

Wir brauchen Wirksamkeit statt Komplexität

Analyse des Referentenentwurfs EEG 2027
hinsichtlich der Anpassungen des
Referenzertragsmodells

23. Juli 2026

Gliederung

1. Worum geht es?
2. Entwicklung der Zuschlagswerte im EEG
3. Letzte Ausschreibung Mai 2026
4. Die Ursache: Der Korrekturfaktor
5. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb
6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells
7. Fazit: EEG sollte Wirksamkeit statt Komplexität liefern

1. Worum geht es?



Die EEG-Ausschreibung für Windenergie an Land mit Gebotstermin 1. Mai 2026 zeigt eine **deutlich veränderte Wettbewerbssituation**.

Ein **wachsendes Volumen** genehmigter Projekte trifft auf **sinkende Zuschlagswerte**, eine auffällige Spannweite der bezuschlagten Gebotswerte und eine weiterhin **ungleiche regionale Verteilung** der Zuschläge.

Diese Präsentation ordnet die Ergebnisse der Mai-Ausschreibung ein und analysiert den Referentenentwurf des BMWF zum EEG 2027. Die Ergebnisse zeigen, was daraus für Markt, Projektbewertung und Standortökonomie folgt.

Im Fokus stehen die Entwicklung von **Angebotsmengen und Zuschlagswerten**, die **regionale Verteilung** der Zuschläge, die Wirkung niedrigerer Zuschlagswerte auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte sowie die Bedeutung von **Standortgüte, Korrekturfaktor** und möglicher **Marktintegration**.

Caeli Wind arbeitet in Kooperation mit dem ADGW- Die Waldeigentümer e.V. und dem Familienbetriebe Land und Forst e.V. und hat in dem Rahmen bei der gemeinsamen Stellungnahme der Verbände zum Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 unterstützt.

2. Entwicklung der Zuschlagswerte im EEG

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungswettbewerbs um EEG-Entgelte



Der **Genehmigungsstau** aufgrund langer BlmSchG-Genehmigungsverfahren für Windprojekte hat **in der Vergangenheit** dazu geführt, dass die **ausgeschriebenen Mengen regelmäßig unterzeichnet** wurden, was Zuschläge nahe am Höchstwert zur Folge hatte.

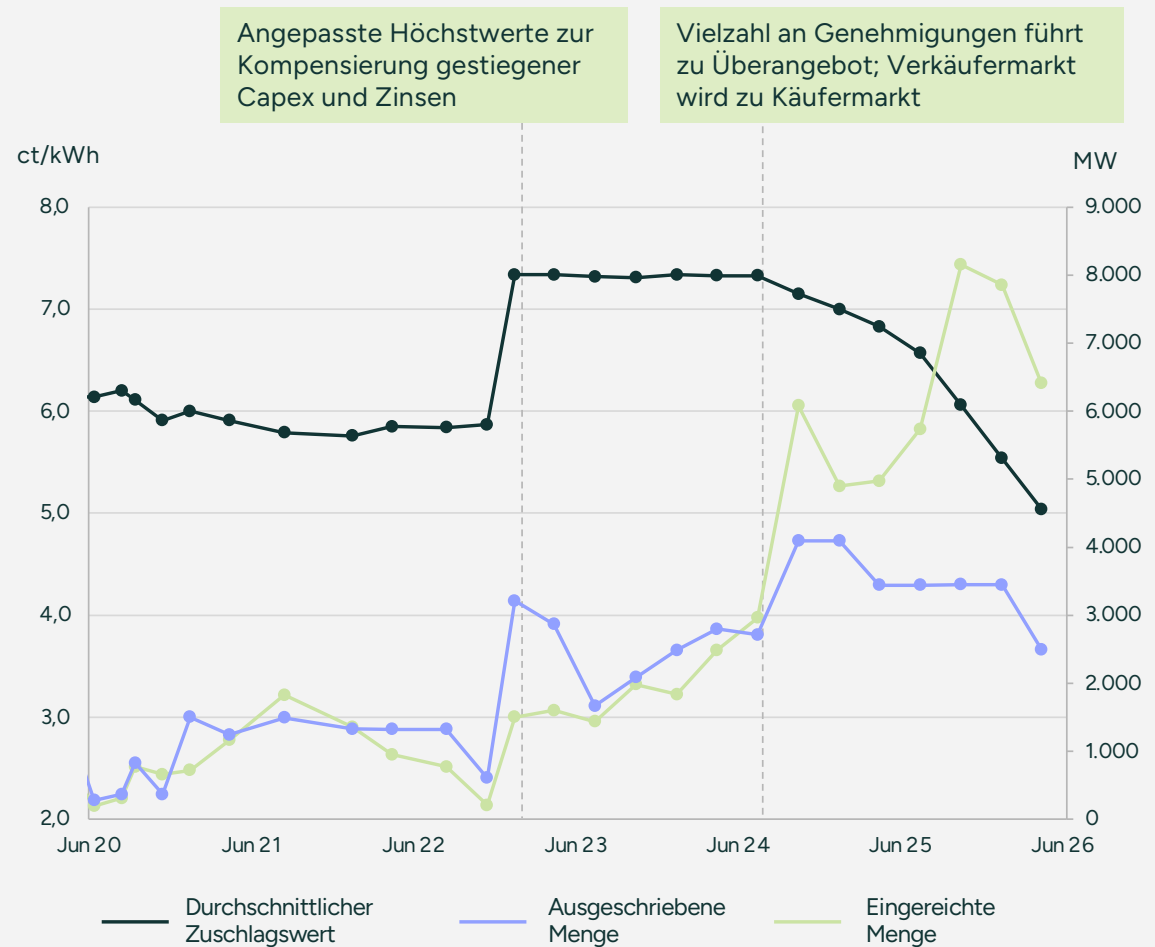
Seit Sommer 2024 wächst das Volumen genehmigter Windprojekte deutlich an, wodurch sich ein **Überzeichnungsvolumen aufbaut**.

Die Folge ist ein **erheblicher Wettbewerb** innerhalb der Ausschreibungen, der zu stark gesunkenen Zuschlagswerten führt:

- Anfang 2024 noch Zuschläge von 7,35 €/MWh
- durchschnittliche Wert Mai 2026 5,06 ct/kWh

Es ist **offen, wie sich Nachfrage** (politische Ziele, Regelungen in der kommenden EEG-Novelle) **und weiteres Angebot** (Abbau des Genehmigungsstaus) **zukünftig entwickeln** werden.

Solange es Überzeichnungen gibt wird intensiver Wettbewerb anhalten.



2. Entwicklung der Zuschlagswerte im EEG

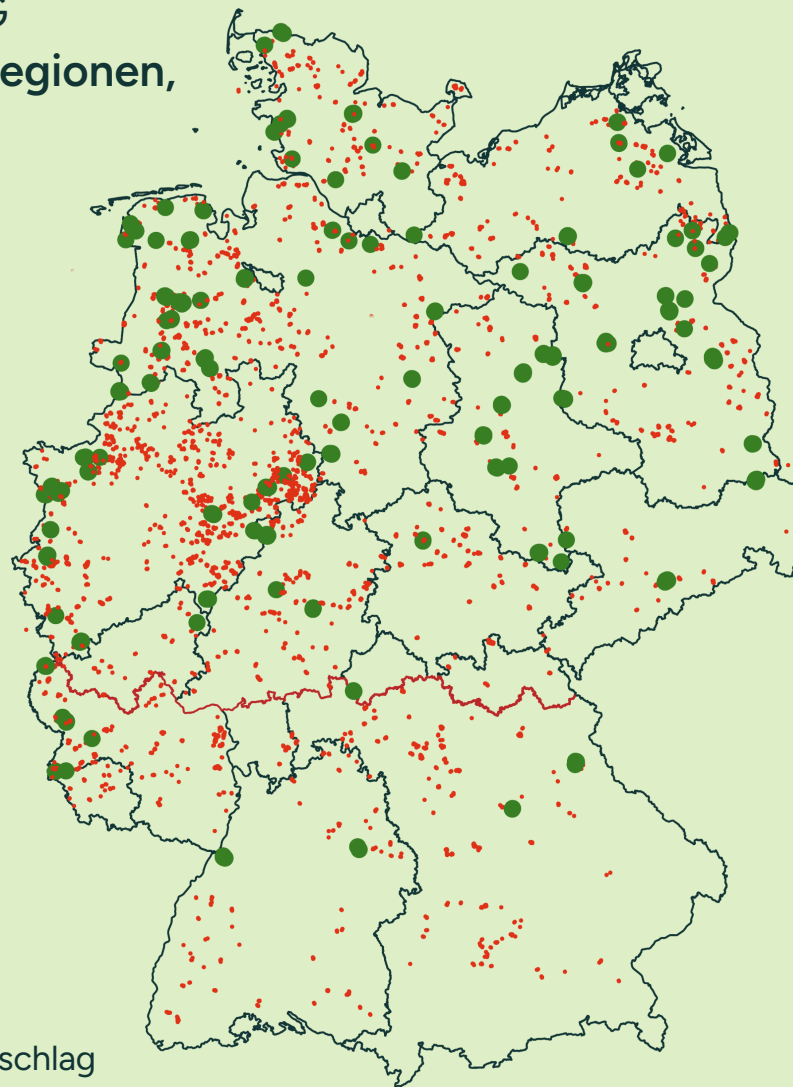
Zuschläge in Segmenten: Deutschland, Regionen, Projektentwickler

In der **Mai Ausschreibung** haben 270 von 628 eingereichten Geboten einen Zuschlag erhalten. Damit wurden **2.495 MW** der **6.409 MW bezuschlagt**. Der **Trend der Überzeichnung** setzt sich weiterhin fort.

Es verbleiben weiterhin **5.384 WEAs** mit einer **BlmSchG-Genehmigung** seit 01.01.2024 und einer geplanten Leistung von **33.298 MW** ohne **EEG-Zuschlag** in allen Bundesländern.

Gerade wegen des ebenfalls **sinkenden Zuschlagswert** zeigen sich **strukturelle und systemische Nachteile** in Form des **fehlerhaft parametrisierten Referenzertragsmodells** für den Windenergieausbau in der **Südregion**.

- Zuschlag in der Mai EEG-Ausschreibung erhalten
- Anlagen mit BlmSchG-Genehmigung, ohne EEG-Zuschlag



3. Letzte Ausschreibung Mai 2026 Ausschreibungsergebnisse Südregion



EEG-Ausschreibung Wind an Land Mai 2026

Durchschnittlicher Zuschlagswert	Ct/kWh	5,06
Höchster Zuschlagswert	Ct/kWh	5,19
Ausgeschriebene Menge	MW	2.495
Eingereichte Menge	MW	6.409
Überangebot	MW	3.914

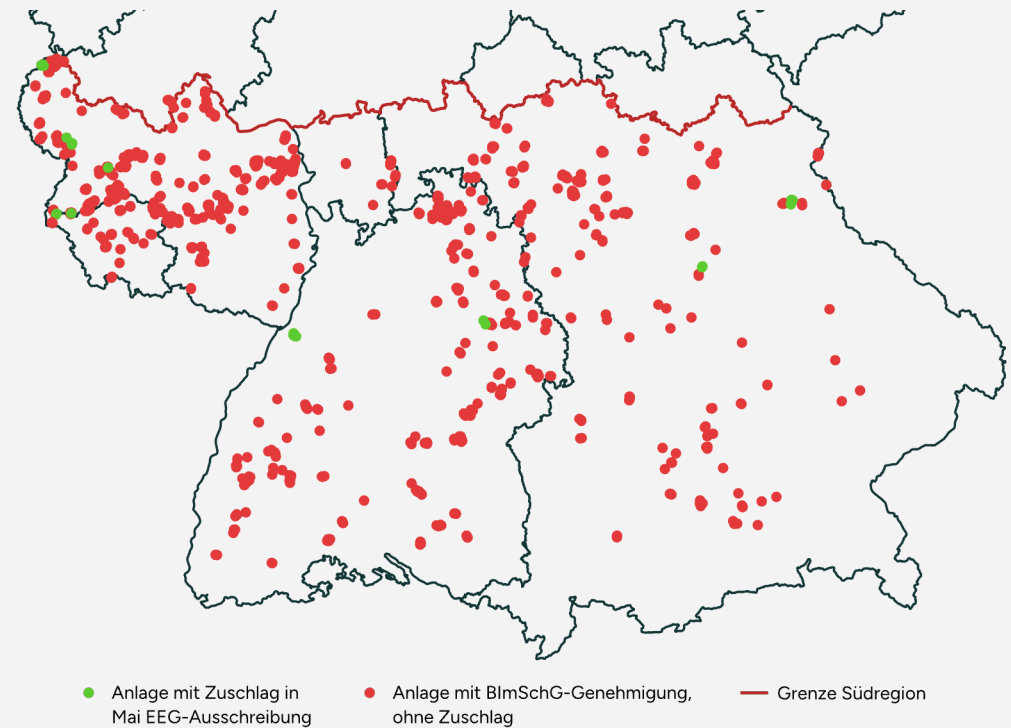
EEG-Ausschreibung Wind an Land Mai 2026 Südregion

Anzahl Gebote		65* ¹
Gebotsmenge	MW	930* ¹
Anzahl Zuschläge		25
Zuschlagsmenge	MW	379
Anzahl WEA mit BlmSchG-Genehmigung ohne Zuschlag* ²		4.642
Leistung der Genehmigten WEA ohne Zuschlag* ²	MW	15.363

Fazit: Nahezu **keine Zuschläge in der Südregion.**

*¹ Für Hessen, Rheinland-Pfalz und Bayern anteilig berechnet

*²Quelle: Marktstammdatenregister der BNetzA



3. Letzte Ausschreibung Mai 2026 Windaufkommen, Gütefaktor, Korrekturfaktor



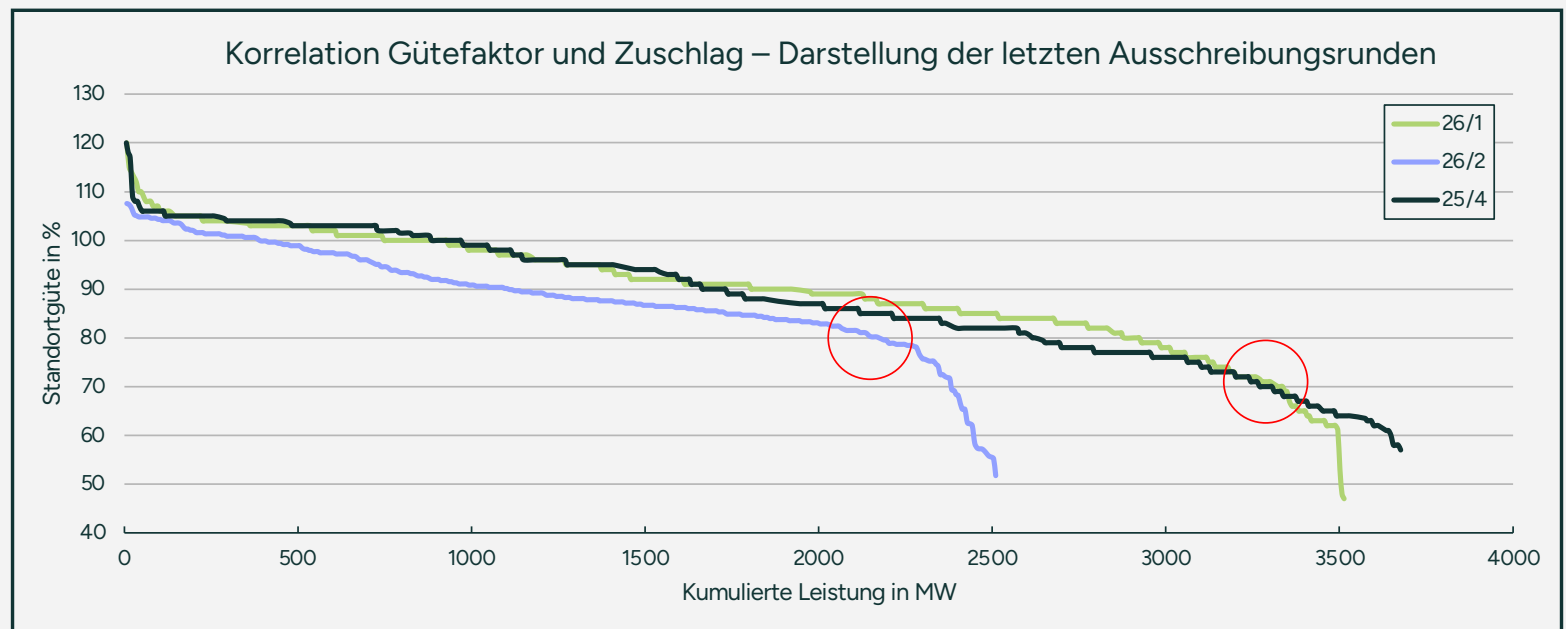
Die **Standortgüte** entscheidet zunehmend über die **Zuschlagschancen** bei steigender Gebotsmenge

Unter 80% Standortgüte sinkt die Zuschlagswahrscheinlichkeit bei rationalem Gebotspricing deutlich

Kapitalmarktfähigkeit kann aus fundamentalen Windparkparametern bei Standortgüte < 80 % **nicht abgeleitet werden**

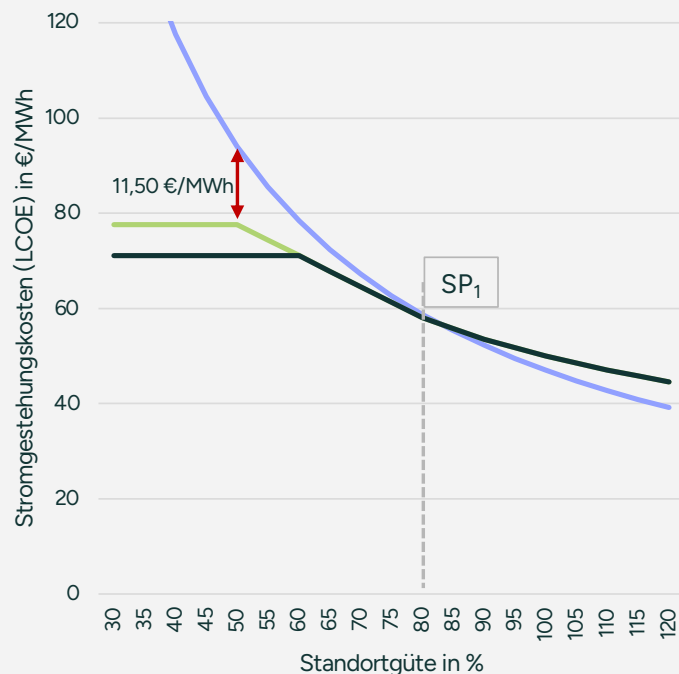
Schlussfolgerungen

1. Bei aktuellen Zuschlagswerten sind **süddeutschen Standorte nicht mehr wettbewerbsfähig** (Standortgüte oft < 70 %).
2. Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord- und Südregion **nicht abgebaut** werden.
3. Aufgrund der **geringen Zuschlagsquote** für die Südregion **wächst das Ungleichgewicht** weiter.



4. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

LCOE vs. Anzulegender Wert - Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung



— LCOE
CAPEX 1.600 €/kW
[€/MWh]

— Südregion AW KF EEG 2023
ZW = 50,06 €/MWh
[€/MWh]

— Sonstige AW KF EEG 2023
ZW = 50,6 €/MWh
[€/MWh]

Die Vergütungssystematik des §36h EEG 2023 bilden das **Risikoprofil** eines fixkostendominierten Geschäftsmodells nicht immer optimal ab. In der Grafik zeigt die Vergütung über den Anzulegenden Wert mit dem Korrekturfaktor gemäß der Gesetzgebung.

Dabei gilt:

- Anzulegender Wert (AW) = Zuschlagswert * Korrekturfaktor
- Standortgüte < 50 %: Korrekturfaktor = 1,55 (pauschal, Südregion)
- Angenommener Zuschlagswert = 50,06 €/MWh

Der **Schnittpunkt** zeigt die Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung bei angenommenen Zuschlagswerten.

Schnittpunkt	Bei CAPEX 1.600 €/kW (SP ₁)
Standortgüte (%)	80%
Korrekturfaktor _{gesetzl.}	1,16
AW / LCOE (€/MWh)	58,07

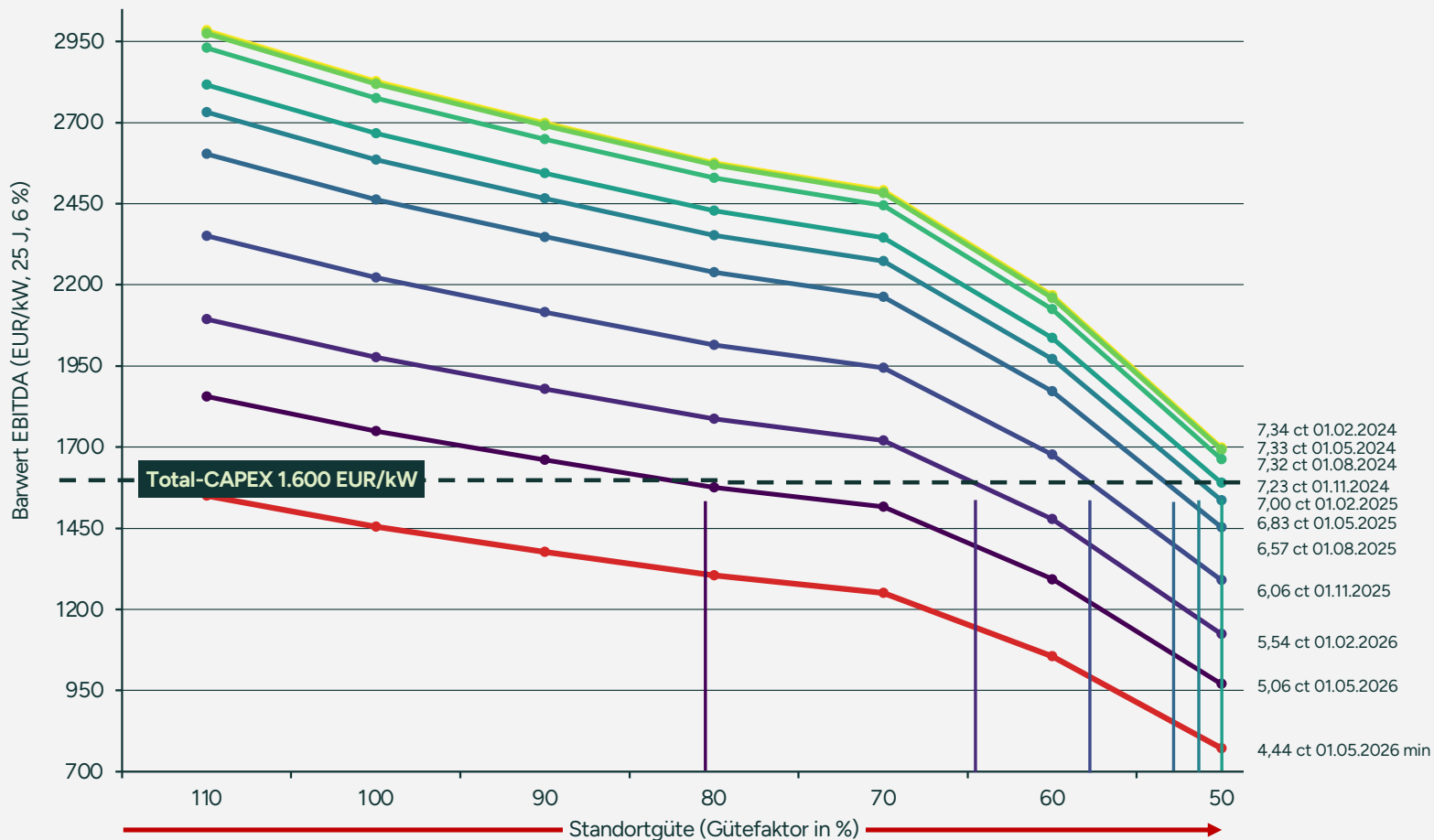
Die Grafik macht deutlich, dass **alle Standorte unterhalb 80 % Standortgüte** strukturell **nicht kostendeckend** vergütet werden.

Beispiel: Bei 50% Standortgüte in der Südregion liegt die Vergütungslücke zwischen Anzulegenden Wert und Stromgestehungskosten bei 10,6 €/MWh.

Mit sinkenden Zuschlagswerten wird diese Lücke immer größer werden.

4. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Indikative Analyse Barwert des EBITDA vs. CAPEX



Der falsch parametrisierte Korrekturfaktor diskriminiert Standorte mit niedriger Güte. Zwei Knickpunkte bei < 70 % und bei < 60 % verschärfen den Effekt.

Gemessen an den Stromgestehungskosten bei typischer CAPEX iHv 1.600 Euro/kW nimmt der Break-Even Gütefaktor für eine Zuschlag in der Ausschreibung zu.

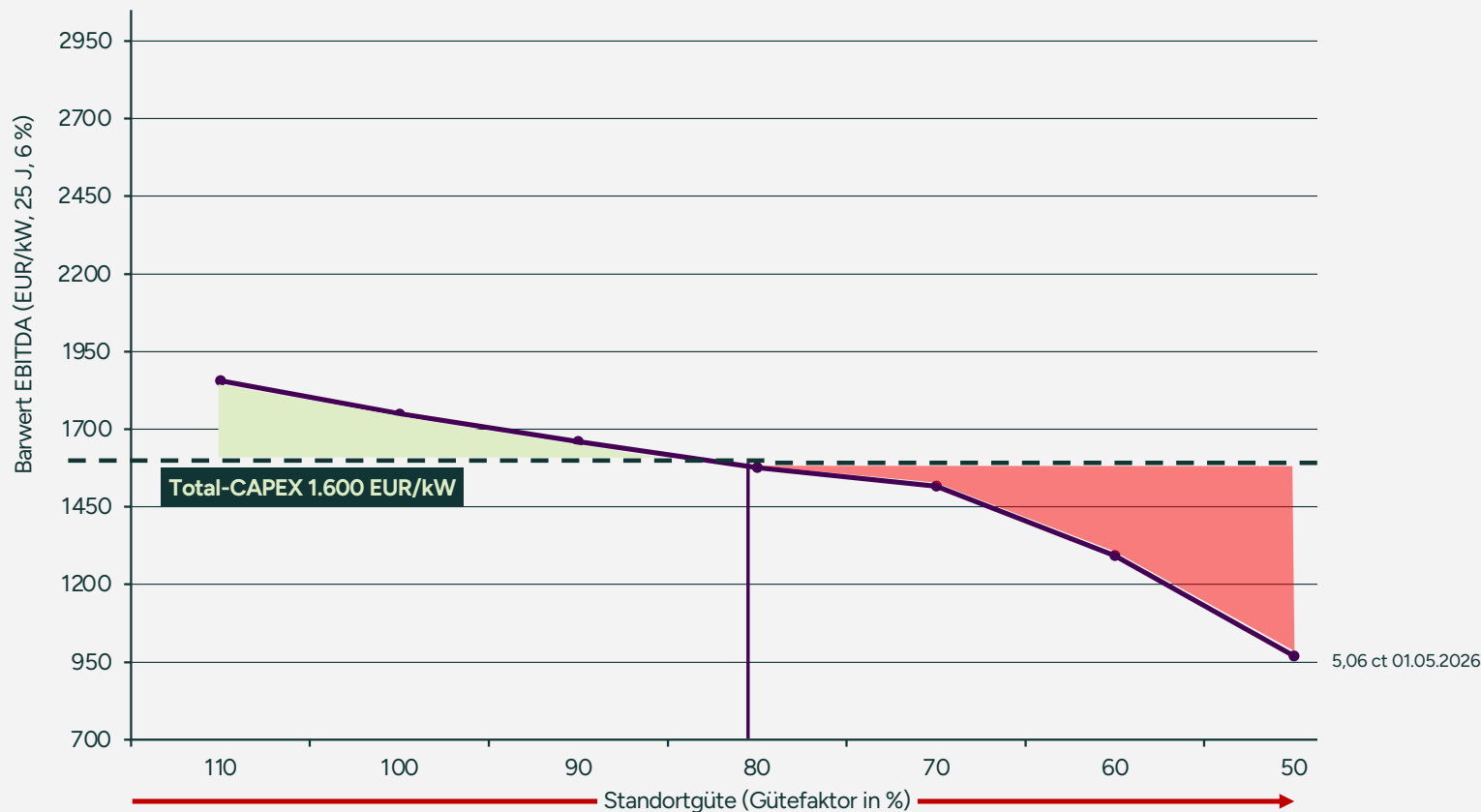
Wenn bei einem ausgeglichenen Verhältnis von Angebot und Nachfrage auch Standorte mit 50 % Güte zuschlagsfähig waren, erhöht sich die Güteanforderung Schritt für Schritt bis auf zZ 80 %.

Annahmen:
Barwert über 25 Jahre (6 %),
Erlös der Jahre 21–25 zu 75 %
des Jahreswertes,
OPEX 22 + 28 × 1,02 = 50,56 EUR/kW-a.

4. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Indikative Analyse Barwert des EBITDA vs. CAPEX

01.05.2026 (5.06 ct)



Quelle: Bundesnetzagentur (Gebotstermine 02/2024–05/2026), eigene Berechnung | Korrekturfaktoren § 36h EEG 2023 | Diskontierung 6 %, 25 Jahre



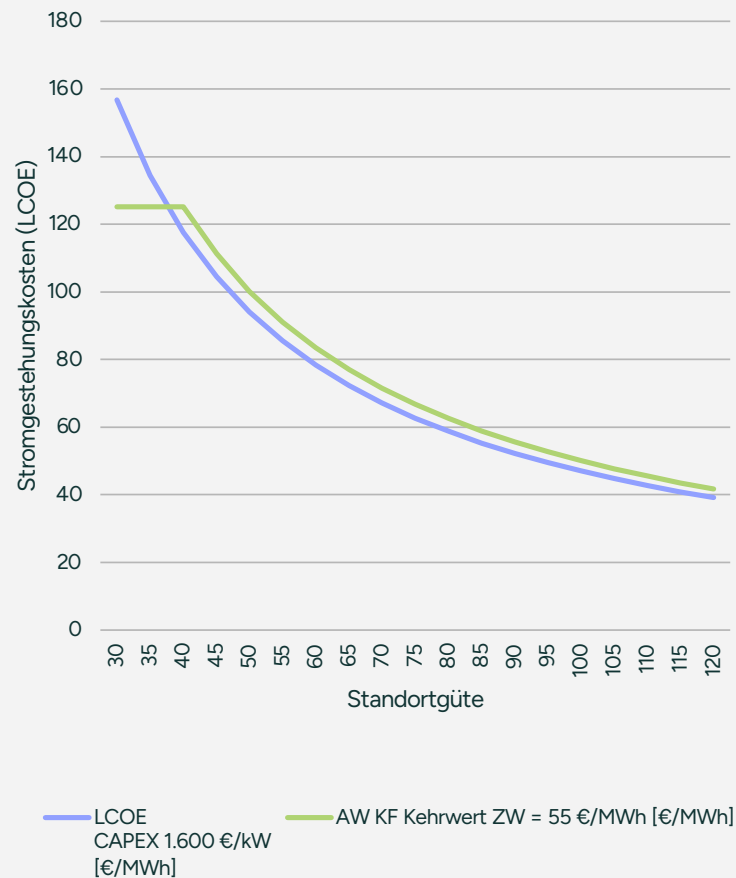
Bei der aktuellen Parametrierung des Korrekturfaktors sind die windstarken Standorte überfördert, während windschwache unterfördert werden.

Die Ergebnisse der Mai-Ausschreibung 2026 zeigen, dass mit sinkenden Zuschlagswerten zwar die **Überförderung** der windstarken Standorte **abnimmt** (grüne Fläche), aber gleichzeitig die **Unterförderung** windschwacher Standorte **zunimmt**. **Standorte unter 80% Standortgüte sind nicht mehr wettbewerbsfähig.**

Annahmen:
Barwert über 25 Jahre (6 %),
Erlös der Jahre 21–25 zu 75 %
des Jahreswertes,
OPEX 22 + 28 × 1,02 = 50,56 EUR/kW-a.

4. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Korrekturfaktor Gesetz vs. Korrekturfaktor Kehrwert (1/Gütefaktor)



Bildet man den **Korrekturfaktor nach dem Kehrwert der Standortgüte (1/Gütefaktor)** entstehen abhängig vom angenommenen Zuschlagswert die grünen Kurven in der Grafik.

- Angenommener **Zuschlagswert** :
 - 55 €/MWh (hellgrüne Kurve)
- Der **untere Grenzwert** der Standortgüte wurde auf **40 %** abgesenkt, so dass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in der Südregion wirtschaftlich möglich wird.

Der **Kehrwert-Korrekturfaktor deckt** die **Stromgestehungskosten** mathematisch **korrekt** bis zu einer Standortgüte von 40 % **ab, ohne Überkompensation** bei höheren Standortgüten. Zusätzlich ist er robust gegenüber CAPEX-Schwankungen.

Voraussetzung ist, dass die dadurch ermöglichte **Erschließung** südlicher Standorte insgesamt **günstiger** bleibt **als** die Alternative: **mehr Ausbau und Erzeugung im Norden plus** der zusätzliche **Netzausbau**, um diesen Strom in den Süden zu transportieren (vgl. Analyse Anhang: Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau).

5. Vier Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb



1. Referenzertragsmodell Anpassung Korrekturfaktor

Maßnahme 1a: Absenkung des unteren Grenzwerts der Standortgüte auf 40 % in der Südregion

Der **untere Grenzwert** der Standortgüte sollte auf **40 %** abgesenkt werden, sodass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in Bayern wirtschaftlich möglich wird.

- Das höher, wirtschaftlich realisierbare Flächenangebot vermeidet zusätzlichen Ausbau **Stromerzeugung im Norden** und **Ausbau Transport Nord Süden**

Maßnahme 1b: Absenkung Grenzwert Standortgüte auf 40 % in der Südregion

- Der Korrekturfaktor muss Strommindererträge durch äquivalent höhere spezifische EEG-Entgelte (anzulegender Wert) vollständig kompensieren.

Anlage 2 EEG 2023 sollte dahingehend reformiert werden, dass der **Korrekturfaktor** als **Kehrwert** der **Standortgüte** definiert wird, um eine Kostendeckung für Projekte im Süden zu gewährleisten.

2. Ausschreibungsgebiete Wind an Land

Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord und Süd **nicht abgebaut** werden.

Maßnahme 2a: Ausschreibungssegment Südregion – 35 %-Quote (3.500 MW/a)

- Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen und weiteren Netzausbau von Nord nach Süd zu vermeiden, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden.
- Das gesetzliche **Ausschreibungsziel von 10.000 MW** jährlich soll im Verhältnis der Regionen aufgeteilt: **65 % Nordquote** (6.500 MW), **35 % Südquote** (3.500 MW).

Maßnahme 2b: Resilienzausschreibungen Südregion

- Darüberhinaus sollte es **zusätzliche Resilienzausschreibungen für die Südregion** geben. Die bestehende Ausbaulücke beträgt rund 20.000 MW. **4.000 MW/Jahr × 5 Jahre** schließen diese Lücke und vermeiden zusätzliche Netzausbaukosten.

Kernaufgabe ist, die Wirksamkeit der Instrumente im EEG2027 für den Ausbau von Windenergie im Süden sicherzustellen. Nur die Kombination aus diesen drei Maßnahmen schafft die strukturellen und langfristigen Voraussetzungen dafür, dass die Potenziale für Windkraftprojekte in Bayern realisiert werden. In Anhang 2 werden die Maßnahmen im Gesetzeswortlaut synoptisch dargestellt.

6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells



Im Referentenentwurf EEG 2027 ist eine Änderung des Referenzertragsmodells vorgesehen. Die Berechnungslogik des Referenzertragsmodells bleibt im Grundsatz erhalten, aber **zwei Änderungen** wurden integriert:

1. Die **Standortgüte** wird in **vier Regionen** **ausdifferenziert** und
2. der **Korrekturfaktor** für die **Südregion** wird **angepasst**.

Bisher: EEG 2023 – § 36h Abs. 1

„Der Korrekturfaktor beträgt 1. oberhalb des Gütefaktors von 150 Prozent 0,79, 2. für Anlagen in der Südregion unterhalb des Gütefaktors von 50 Prozent 1,55 und 3. für sonstige Anlagen unterhalb des Gütefaktors von 60 Prozent 1,42.“

Entwurf EEG 2027 - § 36h Abs. 1

„Die folgenden Stützwerte sind mit der Maßgabe anzuwenden, dass für Anlagen in der Küstenregion nur ein Gütefaktor von 80 Prozent oder höher anzuwenden ist, für Anlagen in der Region Mitte-Nord nur ein Gütefaktor von 70 Prozent oder höher anzuwenden ist, für Anlagen in der Südregion ein Gütefaktor von 50 Prozent oder höher anzuwenden ist und für sonstige Anlagen nur ein Gütefaktor von 60 Prozent oder höher anzuwenden ist:

Gütefaktor	50%	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Korrekturfaktor	1,65	1,42	1,29	1,16	1,07	1	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Begründungsteil zu § 36h (Referenzertragsmodell) S.229 ff.:

[...] Entsprechend wird sich die Einführung der Kompensationsbegrenzung auf eine 80 Prozent Standortgüte bzw. auf einen Korrekturfaktor von maximal 1,16 in der Küstenregion auf die Windparkplanungen und auf das Gebotsverhalten auswirken. In Zukunft dürften deshalb Anlagen mit vergleichsweise geringer Abschattung und geringen genehmigungsrechtlichen Abschaltauflagen sowie auch ansonsten günstigen Stromgestehungskosten eine höhere Wahrscheinlichkeit auf einen Zuschlag haben.

„[...] In den vergangenen Ausschreibungen bei Windenergie an Land lag die Zuschlagswahrscheinlichkeit für Projekte in der Südregion deutlich unterhalb von Projekten in Nord- und Mitteldeutschland. Mit der Erhöhung des Korrekturfaktors erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für einen Zuschlag für Projekte in der Südregion, die eine Standortgüte von weniger als 60 Prozent aufweisen. [...] Es wurde jedoch auch darauf geachtet, dass die Erhöhung unterhalb einer vollständigen Kompensation bleibt, damit der Anreiz auf Projektierung eher windhöffiger Flächen erhalten bleibt.“

In den folgenden Folien werden die Auswirkungen der zwei vorgesehenen Änderungen im Referenzertragsmodell nacheinander analysiert.

6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

1. Analyse der Auswirkung der Ausdifferenzierung in vier Regionen



Methodik

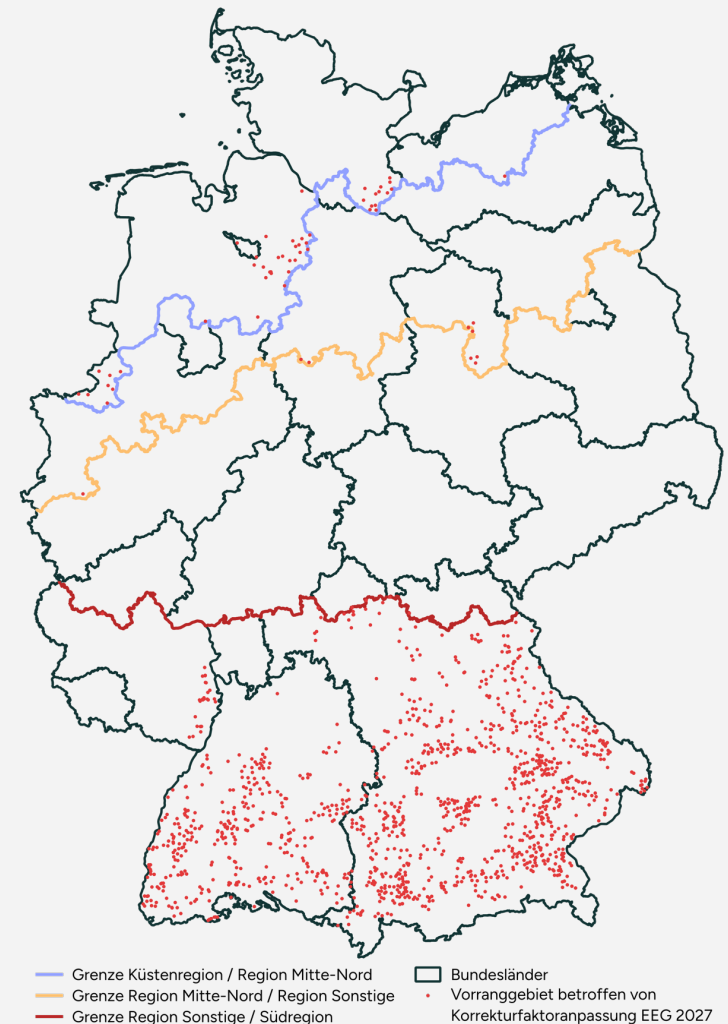
Alle ausgewiesenen Wind-Vorranggebiete Deutschlands (rund 12.300 Einzelflächen aus 140 Regionalplänen, rechtskräftig oder im Entwurf) wurden jeweils einer EEG-Region (Küstenregion, Region Mitte-Nord, Südregion, Sonstige), einem Kreis und einem Bundesland zugeordnet. Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für **alle Vorranggebiete** deutschlandweit die **Standortgüte ermittelt***. Daraus wurde der Korrekturfaktor nach EEG 2023 sowie der Korrekturfaktor nach dem Referentenentwurf EEG 2027 ermittelt.

*Analysebasis: rd. 14.000 Flächen der Regionalplanungen, 4.200 erstellte Windparks ohne Bestandsanlagen.
Standortgüte ermittelt über Windatlas anemos.
*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5

Ergebnis

- **83 % der Flächen unverändert:** Für 6.498 Flächen ändert sich der Korrekturfaktor im neuen Modell nicht.
- **Auswirkungen Südregion:** 47 % aller Südregion-Flächen steigen vom bisherigen Korrekturfaktor 1,55 auf 1,65
- **Auswirkungen Küsten und Mitte-Nord:** <1 % aller Flächen sinkt der Korrekturfaktor

Das Ergebnis zeigt, dass die Unterteilung der Standortgüte in vier Regionen auf die **drei nördlichen Regionen** so gut wie **keine Auswirkungen** hat. Die Reform bewegt zwar formal den Korrekturfaktor für fast die Hälfte der Südregion-Flächen, **verändert** aber die tatsächliche **Zuschlagsfähigkeit** dieser Flächen im Wettbewerb **nicht** (<60% Standortgüte).



6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

1. Analyse der Auswirkung der Ausdifferenzierung in vier Regionen

Der Entwurf des EEG 2027 begründet die Kategorisierung der Gebiete in vier Regionen mit der Anreizwirkung das Gebotsverhalten der Projektentwickler in der Ausschreibung zu verändern.

Hintergrund – Dichte Bebauung als Ertragsstrategie

Die **Standortgüte** wird über den **Standortertrag** (nach Anlage 2 Nr. 7 EEG, Nummer 7.1: "Standortertrag vor Inbetriebnahme") **ermittelt** und dieser Standortertrag bezieht bereits **parkinterne Abschattungsverluste** (Wake-Effekte) **unbegrenzt** mit ein. Dies ist anders als Verluste durch technische Nichtverfügbarkeit, die bereits gesetzlich auf 2% gedeckelt sind.

Damit entsteht folgender **Mechanismus**:

Ein bewusst **dicht geplanter Windpark senkt künstlich** die **Standortgüte** und erhöht den Korrekturfaktor unabhängig von der tatsächlichen Windhöflichkeit des Standorts. Dies führt zu eng geplanten Windparks mit hohen Abschattungsverlusten und höheren Kosten.

Die im Entwurf EEG 2027 vorgesehene Kategorisierung nach Regionen **setzt hier nicht an**:

Sie passt den Korrekturfaktor regional an, ändert aber nichts an der unbegrenzten Anrechnung der Abschattungsverluste selbst (Anlage 2 Nr. 7.1 EEG). Der beschriebene Anreiz zur künstlich dichten Bebauung bleibt damit bestehen, lediglich der Korrekturfaktor ist nach unten in den Regionen begrenzt.

Die Ausdifferenzierung des Korrekturfaktors in vier Regionen ist ein komplexer Eingriff in das Referenzertragsmodell. Dabei ließe sich das eigentliche Problem mit deutlich weniger Aufwand lösen.

Alternative Lösung

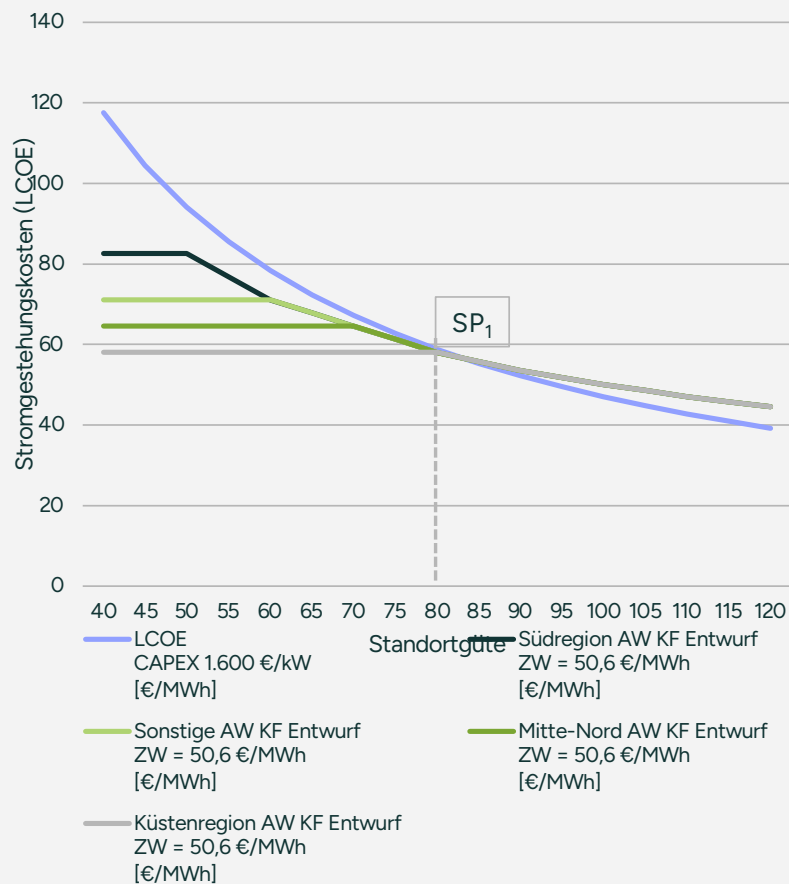
Ergänzung in Anlage 2 Nr. 7.1 EEG:
Abschattungsverluste (Wake-Effekte) werden künftig analog zur technischen Nichtverfügbarkeit gedeckelt (beispielsweise auf 10 %).

Das macht dichtes Bebauen nicht mehr möglich, fördert Effiziente Windparkplanung und senkt die Kosten, ohne die Regionalstruktur des Korrekturfaktors anzufassen.

Anders als die Vier-Regionen-Reform wäre dies nur ein minimalinvasiver Eingriff ins Gesetz. Es wäre eine einzelne, klar begrenzte Ergänzung, die sich einfach und schnell umsetzen ließe.

6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

2. Analyse der Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion



Die neue Vergütungssystematik des §36h EEG 2027 bilden das **Risikoprofil** eines fixkostendominierten Geschäftsmodells immer noch nicht optimal ab. In der Grafik zeigt die Vergütung über den Anzulegenden Wert mit dem Korrekturfaktor gemäß der vorgeschlagenen Gesetzgebung.

Dabei gilt:

- Anzulegender Wert (AW) = Zuschlagswert * Korrekturfaktor
- Angenommener Zuschlagswert = **50,06 €/MWh**

Die Schnittpunkte zeigen die Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung bei angenommenen Zuschlagswert.

Standortgüte %	Anzulegender Wert €/MWh	LCOE €/MWh	Vergütungslücke €/MWh
50%	83,4	94,0	10,6
60%	71,1	77,6	6,5
70%	69,1	71	1,9

Durch die **Anhebung des Korrekturfaktors** bei einer Standortgüte von 50% von 1,55 auf 1,65 wird die Differenz zwischen anzulegendem Wert und den **Stromgestehungskosten** geringer, aber die **strukturellen Vergütungslücken (Unterförderung)** bleiben bei niedrigen Zuschlagswerten **bestehen**.

Bei steigenden Zuschlagswerten reduziert sich die Deckungslücke und **steigt die Überförderung**, weil die Struktur der Wertereihe des Korrekturfaktors fehlwirkend ist.

6. EEG 2027 – Anpassung des Referenzertragsmodells

2. Analyse der Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion



Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung

Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) deutschlandweit die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten deutschlandweit Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen*.

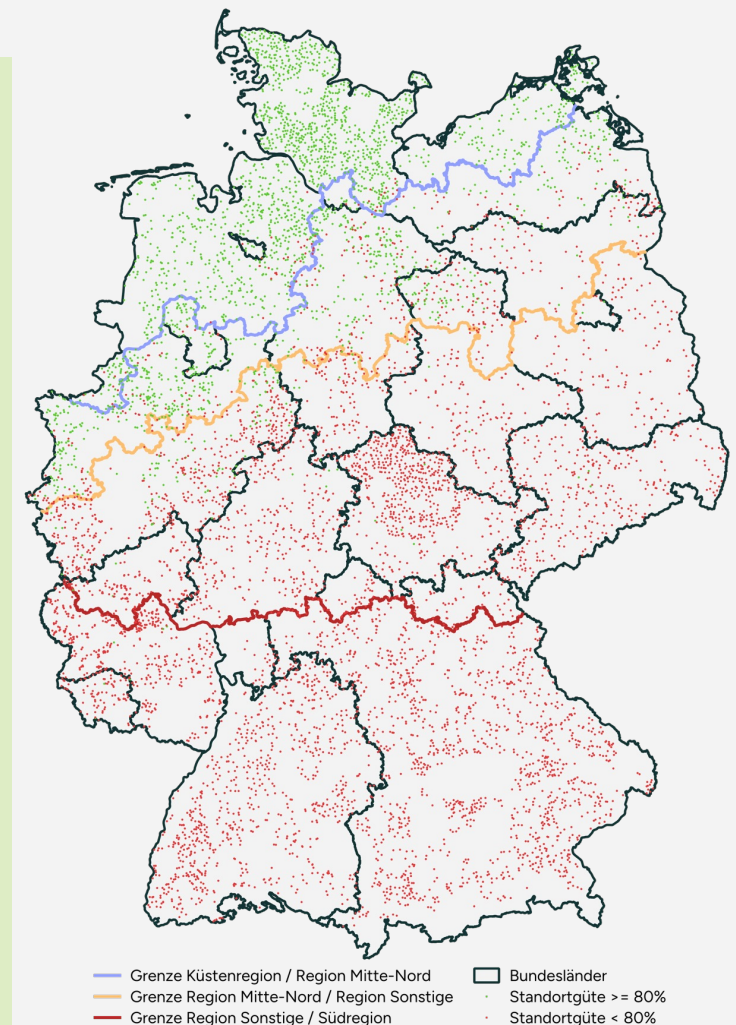
Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2027 **fast alle Standorte in der Südregion** und darüber hinaus **nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten** erfolgt.

Dies ist ein strukturelles Problem, das sich bei niedrigen Zuschlagswerten auf ganz Deutschland auswirkt.

Korrekturfaktor nach Referentenentwurf 2027	
Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
< 80%	310.269,6 MW
>= 80%	118.180,8 MW
Summe:	428.450 MW

*Analysebasis: rd. 14.000 Flächen der Regionalplanungen, 4.200 erstellte Windparks ohne Bestandsanlagen. Standortgüte ermittelt über Windatlas anemos.

*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5



7. Fazit

Wirksamkeit statt Komplexität



Es besteht politische Einigkeit im Ziel, dass Windenergie als wichtiger Baustein des Energiesystems in der Südregion ausgebaut werden muss, um **Energieversorgungsresilienz** und **Klimaschutz sicherzustellen**. Um dies zu erreichen, müssen im EEG 2027 wirksame Maßnahmen geregelt werden. Die Gesetzesbegründung liefert keinerlei Evidenz für die Wirksamkeit der Maßnahmen im RefE. EEG 2027. Demgegenüber zeigen die hier zusammengefassten Analysen, dass diese Maßnahmen im RefE. hinsichtlich einer bedarfsgerechten Stromerzeugung im Süden zu möglichst niedrigen Systemkosten unwirksam sind.

1. Die Vier-Regionen-Kategorisierung ersetzt das bisherige Zwei-Regionen-System (Südregion/sonstige Anlagen) durch vier separate Grenzwerte und Korrekturfaktoranpassungen. Das ist ein **überkomplexer Eingriff** in das **Referenzertragsmodell**, der die Regelungslogik verkompliziert, ohne das gewährleistet ist, dass diese zusätzliche Differenzierung tatsächlich zu **effizienteren Windparkplanungen** führt.

2. Die Anhebung des Korrekturfaktors in der Südregion bleibt in der Höhe unzureichend: Die vollständige Kostendeckung erfolgt nicht und überschreitet der anzulegende Wert die Stromgestehungskosten findet eine Überförderung statt. Die **strukturelle fehlerhafte Parametrierung** des Korrekturfaktors **wird nicht behoben**.

Ziel der Reform sollte stattdessen **Wirksamkeit mit minimalem Eingriff sein**: Statt einer komplexeren Regionalstruktur braucht es Regeln, die Mindererträge 1:1 durch einen entsprechend höheren anzulegenden Wert ausgleicht. Über- und Unterförderung werden damit systematisch beseitigt statt nur regional neu verteilt.

Limitierender Faktor für diesen Ausgleich bleiben die Gesamtsystemkosten: Er ist so lange gerechtfertigt, wie die bedarfsnahe Erzeugung im Süden günstiger bleibt als der zusätzliche Netzausbau und Ersatzausbau im Norden, den ihr Verzicht sonst erzwingt.



Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

+49 172 30 73 126
ben.schlemmermeier@caeli-wind.de



Auguste Möller

Teamlead Portfoliosteuerung

+49 162 38 44 062
auguste.moeller@caeli-wind.de

Caeli Wind GmbH
Mollstraße 32 | 10249 Berlin

+49 30 688 302 300
info@caeli-wind.de

caeli-wind.de

Anhang 1: Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau

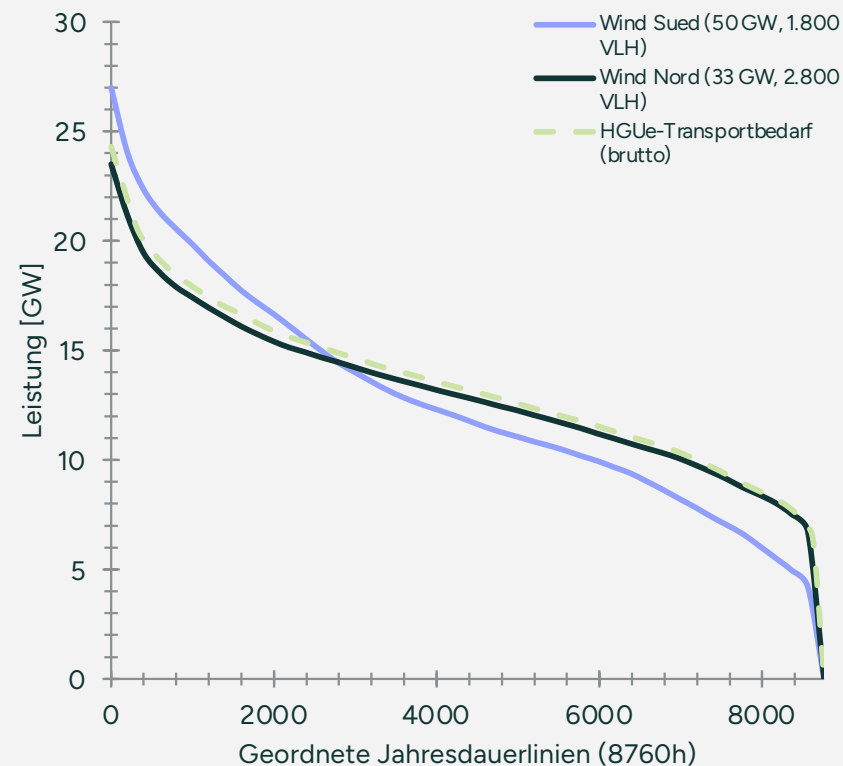
Anhang 1: Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau

Analyse des Mehrbedarfs an HGÜ-Leitungen bei Ausbaustopp in Südregion



Was passiert, wenn 50 GW Windenergie in Süddeutschland komplett wegfallen?

Annahmen	WEA-Typ	Vestas V172-7.2 MW		
	Portfolio-Süd	50 GW / 6.944 WEA / 1.800 Vbh		
	Portfolio Nord:	33 GW / 4.627 WEA / 2.800 Vbh		
	HGÜ-Korridor	2 GW / 750 km / 3,5% Verluste		
	HGÜ-CAPEX:	Erdkabel 9 Mio/km Freileitung 1,8 Mio/km		
	Mix 30/70:	3,7 Mrd EUR / 2-GW-Korridor		
	WEA-CAPEX:	1.600 EUR/kW (all-in)		
	NEP-Trassen	NICHT angerechnet (decken bestehenden Bedarf)		
Kennzahlen Erzeugung & Transport (zusätzl. zum NEP)	Kennzahl	Süd	Nord	HGÜ (zusätzl.)
	Installierte Leistung	50,0 GW	33,3 GW	-
	Anzahl WEA (V172-7.2)	6.944	4.627	-
	Volllaststunden	1.800 h/a	2.800 h/a	-
	Kapazitätsfaktor	20,5%	32,0%	-
	Gleichzeitigkeitsfaktor	54%	73%	-
	Jahresenergie	90 TWh	93,3 TWh	90 TWh netto
	Max. gleichz. Leistung	27 GW	23,5 GW	24,3 GW
	Transportverluste	-	-	3,3 TWh (3,5%)
	Zusätzl. HGÜ-Trassen	-	-	9 x 2 GW = 18 GW
	Zusätzl. Korridore	-	-	+9 (über NEP hinaus)



Nord erzeugt mit 33 GW dieselbe Energie wie Süd mit 50 GW, aber der Transport erfordert 9 zusätzliche HGÜ-Korridore.

Anhang 1: Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau

Analyse des Mehrbedarfs an HGÜ-Leitungen bei Ausbaustopp in Süddeutschland



CAPEX-VERGLEICH (ALLE ZUSÄTZLICH, OHNE NEP-ANRECHNUNG)
90 TWh/a netto Süd in jedem Szenario | HGÜ Mix 30% Erdkabel / 70% Freileitung

Option	WEA N [Mrd]	HGÜ [Mrd]	WEA S [Mrd]	Gesamt [Mrd]	Delta vs Süd
Süd 50 GW (Ref.)	-	-	80,0	80,0	Referenz
Nord 100% + 9 HGÜ	53,3	33,0	0	86,3	+6,3 (+8%)
Nord 95% + 8 HGÜ	50,6	29,3	4,0	84,0	+4,0 (+5%)
Nord 90% + 8 HGÜ	48,0	29,3	8,0	85,3	+5,3 (+7%)
Nord 80% + 7 HGÜ	42,6	25,7	16,0	84,3	+4,3 (+5%)
Sensitivität					
Var. 100% Erdkabel	53,3	67,0	0	120,3	+40,3 (+50%)

Der nicht **in der Südregion bedarfsnah erzeugte Windstrom** muss dafür im Norden erzeugt werden und **nach Süden transportiert** werden.

- Ca. 9 zusätzliche HGÜ-Korridore (18 GW Übertragungsleistung) notwendig
- 50.000 MW fehlender Ausbau im Süden führt zu 33.000 MW Ersatzbedarf im Norden + 24.000 MW HGÜ-Trassen
- Zusätzlicher Investitionsbedarf: **10–40 Mrd. €**
- Außerdem entsteht das Risiko der **Bildung einer eigenen Strompreiszone** Süddeutschland.

Systemkostenvergleich:

Erzeugung Süd < Erzeugung Nord + Transport Nord

Um den **zusätzlichen Netzausbau** zu **vermeiden**, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden. Ein **einmaliges Sonderausschreibungsvolumen** kann die **bestehende Lücke** und die aktuell weiter aufgehende Schere des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion **nicht schließen**.

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen Vier + eine Maßnahme für einen fairen Wettbewerb



Maßnahme 1: Referenzertragsmodell (§ 36h EEG 2027)

Das Referenzertragsmodell soll standortbedingte Mindererträge über den Korrekturfaktor kompensieren. Die geltende Parametrierung aus 2015 unterschätzt die Fixkosten (tatsächlich > 95 %) und überschätzt die variablen Kosten (< 5 %). Die Folge ist eine systematische Unterförderung windschwacher Standorte in Süddeutschland und eine relative Überförderung im Norden. Zwei Korrekturen sind erforderlich:

Maßnahme 1a: Absenkung des unteren Grenzwerts der Standortgüte auf 40 %

§ 36h Abs. 1 EEG 2027

EEG 2023	EEG 2027 – RefE.	Vorgeschlagene Fassung
„...mit dem Korrekturfaktor des Gütefaktors, der nach Anlage 2 Nummer 2 und 7 ermittelt worden ist. Es sind folgende Stützwerte anzuwenden, wobei ein Gütefaktor von weniger als 60 Prozent nur für Windenergieanlagen in der Südregion anzuwenden ist.“	„...Die folgenden Stützwerte sind mit der Maßgabe anzuwenden, dass für Anlagen in der Küstenregion nur ein Gütefaktor von 80 Prozent oder höher, für Anlagen in der Region Mitte-Nord nur ein Gütefaktor von 70 Prozent oder höher, für Anlagen in der Südregion ein Gütefaktor von 50 Prozent oder höher und für sonstige Anlagen nur ein Gütefaktor von 60 Prozent oder höher anzuwenden ist.“	„...für Anlagen in der Südregion ein Gütefaktor von 40 Prozent oder höher anzuwenden ist...“

Begründung: 75 % der Vorranggebiete in Baden-Württemberg und 88 % in Bayern weisen eine Standortgüte unter 66 % auf. Rund 9.000 MW in Baden-Württemberg und rund 21.651 MW in Bayern liegen unter 50 %. Bei einem Grenzwert von 50 % können diese Flächen nicht wirtschaftlich erschlossen werden. Die Absenkung auf 40 % sichert das Flächenbeitragsziel und die Wirtschaftlichkeit.

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen

Vier + eine Maßnahme für einen fairen Wettbewerb



Maßnahme 1b: Neuparametrierung des Korrekturfaktors ($KF = 1/\text{Gütefaktor}$)

§ 36h Abs. 1 Satz 2 EEG 2027

Begründung: Der bisherige Korrekturfaktor kompensiert bei 50 % Standortgüte nur 78 % des Erlösverlustes (20 % Lücke zur Kostendeckung). Die Parametrierung aus 2015 unterschätzt die Fixkosten (> 95 %) und überschätzt die variablen Kosten (< 5 %) im Kompensationsmechanismus. Die Formel $KF = 1/\text{Gütefaktor}$ bildet die 99,6 % Fixkostenstruktur mathematisch korrekt ab, gewährleistet Kostendeckung ab 40 % Standortgüte und vermeidet Überkompensation bei Gütefaktor > 100 %

Gütefaktor	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %+
KF 2023	–	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1,01	1,00	0,99	0,98
KF neu	2,50	2,00	1,667	1,429	1,250	1,111	1,000	0,909	0,833	0,769

Begründung: Der bisherige Korrekturfaktor kompensiert bei 50 % Standortgüte nur 78 % des Erlösverlustes (20 % Lücke zur Kostendeckung). Die Parametrierung aus 2015 unterschätzt die Fixkosten (> 95 %) und überschätzt die variablen Kosten (< 5 %) im Kompensationsmechanismus. Die Formel $KF = 1/\text{Gütefaktor}$ bildet die 99,6 % Fixkostenstruktur mathematisch korrekt ab, gewährleistet Kostendeckung ab 40 % Standortgüte und vermeidet Überkompensation bei Gütefaktor > 100 %.

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen

Vier + eine Maßnahme für einen fairen Wettbewerb



Maßnahme 2: Ausschreibungsgebiete (§ 28 und § 28e EEG 2027)

Das bestehende Ausschreibungsdesign im EEG führt zu einer strukturellen Konzentration des Windenergieausbaus in Norddeutschland, schwächt die regionale Versorgungssicherheit in Süddeutschland und zieht erheblichen weiteren Stromnetzausbau von Nord nach Süd nach sich. Zwei Korrekturen sind erforderlich:

Maßnahme 2a: Ausschreibungssegment Südregion – 35 %-Quote (3.500 MW/a)

§ 28 EEG 2027

EEG 2023	EEG 2027 – RefE.	Vorgeschlagene Fassung (Ergänzung)
(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt 1. im Jahr 2023 12 840 Megawatt zu installierende Leistung und 2. in den Jahren 2024 bis 2028 jeweils 10 000 Megawatt zu installierende Leistung. Das Ausschreibungsvolumen wird jeweils gleichmäßig auf die Gebotstermine eines Kalenderjahres verteilt.	„(1) Die Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land finden im Jahr 2027 zu den Gebotsterminen am 1. Februar, 1. Mai und 1. November und in den Jahren 2028 bis 2032 jeweils zu den Gebotsterminen am 1. Mai, 1. August und 1. November statt. (2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt 1. in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 15.000 Megawatt , 2. im Jahr 2029 12.000 Megawatt und 3. in den Jahren 2030 bis 2032 jeweils 10.000 Megawatt zu installierende Leistung.“	„(2) ... Davon entfallen 35 Prozent auf Windenergieanlagen an Land in der Südregion im Sinne des § 36h Absatz 2 und 65 Prozent auf Windenergieanlagen an Land außerhalb der Südregion. Die Aufteilung ist bei jedem der drei Gebotstermine eines Kalenderjahres gesondert anzuwenden.“

Begründung: 35 % des deutschen Strombedarfs entstehen in Süddeutschland. Dem steht ein Anteil von nur 14 % an der Windstromerzeugung gegenüber. Die Aufteilung des gesetzlichen Ausschreibungsziels von 10.000 MW/Jahr in eine Nordquote (65 %, 6.500 MW) und eine Südquote (35 %, 3.500 MW) orientiert sich am regionalen Strombedarf und stellt sicher, dass der Ausbau bedarfsnah gesteuert wird. Nur eine dauerhafte regionale Steuerung – nicht ein einmaliges Sonderausschreibungsvolumen – kann die bestehende Lücke und die aktuell weiter aufgehende Schere des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion schließen.

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen

Vier + eine Maßnahme für einen fairen Wettbewerb



Maßnahme 2b: Resilienzausschreibung Südregion – 4.000 MW/Jahr für 5 Jahre

§ 28e Abs. 1 und 2 EEG 2027 (Nr. 36 des Gesetzentwurfs)

Ergänzung § 28e Abs. 1: Neue Nr. 1a: „für Windenergieanlagen an Land ausschließlich in der Südregion i. S. d. § 36h Abs. 2 in den Jahren 2027 bis 2031 jeweils zum Gebotstermin am 1. November,“

EEG 2027 – RefE.	Vorgeschlagene Fassung
Die §§ 28e bis 28g werden durch den neuen § 28e „Resilienzausschreibungen“ ersetzt: „(1) Die Resilienzausschreibungen nach § 39n finden ... statt 1. für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2027 zum Gebotstermin am 1. August und in den Jahren 2028 bis 2032 jeweils zum Gebotstermin am 1. Februar und 2. für Solaranlagen des ersten Segments ... jeweils zum Gebotstermin am 1. September. (2) Das Ausschreibungsvolumen ... beträgt ... in den Jahren 2027 bis 2029 jeweils 4.000 Megawatt zu installierende Leistung, die sich wie folgt verteilen: 1. ...“	Ergänzung in § 28e Abs. 2: „...die sich wie folgt verteilen: 1a. für Windenergieanlagen an Land ausschließlich in der Südregion i. S. d. § 36h Absatz 2: 4.000 Megawatt jährlich in den Jahren 2027 bis 2031 ... “

Begründung: Die bestehende Ausbaulücke beträgt rund 20.000 MW. 4.000 MW/Jahr × 5 Jahre schließen die Lücke. Die regionale Beschränkung auf die Südregion vermeidet 10–40 Mrd. € Netzausbaukosten, stärkt die Versorgungssicherheit und ist mit Art. 26 VO (EU) 2024/1735 (NZIA) vereinbar.

Anhang 2: Vorschläge für wirksame Maßnahmen

Vier + eine Maßnahme für einen fairen Wettbewerb



Maßnahme 3:

Ergänzung in Anlage 2 Nr. 7.1 EEG: Abschattungsverluste

EEG 2023	Vorgeschlagene Fassung (Ergänzung)
7.1. Der Standortertrag vor Inbetriebnahme wird aus dem Bruttostromertrag abzüglich der Verlustfaktoren ermittelt. Der Bruttostromertrag ist der mittlere zu erwartende Stromertrag einer Windenergieanlage an Land, der sich auf Grundlage des in Nabenhöhe ermittelten Windpotenzials mit einer spezifischen Leistungskurve ohne Abschläge ergibt. Verlustfaktoren sind Strommindererträge aufgrund von a) Abschattungseffekten, b) fehlender technischer Verfügbarkeit der Anlage in Höhe von höchstens 2 Prozent des Bruttostromertrags, ..."	...aufgrund von a) Abschattungseffekten der Anlage in Höhe von höchstens 10 Prozent des Bruttostromertrags, b) fehlender technischer Verfügbarkeit der Anlage in Höhe von höchstens 2 Prozent des Bruttostromertrags, ..."

Begründung: Ein bewusst dicht geplanter Windpark senkt künstlich die Standortgüte und erhöht den Korrekturfaktor unabhängig von der tatsächlichen Windhöufigkeit des Standorts. Dies führt zu eng geplanten Windparks mit hohen Abschattungsverlusten und höheren Kosten. Begrenzt man die Abschattungsverluste, nimmt es die Möglichkeit des dichten Bebauens. Windparks werden effizienter gebaut und Kosten sinken.