anlagen mit niedrigeren Stromgestehungskosten werden vorrangig erschlossen. Ergänzend wird eine Zufallskomponente berücksichtigt, um die reale Zubauentwicklung besser abzubilden. Ziel ist es, einen möglichst realistischen Ausbaupfad zu modellieren.

Jeder NUTS-3-Region wird eine repräsentative Windenergieanlage zugeordnet. Die Zuordnung basiert auf den aktuellen Entwicklungen bei neu errichteten und im MaStR registrierten geplanten Windenergieanlagen und berücksichtigt insbesondere Leistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser.

Neben dem Neubau wird auch Repowering berücksichtigt. Bestandsanlagen werden nach einer angenommenen technischen Nutzungsdauer von 25 Jahren außer Betrieb genommen und am selben Standort durch Anlagen der jeweils aktuellen Generation ersetzt. Für die Repowering-Anlagen wird angenommen, dass sie einen neuen EEG-Zuschlag erhalten und damit einen erneuten Anspruch auf eine 20-jährige EEG-Förderung haben.

2.2 Pachthöhenbestimmung

Auf Basis des regionalisierten Windenergieausbaus werden die absoluten Pachtzahlungen für unterschiedliche Pachtsätze am Anteil der Jahresumsätze

bestimmt. Dieses Unterkapitel beschreibt zunächst die betrachteten Pachthöhenszenarien, erläutert anschließend die Berechnungsmethodik für Pachthöhen in Deutschland und stellt abschließend die Pachtzahlungen für ausgewählte repräsentative Anlagentypen dar.

Definition der Pachthöhenszenarien

In der Studie werden sechs Pachtsätze betrachtet: 2,5 %, 3,5 %, 5 %, 10 %, 20 % und 30 % des Jahresumsatzes. Der Pachtsatz von 3,5 % bildet dabei die im EEG-2027-Entwurf vorgesehene Pachthöhenbegrenzung ab [1]. Die übrigen Pachtsätze dienen als Vergleichs- und Sensitivitätsszenarien.

Belastbare und regional differenzierte Daten zu tatsächlich vereinbarten Pachtsätzen liegen für Deutschland nicht in ausreichendem Umfang vor. Daher wird kein einzelner Ausgangspachtsatz als Referenz festgelegt. Stattdessen wird jeder Pachtsatz einheitlich in Deutschland und über den gesamten Betrachtungszeitraum angewendet. Die Szenarien sind keine Prognose der tatsächlichen Pachtentwicklung, sondern bilden die Bandbreite möglicher Pachthöhen ab, vor deren Hintergrund die Wirkung eines 3,5%-Pachtdeckels eingeordnet werden kann.

Exkurs: FfE-Trendszenario – Strompreise und Marktwerte

Das **FfE-Trendszenario** bildet eine aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklung des deutschen Energiesystems ab. Es orientiert sich an aktuellen politischen und energiewirtschaftlichen Entwicklungen, bestehenden Ausbauzielen, beobachtbaren Ausbaugeschwindigkeiten sowie den erwarteten Entwicklungen von Stromverbrauch, Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen.

Das Trendszenario bildet die gemeinsame Grundlage für den regionalisierten Windenergieausbau, die Stromerzeugung, die Strompreise und die Marktwerte für Windenergie an Land.

Modellierung der Strompreise

Die Strompreise werden innerhalb der FfE-Energiesystemmodellierung viertelstündlich aufgelöst bestimmt. Sie ergeben sich aus dem Zusammenspiel von Stromnachfrage, erneuerbarer und konventioneller Erzeugung, Speichern und weiteren Flexibilitätsoptionen, Stromhandel sowie Brennstoff- und CO₂-Preisen.

Berechnung der Pachthöhen für den Windenergie-Ausbau in Deutschland

Ausgangspunkt für die Berechnung sind die regionalisierten Neuanlagen und Repowering-Anlagen des FfE-Trendszenarios mit Inbetriebnahme ab 2029. Betrachtet werden ausschließlich Anlagen ab diesem Zeitpunkt, da die Regelungen des § 36d EEG 2027 erst für Ausschreibungsteilnehmer mit Zuschlag nach dem 31. Dezember 2027 wirksam werden [1] und vereinfachend von einem zeitlichen Verzug von einem Jahr zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme ausgegangen wird. Für jede NUTS-3-Region und jeden Zubaujahrgang liegen die installierte Leistung, Stromerzeugung nach Marktabregelung sowie Stromgestehungskosten vor. Die Stromgestehungskosten können dabei inklusive und exklusive einer angenommenen Pacht betrachtet werden.

Die ursprüngliche Kostenmodellierung im FfE-Trendszenario enthält eine Pachtannahme von 18,5 €/kW, die auf der Deutschen WindGuard-Studie „Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024“ basiert [3]. Dieser Betrag wird aus den Betriebskosten herausgerechnet, um die Stromgestehungskosten ohne Pacht zu bestimmen. Diese umfassen annualisierte Investitionskosten, sonstige Betriebskosten und Finanzierungskosten (3,5% als Basiszinssatz und 20 Jahre Finanzierungsdauer).

Für die Analyse des Kurzgutachtens werden die für die jeweiligen Modelljahre berechneten Strompreise verwendet.

Berechnung des Marktwertes für Windenergie

Der Marktwert beschreibt den durchschnittlichen Erlös, den Windenergieanlagen mit ihrem zeitlichen Erzeugungsprofil am Strommarkt erzielen. Er wird als erzeugungsgewichteter Strompreis berechnet: Das heißt, dass in die Mittelwertbildung Stunden mit hoher Produktion stärker eingehen als Stunden mit geringer Produktion. Da Windenergie nicht gleichmäßig über alle Stunden erzeugt wird, unterscheidet sich der Marktwert vom einfachen zeitlichen Durchschnitt des Strompreises.

Für die vorliegende Studie wird für jedes Förderjahr ein einheitlicher deutschlandweiter Marktwert für Windenergie an Land berechnet.

Es wird vereinfachend angenommen, dass die jährlichen Projektkosten vollständig durch den Jahresumsatz gedeckt werden. Die Projekte werden damit als kostendeckend modelliert. Die Marge für die Projektentwickler / Windkraftanlagenbetreiber ist durch den angesetzten Zins bei der Berechnung der Annuität inkludiert.

Aus dem erforderlichen Jahresumsatz ohne Pacht und der erzeugten Strommenge ergeben sich die Stromgestehungskosten ohne Pacht.

$$\text{LCOE}_{\text{ohne Pacht}} = \frac{\text{Jahresumsatz}_{\text{ohne Pacht}}}{\text{Stromerzeugung}}$$

Dabei wird die Stromerzeugung nach der im Energiesystemmodell ermittelten Marktregelung verwendet. Eine zusätzliche netzbedingte Abregelung bleibt unberücksichtigt, da diese im Regelfall durch Zahlungen der Netzbetreiber und letztlich umgelegt durch Netzentgelte vergütet werden.

Die Pachtzahlung entspricht einem festgelegten Anteil des gesamten Jahresumsatzes:

$$\text{Pachtzahlung} = \text{Pachtsatz} \times \text{Jahresumsatz}$$

Da die Pachtzahlung gleichzeitig Bestandteil der Projektkosten und damit des erforderlichen Jahresumsatzes ist, besteht ein Zusammenhang, der algebraisch aufgelöst wird. Mit dem Jahresumsatz

$$\text{Jahresumsatz} = \frac{\text{Jahresumsatz}_{\text{ohne Pacht}}}{(1 - \text{Pachtsatz})}$$

ergibt sich die jährliche Pachtzahlung zu:

$$\text{Pachtzahlung} = \frac{\text{Pachtsatz}}{(1 - \text{Pachtsatz})} \times \text{Jahresumsatz}_{\text{ohne Pacht}}$$

Die Berechnung wird für jede NUTS-3-Region, jeden Zubaujahrgang und jedes Pachtszenario durchgeführt. Anschließend werden die absoluten Pachtzahlungen auf Deutschlandebene aggregiert.

Pachthöhen für einzelne Anlagentypen

Ergänzend zur regionalen Berechnung werden die absoluten Pachtzahlungen für ausgewählte repräsentative Anlagentypen tabellarisch dargestellt. Berücksichtigt werden die in Tabelle 3 dargestellten Windenergieanlagen. Die typischen Nabenhöhen werden dabei aus den im Marktstammdatenregister erfassten geplanten Anlagen abgeleitet. Für jeden Anlagentyp werden die jährlichen Pachtzahlungen für alle

betrachteten Pachtsätze ausgewiesen. Dabei werden die Kosten der Turbinen wie in Kapitel 2.1 bestimmt.

Es gilt die vereinfachende Annahme, dass die jährlichen Projektkosten durch den Jahresumsatz gedeckt werden müssen. Diese Annahme ist unabhängig von der Standortgüte. Standortabhängige Kostenfaktoren wie höhere Fundamentkosten aufgrund weicherer Böden oder höhere Transportkosten in komplexe Orographie Regionen werden in der anlagentypbezogenen Rechnung nicht einzeln ausgewiesen.

Die Anlagen werden zusätzlich anhand ihrer Leistungsdichte und Nabenhöhe klassifiziert. Dadurch ist eine näherungsweise Einordnung möglich, in welchen Regionen die jeweiligen Anlagentypen typischerweise eingesetzt werden. Die Abbildung 7 und Abbildung 8 im Anhang zeigen die Anteile der im MaStR erfassten geplanten Windenergieanlagen nach Leistungsdichte beziehungsweise Nabenhöhe für die einzelnen Bundesländer. Dabei zeigen sich regionale Unterschiede: In Norddeutschland, insbesondere in Schleswig-Holstein, werden häufig Schwachwindenergieanlagen mit niedrigeren Nabenhöhen geplant, während in Mittel- und Süddeutschland tendenziell Anlagen mit niedrigeren Leistungsdichten und höheren Nabenhöhen vorgesehen sind.

2.3 Analyse der EEG-Zahlungen

Die Analyse ermöglicht die Quantifizierung der Auswirkungen der Pachthöhenszenarien auf die EEG-Förderkosten. Als Datengrundlage dienen der regionalisierte Windenergieausbau aus dem FfE-Trendszenario sowie die daraus abgeleiteten regionalen Erzeugungszeitreihen und Stromgestehungskosten.

Berechnung des anzulegenden Wertes

Ausgangspunkt sind die Stromgestehungskosten ohne Pacht und die für das jeweilige Szenario berechneten Pachtkosten. Für die Modellierung wird vereinfachend angenommen, dass Projektierer ihre projektspezifischen Stromgestehungskosten einschließlich einer erforderlichen Kapitalverzinsung vollständig im Gebot abbilden. Der standortspezifische anzulegende Wert wird daher näherungsweise den Stromgestehungskosten einschließlich Pacht gleichgesetzt:

$$\text{LCOE}_{\text{inkl. Pacht}} \approx \text{anzulegender Wert}$$

Damit wirken sich Pachtkosten direkt auf den anzulegenden Wert aus: ein niedrigerer Pachtsatz führt zu niedrigeren Stromgestehungskosten und in der Folge zu einem niedrigeren anzulegenden Wert. Der

anzulegende Wert wird für jede NUTS-3-Region und jedem Zubaujahrgang berechnet. Für die Aggregation auf Deutschlandebene wird ein strommengengewichteter Mittelwert verwendet.

Tatsächliche Gebote können aufgrund von Wettbewerb, Risikoaufschlägen, Renditeanforderungen und strategischem Gebotsverhalten von dieser kostenbasierten Größe abweichen.

Zusammenhang mit dem Referenzertragsmodell

In den EEG-Ausschreibungen werden Gebote auf einen gesetzlich definierten Referenzstandort bezogen, an dem die Anlage 100 % des Referenzertrags erzeugt. Der Zuschlagswert (bzw. bezuschlagter Gebotswert) wird anschließend über den standortspezifischen Korrekturfaktor des Referenzertragsmodells, Standortgüte abhängig, in den anzulegenden Wert für die jeweilige Anlage umgerechnet:

$$\text{Anzulegender Wert} = \text{Gebotswert} \times \text{Korrekturfaktor}$$

Unter der Annahme eines kostendeckenden Gebots entspricht der anzulegende Wert damit den standortspezifischen Stromgestehungskosten inklusive Pacht. Durch diese Modellierung können regionale Kostenunterschiede direkt in die Berechnung der EEG-Zahlungen übertragen werden.

Exkurs: Wirkung des Refinanzierungsbeitrags auf die EEG-Zahlungen

Mit dem EEG 2027 [1] soll die bisherige Marktprämie um einen Refinanzierungsbeitrag ergänzt werden. Liegt der Marktwert unter dem anzulegenden Wert, erhält der Anlagenbetreiber eine Zahlung in Höhe der Differenz. Liegt der Marktwert darüber, kann ein Refinanzierungsbeitrag des Anlagenbetreibers entstehen, die Mehrerlöse werden also abgeschöpft. Das Fördersystem wirkt damit grundsätzlich in beide Richtungen.

Eine Reduktion des anzulegenden Wertes infolge niedrigerer Pachtkosten führt somit **entweder zu geringeren Zahlungen an den Anlagenbetreiber oder zu höheren Refinanzierungsbeiträgen**. Da in allen Pachtszenarien dieselben Marktwerte und Strommengen angesetzt werden, ist die berechnete Einsparung aus der Differenz zwischen den Szenarien in der vereinfachten Jahresbetrachtung unabhängig von der Höhe des Marktwertes und entsprechend unabhängig von Strompreisen.

Berechnung der spezifischen EEG-Zahlung

Die spezifische EEG-Zahlung ergibt sich als Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert:

$$\text{Spez. EEG Zahlung} = \text{anzulegender Wert} - \text{Marktwert}$$

Der anzulegende Wert wird durch Investitionskosten, Betriebskosten, Pachtkosten, Finanzierungskosten und die regionale erzeugte Strommenge bestimmt. Der Marktwert wird einheitlich aus dem FfE-Trendszenario übernommen und ist für alle Pachtszenarien innerhalb eines Förderjahres identisch. Unterschiede in den EEG-Zahlungen zwischen den Pachtszenarien entstehen daher ausschließlich durch unterschiedliche anzulegende Werte.

Berechnung der jährlichen EEG-Zahlungen

Die absolute EEG-Zahlung ergibt sich aus der spezifischen EEG-Zahlung und der geförderten Strommenge:

$$\text{EEG Zahlung} = (\text{anzulegender Wert} - \text{Marktwert}) \times \text{Strommenge}$$

Die Berechnung erfolgt getrennt für jeden Zubaujahrgang, jeden Förderjahrgang, jeden Pachtsatz und jeden räumlichen Bezugsraum. Für jeden Zubaujahrgang werden 20 Förderjahre berücksichtigt. Der

$$\Delta = (AW_A - MW) \times E - (AW_B - MW) \times E$$

$$\Delta = (AW_A - AW_B) \times E$$

Im FfE-Trendszenario liegen die Marktwerte für Windenergie an Land in allen betrachteten Jahren unterhalb der anzulegenden Werte. Daher entstehen in den Modellrechnungen keine Refinanzierungsbeiträge. Die Wirkung niedrigerer Pachtsätze zeigt sich ausschließlich in geringeren EEG-Zahlungen.

Die konkrete gesetzliche Berechnung des Refinanzierungsbeitrags enthält darüber hinaus eine zeitlich differenzierte Anpassung in Stunden mit geringen Markterlösen. Diese stündliche Berechnungslogik wird in der vorliegenden Analyse nicht abgebildet.

* mit AW: anzulegender Wert; MW: Marktwert und E: Energiemenge

anzulegende Wert wird im Zubaujahr festgelegt und über die gesamte Förderlaufzeit beibehalten. Der Marktwert verändert sich dagegen mit dem jeweiligen Förderjahr. Die Berechnung erfolgt nominal.

Für jeden Zubaujahrgang wird vereinfachend angenommen, dass die Stromerzeugung über die 20 Förderjahre konstant bleibt. Für spätere Zubaujahrgänge steigen die angesetzten Strommengen, da für neuere Anlagen eine höhere technische Verfügbarkeit angenommen wird. Technische Degradation, jährliche Witterschwankungen und Veränderungen der Anlagenverfügbarkeit im Zeitverlauf werden nicht modelliert.

Die Ergebnisse werden ausgewiesen als

- spezifische EEG-Zahlungen in ct/kWh beziehungsweise €/MWh,
- jährliche EEG-Zahlungen in Mio. €/a
- sowie als kumulierte EEG-Zahlungen in €.

Die bundesweiten Einsparungen ergeben sich als Differenz zwischen den EEG-Zahlungen des jeweiligen Vergleichspachtsatzes und den EEG-Zahlungen bei einem Pachtsatz von 3,5 %.

Nominale und reale Werte

Die Stromgestehungskosten und der daraus abgeleitete anzulegende Wert werden zunächst in konstanten Preisen des Jahres 2025 unter Verwendung eines realen Weighted Average Cost of Capital (WACC) berechnet.

Anschließend wird der anzulegende Wert mit einer angenommenen Inflationsrate von 2 % pro Jahr auf das jeweilige Inbetriebnahmejahr nominal fortgeschrieben. Der so bestimmte anzulegende Wert bleibt über die gesamte Förderlaufzeit nominal konstant. Die Marktwerte werden dagegen in nominalen Preisen des jeweiligen Förderjahres angesetzt. Die EEG-Zahlung ergibt sich für jedes Förderjahr aus der Differenz zwischen dem auf Preisbasis des Inbetriebnahmejahres festgelegten anzulegenden Wert und dem Marktwert des jeweiligen Förderjahres. Für die Berechnung jährlichen und der kumulierten Einsparungen werden die nominalen jährlichen EEG-Zahlungen auf die Preisbasis 2025 zurückgerechnet.

Bei der Einordnung der Ergebnisse ist es entscheidend zu beachten, ob eine Abbildung oder ein ausgewiesener Wert in nominalen oder realen Preisen sowie auf welches Preisbasisjahr bezogen ist. Alle Abbildungen und Tabellen weisen die verwendete Preisbasis und Einheit explizit aus.

2.4 Annahmen des Kurzgutachtens

Die Quantifizierung der finanziellen Auswirkungen einer Pachthöhenbegrenzung erfordert Annahmen zum zukünftigen Windenergieausbau, zur Entwicklung der Pachtzahlungen und zum Verhalten der Marktakteure. Die folgenden Annahmen grenzen den Untersuchungsgegenstand ab und sind bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Annahme 1: Ausbaupfad, Strommengen und Marktwerte bleiben zwischen den Pachtszenarien unverändert

In der Modellierung wird vereinfachend angenommen, dass die Regionalisierung des Windenergieausbaus aus dem FfE-Trendszenario sowie die daraus abgeleiteten Marktwerte für Windenergie an Land unabhängig vom betrachteten Pachtszenario sind.

In der Realität ist ein geringfügiger Einfluss auf die Marktwerte zu erwarten, da der Pachtdeckel die Wirtschaftlichkeit von Projekten regional unterschiedlich beeinflusst und dadurch eine Verlagerung des Windenergieausbaus zwischen den Regionen auslöst [5]. Eine stärkere Konzentration des Ausbaus in Regionen mit ähnlichen Erzeugungsprofilen könnte zu einer höheren Gleichzeitigkeit der Windstromerzeugung führen. Dadurch könnten die Marktwerte für Windenergie an Land sinken und die erforderlichen EEG-Zahlungen steigen. Dieser indirekte Effekt wird in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt. Die Analyse bildet ausschließlich den direkten Einfluss unterschiedlicher Pachtsätze auf die Projektkosten, die anzulegenden Werte und die EEG-Zahlungen ab.

Eine realitätsnähere Abbildung möglicher regionaler Auswirkungen des Pachtdeckels würde erfordern, das Energiesystemmodell für jedes Pachtszenario erneut zu berechnen. Dafür wären folgende Schritte notwendig:

- die Bestimmung regionaler Referenzpachtsätze,
- die Berechnung der Reduktion der Gebotswerte je Region,
- eine erneute Regionalisierung des Windenergieausbaus für jedes Pachtszenario,
- die Berechnung neuer Erzeugungszeitreihen
- sowie die Berechnung neuer Marktwerte für Windenergie an Land.

Eine belastbare Bestimmung regionaler Referenzpachtsätze ist aufgrund der intransparenten und unzureichenden Datenlage derzeit nicht möglich. Zudem wäre der damit verbundene Modellierungsaufwand erheblich.

Daher wird vereinfachend angenommen, dass folgende Größen in allen Pachtszenarien unverändert bleiben: identischer Ausbaupfad, identische regionale Verteilung des Zubaus, keine Veränderung der Flächenverfügbarkeit, keine zusätzliche oder verzögerte Projektentwicklung infolge der Pachtbegrenzung sowie identische Marktwerte für Windenergie an Land.

Annahme 2: Keine eindeutige Ausweisung einer Referenzpachthöhe

Aufgrund fehlender repräsentativer und regional differenzierter Daten zu tatsächlich vereinbarten aktuellen Pachtsätzen wird kein einzelner Ausgangspachtsatz als Referenz festgelegt. Die Ergebnisse, besonders die Einsparungen, sind daher als Spannbreite zu interpretieren. Als zentraler Vergleichsfälle werden die Pachtsätze von 10 % und 5 % verwendet und 20 % als obere Sensitivität. Der Pachtsatz von 30 % wird, sofern dargestellt, ausschließlich zur Einordnung einzelner Projekte zu interpretieren.

Hinweise aus der Praxis, unter anderem vom Bundesverband WindEnergie (BWE), deuten darauf hin, dass infolge des gestiegenen Wettbewerbs in den EEG-Ausschreibungen bereits sinkende Pachthöhen und Neuverhandlungen bestehender Verträge zu beobachten sind [4]. Falls die tatsächlichen Ausgangspachtsätze bereits unterhalb der betrachteten Vergleichswerte liegen, würden die berechneten Einsparungen entsprechend geringer ausfallen.

Annahme 3: Pachteinsparungen werden vollständig in niedrigere Gebotswerte weitergegeben

In der Modellierung wird angenommen, dass geringere Pachtzahlungen die Projektkosten entsprechend reduzieren und von den Projektierern vollständig in Form niedrigerer Gebotswerte weitergegeben werden. Zusätzliche Gewinn- oder Risikoaufschläge infolge der Pachthöhenbegrenzung werden nicht berücksichtigt. Diese Annahme wird mit dem zunehmenden Wettbewerb in den EEG-Ausschreibungen begründet. Die hohe Überzeichnung der jüngsten Ausschreibungsrunden deutet darauf hin, dass Projektierer unter erheblichem Preisdruck stehen und ihre Gebote möglichst nah an den projektspezifischen Kosten ausrichten.

Der BWE weist jedoch darauf hin, dass zusätzliche Rechts-, Nachweis- und Verwaltungsaufwände sowie das Risiko von Zahlungspflichten bei Nichteinhaltung bereits bei der Gebotsabgabe berücksichtigt werden könnten. Auch Nachverhandlungen bestehender Verträge und zusätzliche Compliance-Risiken könnten die Finanzierungs- und Projektkosten erhöhen. In diesem Fall würden die Pachteinsparungen nicht vollständig in niedrigere Gebotswerte übergehen und die tatsächlichen Einsparungen entsprechend geringer ausfallen [4].

Die Ergebnisse werden daher für mehrere Vergleichspachtsätze ausgewiesen und sind als szenarieneabhängige Bandbreite zu interpretieren. Der Vergleich zwischen 5 % und 3,5 % zeigt beispielsweise die Wirkung bei einem bereits relativ niedrigen Ausgangspachtsatz. Er bildet einen möglichen Gewinn- oder Risikoaufschlag jedoch nicht ausdrücklich ab.

Annahme 4: Alle betrachteten Neuanlagen und Repowering-Anlagen nehmen am EEG-Fördersystem teil

In der Modellierung wird angenommen, dass alle betrachteten Neuanlagen und Repowering-Anlagen ab 2029 einen EEG-Zuschlag erhalten und über die gesamte 20-jährige Förderlaufzeit in der EEG-Fördersystem verbleiben. Weiterhin wird angenommen, dass Anlagen, die aufgrund alternativer Vermarktungsmöglichkeiten, beispielsweise über Power Purchase Agreements oder die sonstige Direktvermarktung, außerhalb des EEG errichtet werden, zusätzlich zum modellierten EEG-geförderten Ausbau entstehen und diesen nicht ersetzen.

Annahme 5: Einheitliche Stromerzeugung innerhalb eines Anlagenjahrgangs

Für jeden Inbetriebnahmejahrgang und räumlichen Bezugsraum wird über den Förderzeitraum eine einheitliche jährliche Stromerzeugung angenommen. Die modellierte Strommenge des jeweiligen Inbetriebnahmejahrgangs wird damit über die betrachteten Förderjahre fortgeschrieben.

Nicht berücksichtigt werden:

- technische Degradation,
- jährliche Wetterschwankungen,

- Veränderungen der technischen Verfügbarkeit innerhalb eines Anlagenjahrgangs.

Unterschiede der Stromerzeugung zwischen verschiedenen Inbetriebnahmejahrgängen werden berücksichtigt, beispielsweise aufgrund der für neuere Anlagen hinterlegten technischen Eigenschaften und Verfügbarkeiten.

Annahme 6: Vereinfachte Abbildung des jährlich erzielbaren Standortertrags

Der Gesetzentwurf zu § 36d EEG 2027 bestimmt die zulässigen Pachtzahlungen anhand des jährlich erzielbaren Standortertrags, der vor Inbetriebnahme der Anlage nach Anlage 2 Nummer 7.1 EEG ermittelt wird. Dieser ist nicht mit der tatsächlich realisierten Stromerzeugung gleichzusetzen.

In der vorliegenden Untersuchung wird der gesetzlich ermittelte Standortertrag nicht für jede Modellanlage separat nachgebildet. Stattdessen wird die regional modellierte Stromerzeugung nach Marktabregelung verwendet. Eine zusätzliche netzbedingte Abregelung wird nicht abgezogen, da in der Modellierung eine finanzielle Kompensation der betroffenen Strommengen unterstellt wird. Die ausgewiesenen Einsparungen dieser netzbedingten Kompensationszahlungen sind dann nicht direkt Haushaltsrelevant, da sie nicht über das EEG-Konto abgerechnet werden³.

Die Berücksichtigung der Marktabregelung reduziert die angesetzte Strommenge und wirkt damit dämpfend auf die berechneten Pachtzahlungen. In dieser Hinsicht ist die Vorgehensweise als tendenziell konservativ einzuordnen.

Sonstige Annahmen

- Weighted Average Cost of Capital (WACC, real): 3,5 % auf Basis der Finanzierungsstruktur der Deutschen WindGuard-Kostenstudie „Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024“ [3] (Sensitivitätsrechnung mit WACC 4,5 % im Exkurs)
- Jährliche Inflationsrate: 2 %

³ Die netzbedingte Abregelung von Windenergieanlagen an Land beträgt im Jahr 2025 nach eigenen Berechnungen 5,8 %. Der Wert ergibt sich aus dem Vergleich der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Hochrechnungen der Windstromerzeugung vor und nach netzbedingten Redispatch-Maßnahmen: Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung vor Redispatch Maßnahmen –

[Netztransparenz](#) und Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung nach den Redispatch Maßnahmen – [50Hertz](#), [Amprion](#), [TenneT](#), [TransnetBW](#)

3 Finanzielle Auswirkungen einer Pachthöhenbegrenzung

Die im Gesetzesentwurf des EEG 2027 vorgesehene Pachthöhenbegrenzung soll die Kosten von Windenergieprojekten an Land reduzieren und damit zu niedrigeren EEG-Zahlungen beitragen. Dieses Kapitel zeigt die finanziellen Auswirkungen unterschiedlicher Pachtsätze auf zukünftige Förderzahlungen. Dadurch wird die Größenordnung der Effekte einer Pachthöhenbegrenzung eingeordnet und transparent aufgezeigt, wie stark EEG-Förderbedarfe von der Pachthöhe abhängen.

3.1 Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland bis 2045

Die Berechnung der anzulegenden Werte, EEG-Zahlungen und Einsparungen basiert auf dem regionalisierten Windenergieausbau des FfE-Trendszenarios. Neuanlagen und Repowering-Anlagen werden auf Ebene der NUTS-3-Regionen verortet und mit standortspezifischen Erzeugungszeitreihen und Stromgestehungskosten hinterlegt. Diese regionalisierte Grundlage ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der Pachtwirkungen, die in diesem Kurzgutachten auf Deutschlandebene aggregiert wird.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung für Windenergie in Deutschland bis 2045. Die installierte Leistung steigt bis 2040 deutlich an, da neben dem Neubau auch zunehmend ältere Bestandsanlagen durch Repowering ersetzt werden. Mit der wachsenden installierten Leistung steigen auch die insgesamt erzeugten Strommengen sowie der Umfang des EEG-geförderten Anlagenparks.

3.2 Einfluss der Pachthöhe auf den anzulegenden Wert

In der vorliegenden Modellierung wird vereinfachend angenommen, dass der anzulegende Wert den Vergütungssatz bezeichnet, den eine Windenergieanlage benötigt, um ihre Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten zu decken. Im EEG bildet er die Grundlage für eine Ausgleichszahlung bei nicht ausreichenden Erlösen am Markt.

Für die Analyse des Einflusses von Pachthöhen auf den anzulegenden Wert von Windenergieanlagen wurden unterschiedliche Pachtsätze betrachtet. Da die aktuell vereinbarten Pachthöhen je nach Region und standortspezifischen Rahmenbedingungen stark

Installierte Leistung von Windenergie an Land

in GW | Deutschland

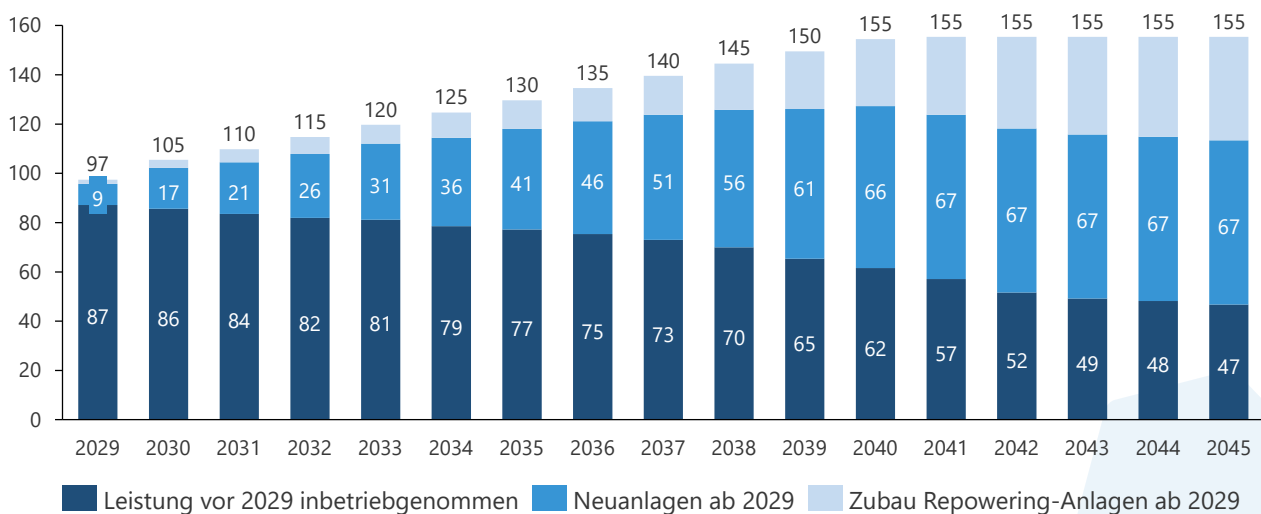


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie an Land in Deutschland

Anzulegender Wert in Abhängigkeit des Pachtsatzes

in ct₂₀₃₀/kWh | Neuanlagen & Repowering im Jahr 2030 | Deutschland

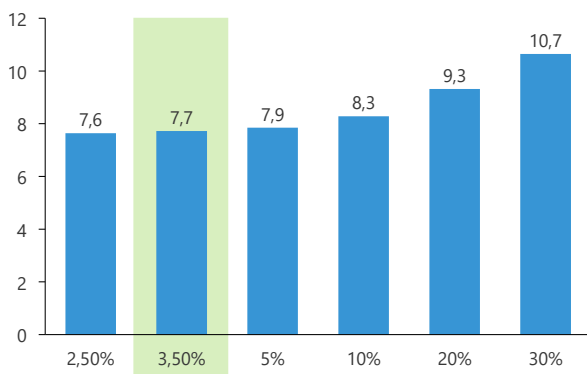


Abbildung 3: Strommengengewichteter mittlerer anzulegender Wert in Deutschland aufgetragen in Abhängigkeit zum Pachtsatz

variieren, wurde eine Bandbreite von 2,5 % bis 30 % des Jahresumsatzes für die Pachthöhenszenarien herangezogen.

Abbildung 3 zeigt den strommengengewichteten durchschnittlichen anzulegenden Wert in Deutschland in Abhängigkeit des Pachtsatzes. Zum Vergleich zeigen die Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Inbetriebnahmejahrgänge 2021 bis 2025 deutschlandweite, strommengengewichtete mittlere anzulegende Werte von 7,2 ct/kWh, 7,1 ct/kWh, 7,0 ct/kWh, 8,1 ct/kWh beziehungsweise 9,1 ct/kWh [6]. Bei der Einordnung des Wertes für den Inbetriebnahmejahrgang 2025 ist die Realisierungsdauer von Windenergieprojekten zu berücksichtigen. Die im Jahr 2025 in Betrieb genommenen Anlagen erhielten ihre Zuschläge in der Regel bereits in früheren Ausschreibungsrunden.

Die zukünftige Entwicklung der anzulegenden Werte hängt insbesondere von den Projekt-, Finanzierungs- und Risikokosten sowie vom Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungen ab. Ein zunehmender Wettbewerbsdruck könnte dabei tendenziell zu niedrigeren anzulegenden Werten beitragen. Der anzulegende Wert ist jedoch nicht mit dem Gebotswert gleichzusetzen. Bei Windenergie an Land wird der anzulegende Wert aus dem Gebotswert unter Anwendung des standortabhängigen Korrekturfaktors des Referenzertragsmodells abgeleitet (siehe Kapitel 2.3). Daher können Projekte an schwächeren Standorten trotz identischer Gebotswerte höhere anzulegende Werte aufweisen als Projekte an windstärkeren Standorten.

Je höher der Pachtsatz ist, desto höher sind die jährlich anfallenden Betriebskosten und desto höher ist der anzulegende Wert (siehe Abbildung 3). Bei einem

Pachtsatz von 3,5 % beträgt der anzulegende Wert von Windenergieanlagen in 2030 etwa 7,7 ct₂₀₃₀/kWh. Bei einem Pachtsatz von 10 % liegt der anzulegende Wert bei 8,3 ct₂₀₃₀/kWh. Bei einem angenommenen aktuellen Pachtsatz von 10%, würde die im Gesetzentwurf des EEG 2027 vorgesehene Begrenzung auf 3,5 % somit zu einer Reduktion des anzulegenden Wertes um rund 0,6 ct₂₀₃₀/kWh führen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirkung mit zunehmendem Ausgangspachtsatz stärker wird. Höhere Pachtsätze erhöhen nicht nur die Pachtzahlung selbst, sondern – unter der Voraussetzung eines kostendeckenden Gebots in den Ausschreibungen – auch den Jahresumsatz, der zur Deckung aller Projektkosten erforderlich ist. Der Zusammenhang zwischen Pachtsatz und anzulegendem Wert verläuft deshalb nicht vollständig proportional. Besonders hohe Pachtsätze führen zu einem überproportionalen Anstieg des erforderlichen Erlöses.

Bei Projekten, deren Pachten bereits nahe bei 3,5 % liegen, ist die Wirkung gering. Bei Projekten mit deutlich höheren Pachtzahlungen kann die Begrenzung dagegen eine spürbare Verringerung von bis zu 3 ct₂₀₃₀/kWh Verringerung des anzulegenden Wertes bewirken. In welchem Umfang dieser Effekt tatsächlich auftritt, hängt somit entscheidend von der Höhe der Pacht ab, die ohne die gesetzliche Begrenzung vereinbart worden wäre.

3.3 Auswirkungen auf EEG-Zahlungen

Geringere anzulegende Werte aufgrund niedrigerer Pachthöhen wirken sich unmittelbar auf die anfallenden EEG-Zahlungen aus. Die spezifische EEG-Zahlung ergibt sich aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert der Windstromerzeugung. Da innerhalb eines Förderjahres für alle Pachtszenarien derselbe Marktwert angesetzt wird, entstehen die Unterschiede zwischen den Szenarien vollständig durch die unterschiedlichen Pachtkosten und die daraus folgenden anzulegenden Werte.

Abbildung 4 zeigt die spezifischen EEG-Förderkosten bei verschiedenen Pachthöhensätzen. Die spezifischen EEG-Zahlungen gehen in allen Pachtszenarien bis 2040 zurück. Dies ist durch den Anstieg des nominalen Marktwertes zu begründen, welcher in Abbildung 5 dargestellt ist.

Durch den Anstieg des Marktwertes verringert sich die Differenz zum anzulegenden Wert und damit die erforderliche EEG-Zahlung je Kilowattstunde. Mit zunehmendem Pachtsatz steigen die spezifischen EEG-Zahlungen. Während bei einem Pachtsatz von 3,5 % die Förderkosten im Jahr 2030 1,8 ct₂₀₃₀/kWh betragen, fallen diese bei einem Pachtsatz von 20 % mit 3,4 ct₂₀₃₀/kWh deutlich höher aus.

Für die finanzielle Gesamtwirkung ist neben der spezifischen Einsparung pro eingespeiste Kilowattstunde die geförderte Strommenge entscheidend. Die jährliche EEG-Zahlung ergibt sich aus der spezifischen EEG-Zahlung multipliziert mit der gesamten Stromerzeugung der geförderten Anlagen. Da unter den getroffenen Annahmen die Anzahl der Neuanlagen und

Marktwerte für Windenergie an Land

in €/MWh nominal* | FfE-Trendszenario | Deutschland

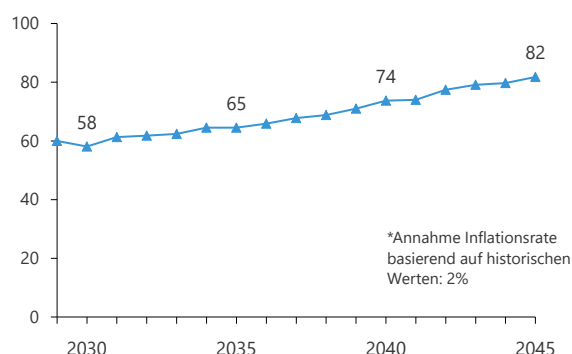


Abbildung 5: Nominale Marktwerte für Windenergie an Land im FfE-Trendszenario

Repoweringanlagen unter EEG-Vergütung anwächst (siehe Abbildung 2), steigt auch die geförderte Strommenge an.

Abbildung 6 zeigt als Balken die jährlichen Einsparungen, die sich bei einer Pachthöhenbegrenzung von 3,5 % pro Jahr ergeben würden. Die Blautöne unterscheiden dabei unter verschiedenen Vergleichspachtsätzen, die in der Berechnung für Gesamtdeutschland angenommen wurden.

Die Abbildung zeigt, dass bei einem angenommenen Vergleichspachtsatz von 10 % bis 2045 jährlich bis zu 1,1 Mrd. €₂₀₂₅/a durch die vorgeschlagene Pachthöhenbegrenzung eingespart werden können. Die absoluten kumulierten Einsparungen – eingezeichnet als Linien in Abbildung 6 – belaufen sich bis 2045 in diesem Szenario auf 13 Mrd. €₂₀₂₅. Selbst bei einer

Spezifische EEG-Förderkosten in Abhängigkeit des Pachtsatzes

in ct/kWh nominal* | Neuanlagen & Repowering ab 2029 | Deutschland

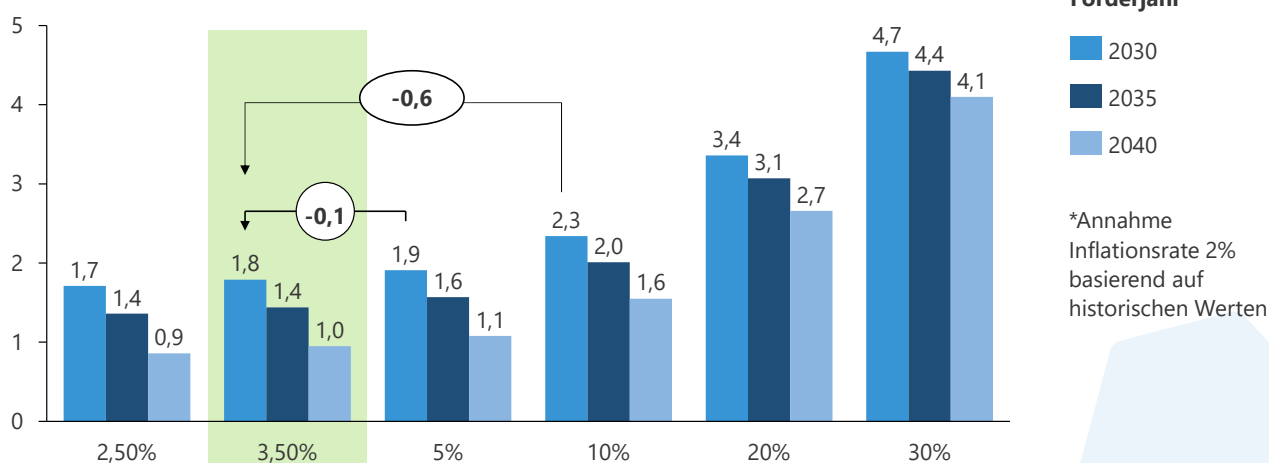


Abbildung 4: Spezifische EEG-Förderkosten in Abhängigkeit des Pachtsatzes

konservativen Schätzung von aktuellen angenommenen Pachtsätzen von deutschlandweit 5 % belaufen sich die kumulierten Einsparungen auf bis zu 3 Mrd. €₂₀₂₅. Das Szenario mit einem Vergleichspachtsatz von 20 % zeigt ein nochmals wesentlich höheres Einsparpotenzial von bis zu 37 Mrd. €₂₀₂₅ und verdeutlicht damit welchen Hebel eine Pachthöhenbegrenzung haben könnte, sollten sich unbeschränkte Pachtsätze in der Zukunft stark erhöhen.

Die Höhe der Einsparungen hängt maßgeblich vom angenommenen Vergleichspachtsatz ab. Da derzeit keine repräsentativen Daten für einen durchschnittlichen Pachtsatz in Deutschland vorliegen, sind die Ergebnisse als Bandbreite zu interpretieren. Nach Angaben des BWE werden viele Pachtverträge aktuell auch ohne Pachthöhenbegrenzung nachverhandelt und zu niedrigeren Konditionen abgeschlossen [4]. Die Ergebnisse stellen daher keine Prognose zukünftiger staatlicher Einsparungen dar, sondern zeigen die möglichen Einsparungen unter unterschiedlichen Annahmen unbegrenzter Pachthöhen. **Für die Einordnung des Pachtdeckels ist die Frage nach dem tatsächlichen beziehungsweise zukünftig zu erwartenden Pachtniveau daher von zentraler Bedeutung.**

3.4 Absolute Pachtzahlungen von Beispielanlagen

Die absolute Höhe der Pachtzahlung hängt sowohl vom vereinbarten Pachtsatz als auch vom erforderlichen Jahresumsatz der jeweiligen Anlage ab. Der Jahresumsatz einer Anlage muss die Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten einschließlich der Pachtkosten decken. Größere bzw. kostenintensivere Anlagen weisen daher bei gleichem Pachtsatz in der Regel höhere absolute Pachtzahlungen auf als kleinere Anlagen.

Die untersuchten Beispielanlagen unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer Nennleistung, ihrer Leistungsdichte und ihrer typischen Nabenhöhe. Die Auswahl umfasst mehrere aktuell häufig geplante Windenergieanlagen sowie eine kleinere Anlage einer älteren Generation und bildet damit eine Bandbreite möglicher Anlagenkonfigurationen des zukünftigen Ausbaus ab. Die berechneten jährlichen Pachtzahlungen pro Anlagentyp sind in Tabelle 2 aufgelistet.

Bei einem Pachtsatz von 3,5 % ergeben sich für die betrachteten Anlagen jährliche Pachtzahlungen zwischen rund 24.000 und 37.000 €₂₀₂₅. Die niedrigste Pachtzahlung weist die Nordex N133/4.8 mit einer Leistung von 4,8 MW auf. Die höchste Zahlung ergibt sich für die Enercon E-175 EP5 mit 7 MW. Für die übrigen Anlagen liegen die jährlichen Pachtzahlungen bei etwa 31.000 bis 34.000 €₂₀₂₅, welche bei der Einführung einer Pachthöhenbegrenzung von 3,5 % zu erwarten sind.

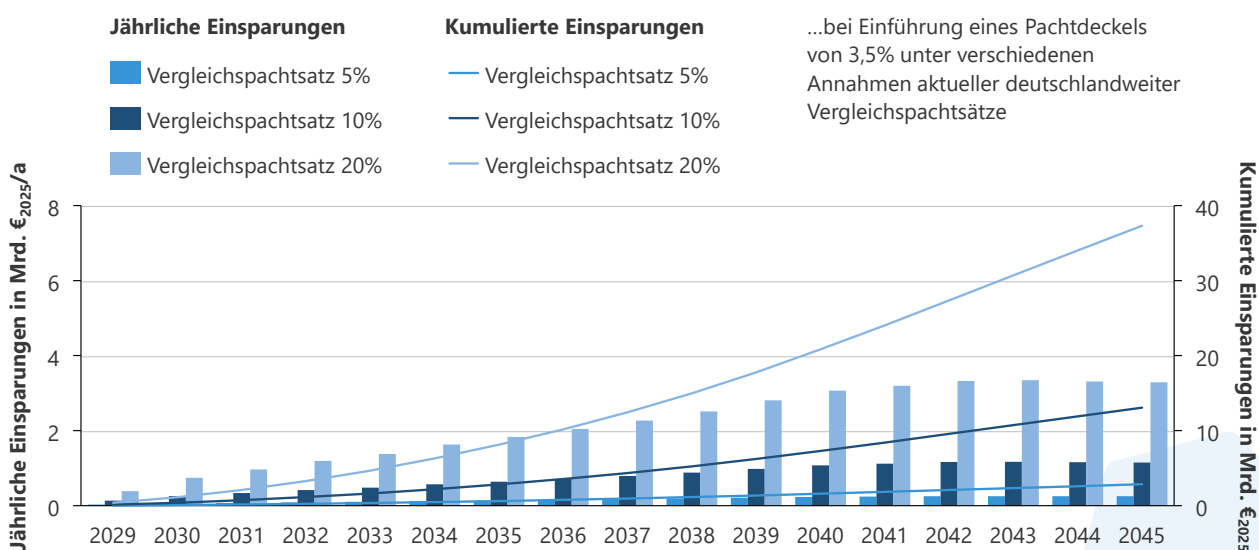


Abbildung 6: Jährliche und absolute kumulierte Einsparungen von EEG-Zahlungen bei der Einführung einer Pachthöhenbegrenzung von 3,5 %. Einsparungen für verschiedene angenommene deutschlandweite Vergleichspachtsätze.

Tabelle 2: Jährliche Pachtzahlungen für verschiedene Beispielanlagen in Abhängigkeit vom Pachtsatz

Anlagentyp	Leistung in MW	~Leistungs- dichte in W/m ²	Typische Nabenhöhe in m (MaStR)	Jährliche Pachtzahlungen in € ₂₀₂₅ in Abhängigkeit vom Pachtsatz					
				2,5 %	3,5 %	5 %	10 %	20 %	30 %
Enercon E-175 EP5	6	250	162	24.000	34.000	49.000	103.000	232.000	398.000
Enercon E-160 EP5 E3	5,56	275	167	22.000	31.000	45.000	96.000	216.000	370.000
Enercon E-175 EP5	7	300	179	26.000	37.000	54.000	113.000	255.000	436.000
Nordex N163/6.X	6,53	325	164	24.000	34.000	49.000	103.000	231.000	397.000
Nordex N133/4.8	4,8	350	125	17.000	24.000	35.000	74.000	167.000	287.000

Bei einem Pachtsatz von 5 % steigen die Pachtzahlungen auf rund 35.000 bis 54.000 €₂₀₂₅ pro Jahr. Ein Pachtsatz von 10 % führt zu jährlichen Zahlungen zwischen etwa 74.000 und 113.000 €₂₀₂₅. Bei einem Pachtsatz von 20 % werden zwischen 167.000 und 255.000 €₂₀₂₅ pro Jahr erreicht. Bei theoretischen 30 % ergibt für die betrachteten Anlagen Zahlungen zwischen rund 287.000 und 436.000 €₂₀₂₅ pro Jahr.

Die Ergebnisse für die Beispielanlagen sind nicht als Angabe tatsächlich vereinbarter Pachtzahlungen zu verstehen. Sie sollen vielmehr die Größenordnung für Pachtzahlungen veranschaulichen. Regionale Besonderheiten einzelner Projekte, beispielsweise abweichende Flächenanforderungen oder zusätzliche Kosten der Erschließung, werden hier nicht berücksichtigt.

3.5 Einordnung der Ergebnisse

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass eine Begrenzung der Pacht auf 3,5 % die Kosten von Windenergieprojekten reduziert, sofern unbegrenzte Pachtsätze oberhalb dieser Grenze liegen. Werden die Kosteneinsparungen vollständig in niedrigeren Geboten weitergereicht, so sinken die anzulegenden Werte und damit auch die EEG-Zahlungen.

Die Höhe der möglichen Verringerung der EEG-Zahlungen durch die Einführung eines Pachtdeckels lässt sich ohne Kenntnis zu bisher vereinbarten Pachtsätzen nicht eindeutig bestimmen. Bei bereits niedrigen Pachten bleibt die zusätzliche Wirkung der gesetzlichen Begrenzung überschaubar. Bei hohen Ausgangspachten kann der Pachtdeckel dagegen erhebliche Einsparungen im zweistelligen Milliardenbereich bewirken.

Bei der Interpretation der Berechnungen sind zudem mehrere Einschränkungen zu beachten. Die Untersuchung bildet den direkten Einfluss unterschiedlicher Pachtsätze auf die Projektkosten und EEG-Zahlungen ab. Mögliche Reaktionen von Flächeneigentümern, Veränderungen der regionalen Standortwahl oder Auswirkungen auf die Geschwindigkeit des Anlagenzubaues werden nicht berücksichtigt. Ebenso bleiben Strompreise und Marktwerte zwischen den Pachtszenarien unverändert.

Darüber hinaus wird angenommen, dass alle betrachteten Neuanlagen und Repoweringanlagen im EEG-Fördersystem verbleiben. Sollten zukünftig mehr Projekte außerhalb der EEG-Förderung vermarktet werden, wären die betroffenen Strommengen und damit auch die möglichen Einsparungen innerhalb des EEG geringer.

Schließlich setzen die Berechnungen voraus, dass Projektentwickler die geringeren Pachtkosten vollständig über niedrigere Gebote weitergeben. Zusätzliche Rechts-, Nachweis- oder Finanzierungsrisiken könnten dazu führen, dass ein Teil der Einsparungen nicht in den anzulegenden Werten ankommt. Dieser Punkt sollte bei der abschließenden Bewertung der Ergebnisse berücksichtigt werden, ohne die grundsätzliche Richtung des berechneten Effekts infrage zu stellen.

Exkurs: Sensitivität gegenüber der Annahme des WACC

Die Ergebnisse des Kurzgutachtens basieren auf einem realen WACC von 3,5 %. Da die Finanzierungskosten einen wesentlichen Bestandteil der Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen darstellen, wurde ergänzend eine Sensitivitätsrechnung mit einem erhöhten realen WACC von 4,5 % durchgeführt.

Ein höherer WACC führt zu höheren Stromgestehungskosten und damit zu höheren anzulegenden Werten. Für das Förderjahr 2030 steigt der durchschnittliche anzulegende Wert bei einem Pachtsatz von 3,5 % von rund 7,7 ct₂₀₃₀/kWh auf rund 8,2 ct₂₀₃₀/kWh. Entsprechend erhöhen sich die spezifischen EEG-Förderkosten im Jahr 2030 von rund 1,8 ct₂₀₃₀/kWh auf rund 2,3 ct₂₀₃₀/kWh.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt jedoch, dass die grundsätzlichen Schlussfolgerungen des Kurzgutachtens unverändert bleiben. Auch bei einem höheren WACC führt eine Begrenzung der Pachtzahlungen auf 3,5 % weiterhin zu deutlichen Einsparungen der EEG-Zahlungen. Bei einem angenommenen Vergleichspachtsatz von 10 % steigen die kumulierten EEG-Einsparungen mit einem höheren WACC bis 2045 geringfügig auf rund 13,5 Mrd. €. Ursache ist, dass höhere Finanzierungskosten die absolute Wirkung unterschiedlicher Pachtsätze leicht verstärken. Die Ergebnisse sind damit gegenüber moderaten Änderungen der WACC-Annahme grundsätzlich robust.

Ein höherer WACC erhöht somit das absolute Niveau der EEG-Zahlungen, hat jedoch nur einen geringen Einfluss auf die Unterschiede zwischen den Vergleichspachtsätzen und dem Pachtsatz von 3,5 %. Die Einordnung und Einschränkungen aus Kapitel 3.5 bleiben daher unverändert gültig.

Exkurs: Mögliche Anreizwirkungen auf alternative Vermarktungskategorien

Neben der Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen bestehen für Windenergieprojekte weitere Vermarktungsoptionen, insbesondere langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPA) sowie die direkte Vermarktung am Strommarkt. Die in dieser Untersuchung betrachtete Pachthöhenbegrenzung wirkt ausschließlich für Windenergieanlagen, die innerhalb des EEG-Fördersystems betrieben werden. Für Projekte, die ohne staatliche Förderung vermarktet werden, können Pachtzahlungen weiterhin frei zwischen Flächeneigentümern und Projektentwicklern vereinbart werden.

Die Vermarktungsentscheidung von Windenergieprojekten wird von einer Vielzahl wirtschaftlicher und projektspezifischer Faktoren bestimmt. Innerhalb des **EEG-Fördersystems** stehen insbesondere die Planbarkeit der Erlöse und die Absicherung gegenüber niedrigen Marktwerten im Vordergrund. Dadurch können Finanzierungsrisiken reduziert und die Kapitalbeschaffung erleichtert werden, was insbesondere für Projekte mit hohem Fremdkapitalanteil oder geringeren Ertragserwartungen von Vorteil sein kann. Der im EEG 2027 vorgeschlagene CfD-Mechanismus löst die bisherige reine Marktprämie ab. Der Mechanismus ist die Kombination aus Erlösabsicherung bei niedrigen Marktwerten und einer teilweisen Abschöpfung von Mehrerlösen bei hohen Marktwerten. Dadurch werden die Chancen begrenzt, vollständig von außergewöhnlich hohen Strompreisen zu profitieren.

Alternative Vermarktungsformen wie **PPA-Verträge** oder die **direkte Vermarktung am Strommarkt** ermöglichen hingegen eine uneingeschränkte Teilnahme an hohen Marktwerten. Insbesondere an ertragsstarken Standorten oder bei positiven Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Strompreisentwicklung können dadurch höhere Erlöse erzielt werden als innerhalb eines CfD-Systems. Dem stehen jedoch höhere Risiken gegenüber, da Marktwert-, Mengen- und Vertragspartner-Risiken nicht durch das EEG abgedeckt werden und stärker vom Projektentwickler getragen werden müssen.

Welche Vermarktungsform im Einzelfall gewählt wird, hängt insbesondere von der **Standortgüte, der Finanzierungsstruktur, den Erwartungen an die zukünftige Strompreisentwicklung sowie der Risikobereitschaft** des Projektentwicklers ab. Projekte, die einen hohen Wert auf stabile und planbare Erlöse legen, könnten von der Absicherungswirkung des CfD-Mechanismus profitieren. Projekte mit guten

Ertragsbedingungen und einer höheren Bereitschaft Marktwerttrisiken zu tragen, könnten dagegen weiterhin alternative Vermarktungsformen bevorzugen.

Eine Pachthöhenbegrenzung gilt ausschließlich für EEG-geförderte Anlagen. Für Projekte außerhalb des EEG können Pachtzahlungen weiterhin frei vereinbart werden. Daraus können sich grundsätzlich Unterschiede in den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der verschiedenen Vermarktungsformen ergeben. Ob hierdurch tatsächlich zusätzliche Anreize für eine Verlagerung von Projekten in oder aus dem EEG entstehen, lässt sich auf Basis der vorliegenden Untersuchung jedoch nicht eindeutig bestimmen. Die Einführung des CfD-Mechanismus dürfte die Vermarktungsentscheidung voraussichtlich stärker beeinflussen als die isolierte Wirkung der Pachthöhenbegrenzung.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung: *Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor*. Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 29.07.2026. Berlin, 2026. Online verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260729-gesetzentwurf-eeg-stromsektor.html> , zuletzt abgerufen am 15.09.2026.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA): *Marktstammdatenregister – Öffentliche Daten zu Windenergieanlagen an Land*. Bonn, 2026. Online verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> , zuletzt abgerufen am 15.09.2026.
- [3] Lüers, Silke; Wallasch, Anna-Kathrin; Heyken, Merle: *Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024*. Deutsche WindGuard GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, Bericht Nr. SP24011A1, Varel, 2024. Bericht vom 01.10.2024, zuletzt korrigiert am 02.12.2024. Online verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.html> , zuletzt abgerufen am 15.09.2026.
- [4] Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE): *EEG 2027: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Stellungnahme zur Länder- und Verbändeeteiligung zum Referentenentwurf des BMWE vom 17. Juli 2026*. Berlin, Juli 2026.
- [5] Sterner, Michael: *Pachtdeckel und Korrekturfaktoren im EEG 2027: Wirkung auf den Windausbau in Süddeutschland. Stellungnahme zum Gesetzentwurf – Langfassung*. Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Regensburg, 14.09.2026.
- [6] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH: *Stammdaten sowie testierte Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2025*. Berlin, Dortmund, Bayreuth und Stuttgart, September 2026. Online verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnung/EEG-Bewegungsdaten> , zuletzt abgerufen am 15.09.2026.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen.....	8
Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie an Land in Deutschland	15
Abbildung 3: Strommengengewichteter mittlerer anzulegender Wert in Deutschland aufgetragen in Abhängigkeit zum Pachtsatz.....	16
Abbildung 4: Spezifische EEG-Förderkosten in Abhängigkeit des Pachtsatzes.....	17
Abbildung 5: Nominale Marktwerte für Windenergie an Land im FfE-Trendszenario	17
Abbildung 6: Jährliche und absolute kumulierte Einsparungen von EEG-Zahlungen bei der Einführung einer Pachthöhenbegrenzung von 3,5 %. Einsparungen für verschiedene angenommene deutschlandweite Vergleichspachtsätze.....	18
Abbildung 7: Anteile der im MaStR geplanten Windenergieanlagen je Leistungsdichte (MaStR Stand Sept 2026)	25
Abbildung 8: Anteile der im MaStR geplanten Windenergieanlagen je Nabenhöhe (MaStR Stand Sept 2026)	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mantelzahlen von Windenergie am Land im FfE-Trendszenario	8
Tabelle 2: Jährliche Pachtzahlungen für verschiedene Beispielanlagen in Abhängigkeit vom Pachtsatz	19
Tabelle 3: Zukünftige repräsentative Windenergieanlagen	25

Anhang: Modellierte Anlagentypen und geographische Verteilung laut MaStR

Tabelle 3 zeigt die in der Modellierung verwendeten repräsentativen Windenergieanlagentypen. Da sich die Anforderungen an Windenergieanlagen regional unterscheiden, variiert deren Einsatz zwischen den Bundesländern. Die Abbildungen 7 und 8 zeigen auf Basis der im Marktstammdatenregister erfassten geplanten Windenergieanlagen die regionale Verteilung der Anlagenmerkmale Leistungsdichte beziehungsweise Nabenhöhe. Dadurch wird eingeordnet, welche der betrachteten Anlagentypen typischerweise in den jeweiligen Regionen Deutschlands eingesetzt werden.

Tabelle 3: Zukünftige repräsentative Windenergieanlagen

~Leistungsdichte in W/m²	Anlage	Leistung in MW	Rotordurchmesser in m	Nabenhöhe in m
250	Enercon E175 EP5 E1	6	175	140, 166, 180
275	Enercon E-160 EP5 E3	5,56	160	140, 166, 180
300	Enercon E-175 EP5	7	175	120, 140, 166, 180
325	Nordex N163/6.X	6.53	163	120, 140, 166
350	Nordex N133/4.8	4,8	133	120, 140, 166

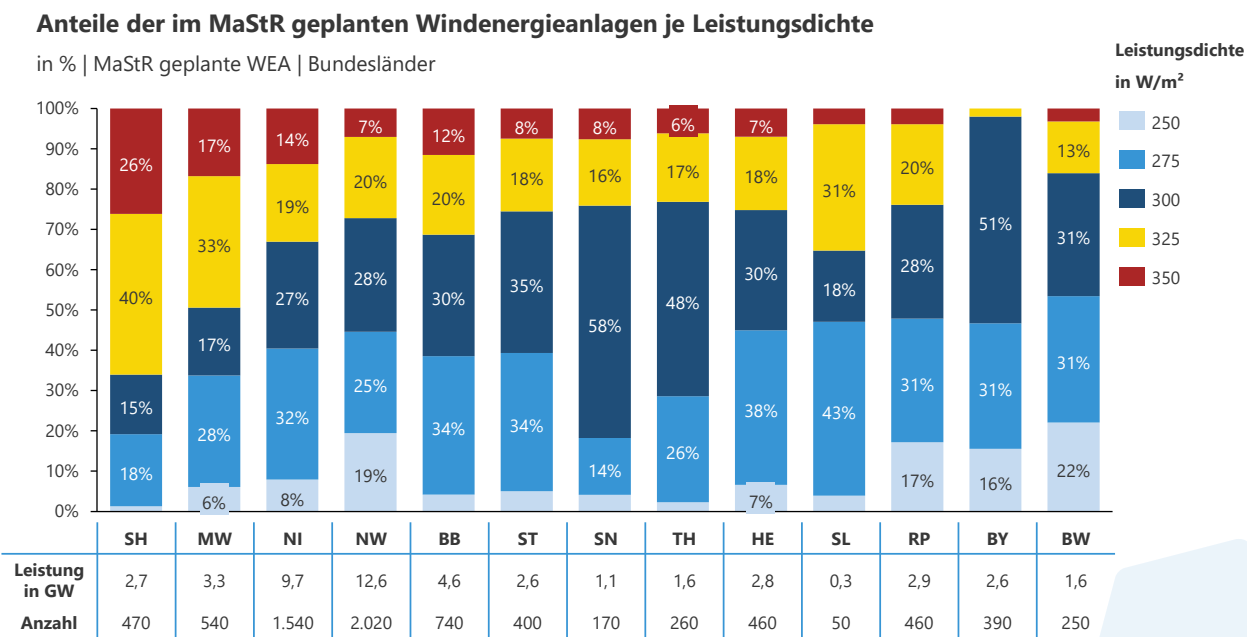


Abbildung 7: Anteile der im MaStR geplanten Windenergieanlagen je Leistungsdichte (MaStR Stand Sept 2026)

Anteile der im MaStR geplanten Windenergieanlagen je Nabenhöhe

in % | MaStR geplante WEA | Bundesländer

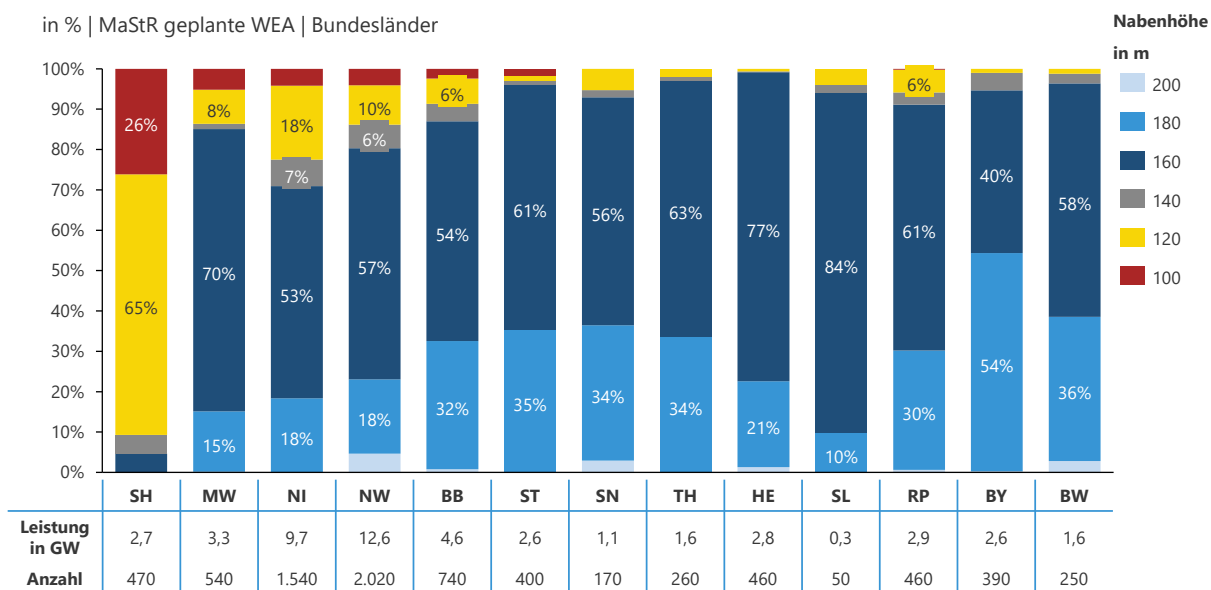


Abbildung 8: Anteile der im MaStR geplanten Windenergieanlagen je Nabenhöhe (MaStR Stand Sept 2026)

