

Windenergie in Baden-Württemberg

Warum der aktuelle Regulierungsrahmen den Ausbau
im Süden verhindert

8. Mai 2026

Worum geht es? Zusammenfassung



Die regionalen Planungsgemeinschaften in Baden-Württemberg haben rechtskräftig oder im Entwurf der Regionalpläne Windvorranggebiete (VRG) weitgehend flächendeckend ausgewiesen. Die **planerischen Voraussetzungen für den Windenergieausbau in der Südregion** werden damit **formal erfüllt**. Der geltende Regulierungsrahmen des EEG und der vorliegende Entwurf der EEG-Novelle 2027 der Bundesregierung macht diese Flächen allerdings **wirtschaftlich nicht nutzbar**. Im Referenzertragsmodell des EEG sind **windschwache Standorte** in der Südregion gegenüber windstarken Nord-Standorten **systematisch benachteiligt**. Der standortbedingte Minderertrag wird nicht ausreichend kompensiert, sodass Projekte im Süden **flächendeckend nicht kostendeckend realisierbar** sind. Die EEG-Ausschreibungsergebnisse spiegeln das wider: **Zuschläge gehen nahezu ausschließlich in den Norden**.

In der Konsequenz bedeutet dies, Windstrom, der nicht **bedarfsnah im Süden erzeugt** wird, muss stattdessen im Norden produziert und über weite Strecken transportiert werden. Die dafür notwendigen Netzausbauinvestitionen übersteigen die Erzeugungskosten in Süddeutschland. Dies ist eine volkswirtschaftliche Fehlsteuerung.

Um die **Resilienz unseres Energiesystems zu stärken** und **weiteren** teuren **Stromnetzausbau** von Nord- nach Süddeutschland zu **vermeiden**, soll der Ausbau der erneuerbaren Energien am zukünftigen Strombedarf in Baden-Württemberg bemessen und zuverlässig gesteuert werden.

Mit einer Bundesratsinitiative soll in Bezug auf die Novellierung des EEG für Windenergie an Land

- **zwei Ausschreibungsgebiete Nord- und Südregion** definiert und das gesetzliche Ausschreibungsziel mit einer Quote iHv 35 % (3.500 MW/a) in Süddeutschland realisiert sowie die bestehende Ausbaulücke (rund 20.000 MW) innerhalb von 5 Jahren durch ergänzende Ausschreibungsvolumina iHv 4.000 MW jährlich geschlossen werden.
- im Referenzertragsmodell § 36h EEG der **untere Grenzwert des Gütefaktors für die Südregion auf 40 % abgesenkt** und der **Korrekturfaktor** der Standortgüte mit der Formel $\text{Korrekturfaktor} = 1/\text{Gütefaktor}$ **bestimmt** werden.

Agenda

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020
2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 - Was bedeutet das für Baden-Württemberg?
3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor
4. Bedarfsnaher Erzeugung statt Netzausbau
5. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020



GoelWind

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020

Preisbildungsmechanismus im Ausschreibungsverfahren

1. Ausschreibungsverfahren

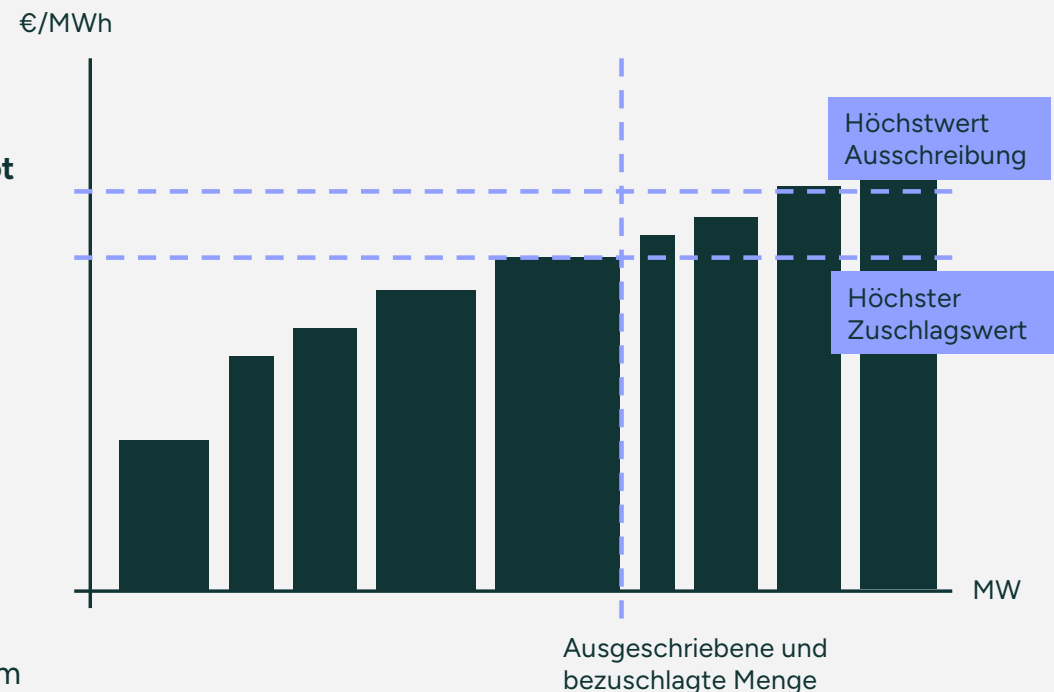
- **Ausschreibungsvolumen:** Die Bundesnetzagentur (BNetzA) legt das Volumen für eine Ausschreibungsrunde (z. B. MW für Wind) fest.
- **Gebote:** Anlagenbetreiber oder Projektierer reichen Gebote ein, in denen sie angeben, welchen Förderbetrag (€/MWh) sie benötigen, um ihr Projekt wirtschaftlich zu realisieren.

2. Preismechanismen

- **Pay-as-bid-Verfahren:** Im EEG-Ausschreibungsverfahren kommt das **Pay-as-bid-Verfahren** zum Einsatz: **Jedes erfolgreiche Gebot erhält den Zuschlag zum gebotenen Preis.** Der gebotene Wert bildet später die Höhe der Förderung für die jeweilige Anlage (Marktprämie/Tarif).
- **Höchstwert (Deckel):** Die BNetzA gibt einen **Höchstwert** vor, den kein Gebot überschreiten darf. Wer zu viel fordert, wird ausgeschlossen.

3. Zuschlagsfindung & Folge

- Die günstigsten Gebote werden bis zur ausgeschriebenen Menge bezuschlagt. **Rangfolge:** Nach Preis, ggf. Losverfahren bei Preisgleichheit. Schließlich werden die Zuschlagswerte veröffentlicht.
- **Folge:** Jeder Anlagenbetreiber bekommt die Förderung, die seinem eigenen Gebot entspricht, für die gesamte Zuschlagsdauer (meist 20 Jahre) – unabhängig vom Preis anderer Bieter.



1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungswettbewerbs um EEG-Entgelte

Der **Genehmigungstau** 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:

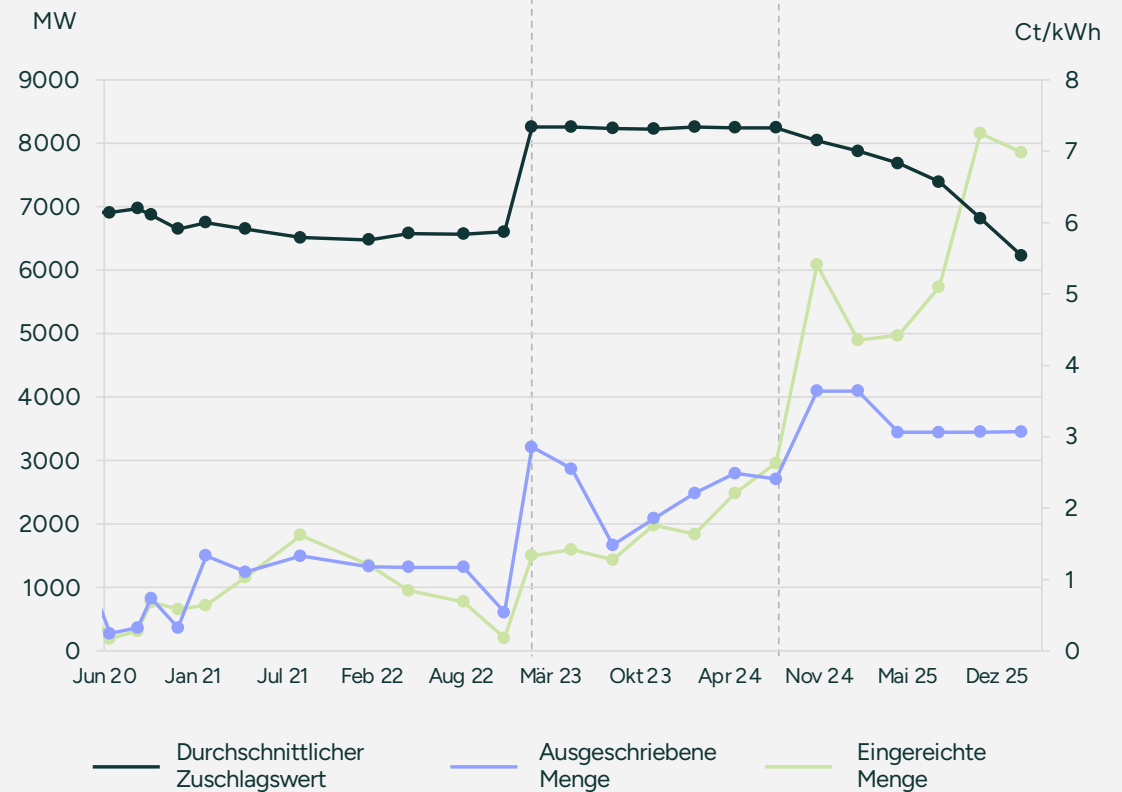
- Anfang 2024 noch Zuschläge von 73,5 €/MWh
- durchschnittliche Wert November 2025 60,6 €/MWh

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

Solange es Überzeichnungen gibt wird intensiver Wettbewerb anhalten.

Angepasste Höchstwerte zur Kompensierung gestiegener Capex und Zinsen

Vielzahl an Genehmigungen führt zu Überangebot; Verkäufermarkt wird zu Käufermarkt



2. Letzte Ausschreibung
Februar 2026 – Was
bedeutet das für
Baden-Württemberg?

2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Was bedeutet das für Baden-Württemberg

EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026

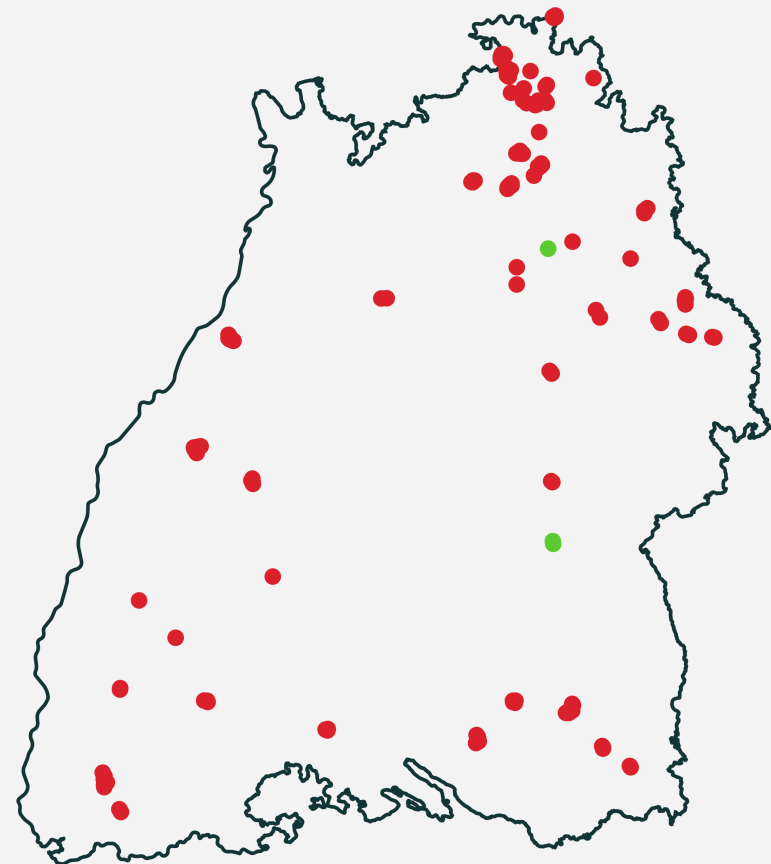
Durchschnittlicher Zuschlagswert	Ct/kWh	5,54
Höchster Zuschlagswert	Ct/kWh	5,64
Ausgeschriebene Menge	MW	3.455
Eingereichte Menge	MW	7.858
Überangebot	MW	4.413

EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026 BaWü

Anzahl Gebote		34
Gebotsmenge	MW	251
Anzahl Zuschläge		3
Zuschlagsmenge	MW	24
Anzahl WEA mit BImSchG-Genehmigung ohne Zuschlag*		148
Leistung der Genehmigten WEA ohne Zuschlag*	MW	933

Fazit: Nahezu **keine Zuschläge gehen nach Baden-Württemberg.**

*Quelle: Marktstammdatenregister der BNetzA



● Anlagen mit Zuschlag ● Anlagen ohne Zuschlag (mit Genehmigung)

2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Was bedeutet das für Baden-Württemberg?

35%

des deutschen
Strombedarfs
entstehen in
Süddeutschland

14%

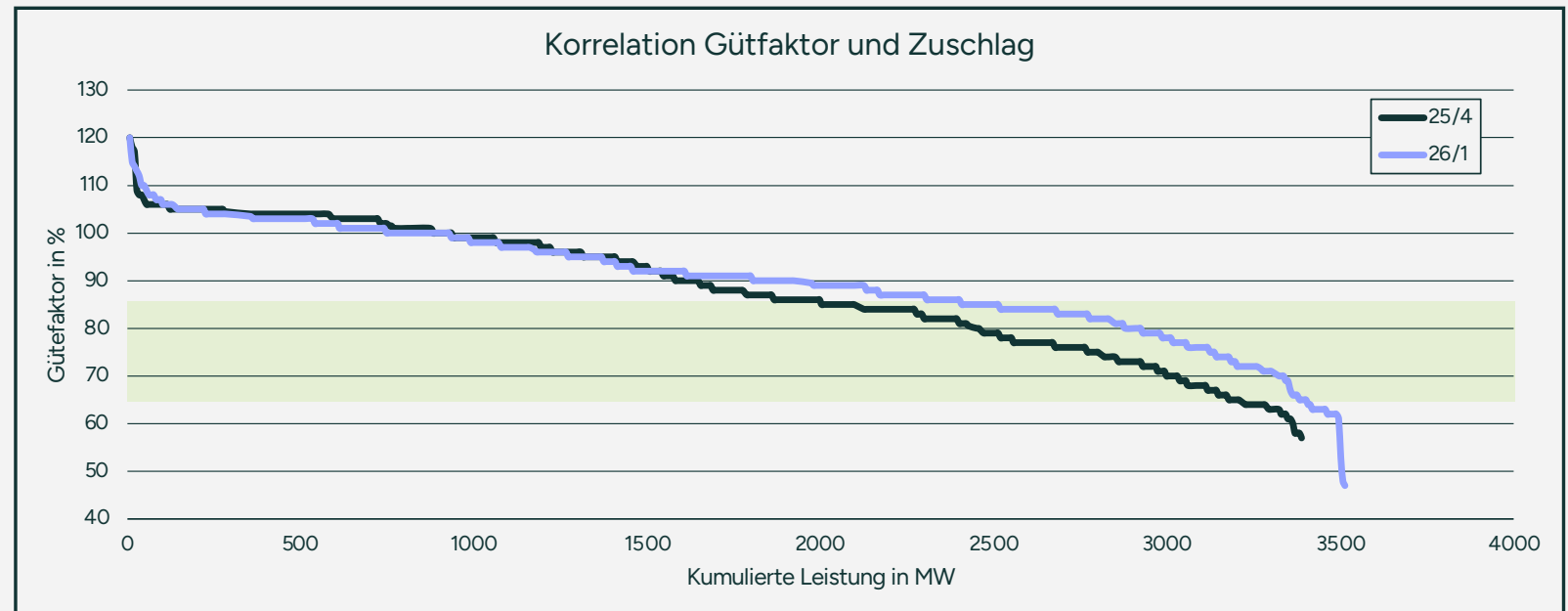
des deutschen
Windstroms wird in
Süddeutschland
erzeugt

≈ **20.000 MW**

**Windenergie-
Ausbaulücke** in
Süddeutschland

Schlussfolgerungen

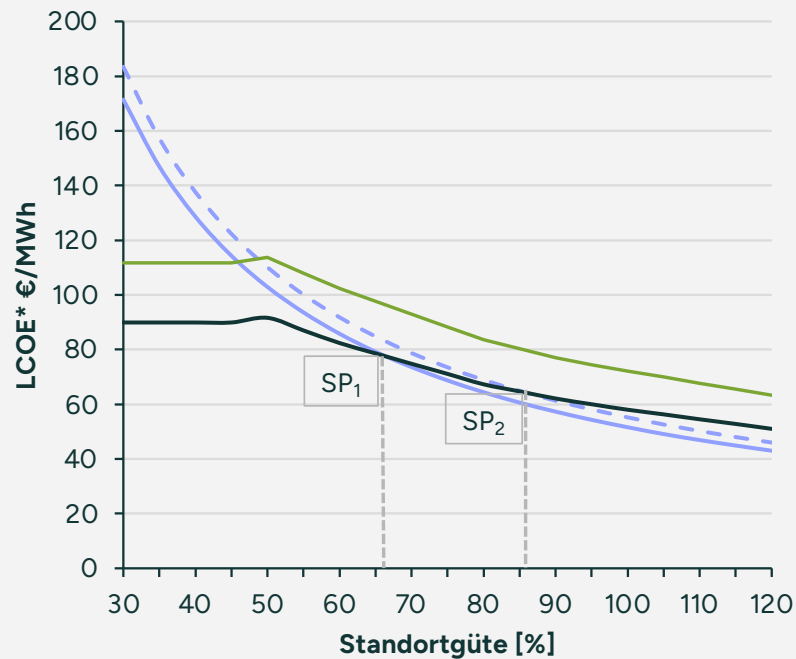
1. Bei aktuellen Zuschlagswerten sind **süddeutschen Standorte nicht** mehr **wettbewerbsfähig** (Standortgüte oft <70 %).
2. Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord- und Südregion **nicht abgebaut** werden.
3. Aufgrund der **geringen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



Die Ursache: Der
Korrekturfaktor

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

LCOE vs. Anzulegender Wert - Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung



- LCOE 1.600 €/kW
- - LCOE 1.750 €/kW
- AW KF Gesetz (§ 36h EEG) (58 €/MWh)
- AW KF Gesetz (§ 36h EEG) (72€/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 = 58 €/MWh

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

	Bei CAPEX 1.600 €/kW (SP ₁)	Bei CAPEX 1.750 €/kW (SP ₂)
Standortgüte (%)	66,5	85,8
Korrekturfaktor _{gesetzl.}	1,336	1,107
AW / LCOE (€/MWh)	77,5	64,2

Die Grafik macht deutlich, dass **alle Standorte unterhalb 86 % Standortgüte** strukturell **nicht kostendeckend** vergütet werden. Alle Standorte zwischen **66-86%** können **nur bei niedrigen Kosten** vergütet werden, während alle Projekte mit einer **Standortgüte unter 66% unwirtschaftlich** sind.

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Den Süden nicht aufgeben - Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung

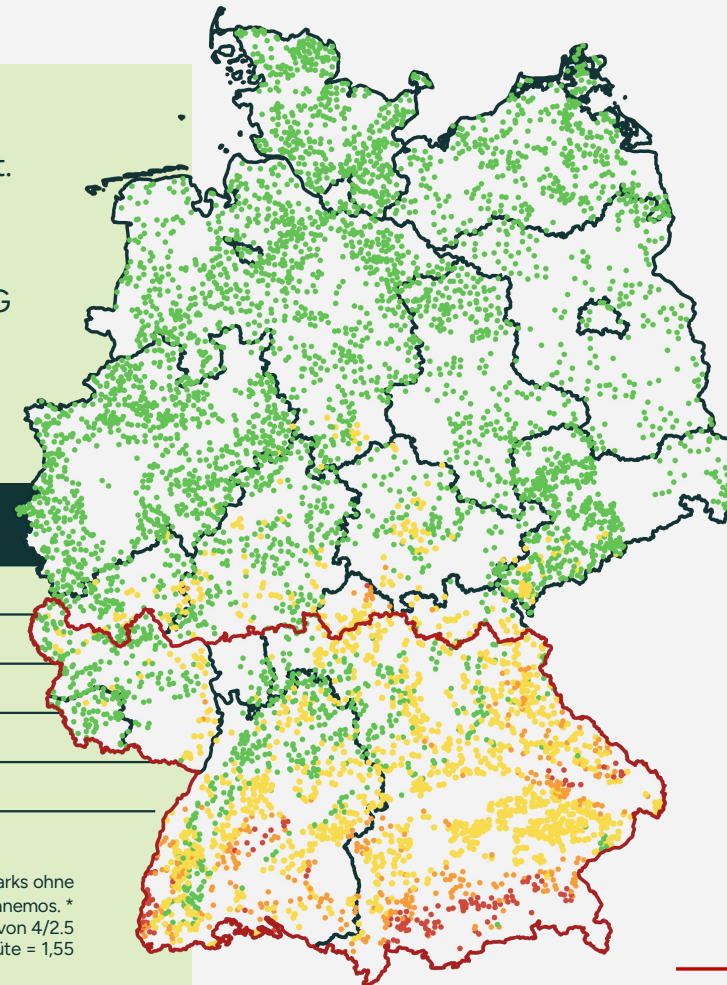
Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) deutschlandweit die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten deutschlandweit Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in der Südregion** und darüber hinaus **nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	9.540 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	21.348 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	79.905 MW
> 1.600	>= 66%	301.126 MW
Summe:		411.919 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 Verschattungparametern von 4/2,5
**inklusive angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 <50 % Standortgüte = 1,55



— Südregion (EEG 2023)

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung – Baden-Württemberg



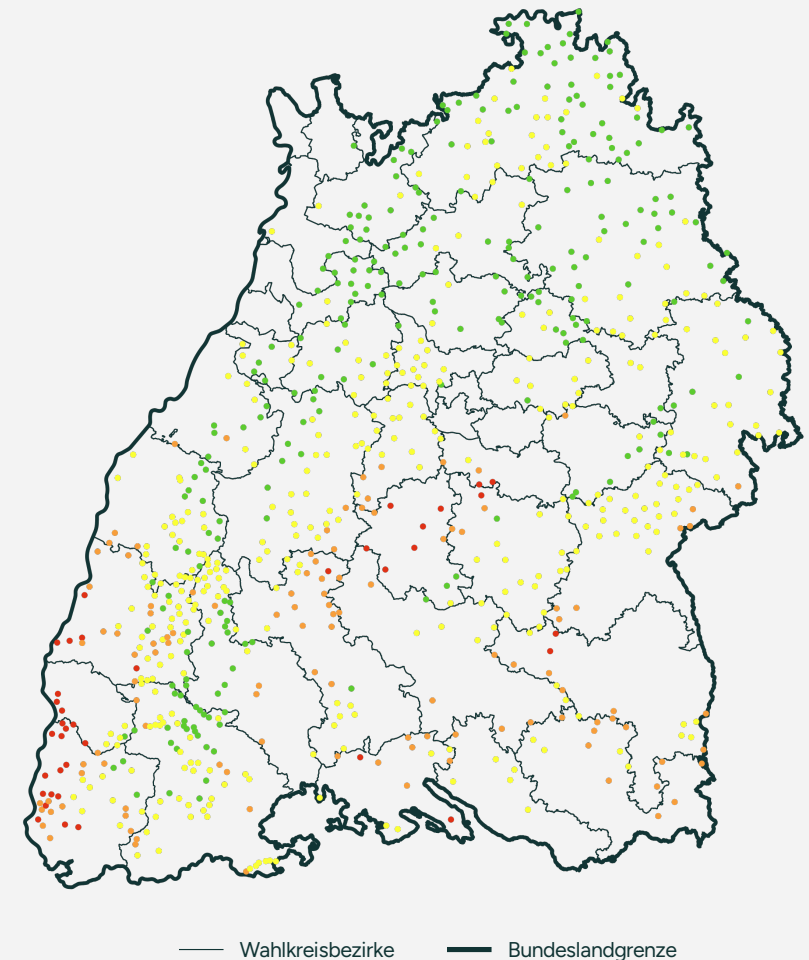
Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) in Baden-Württemberg die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in Baden-Württemberg nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	1.886 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	7.106 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	23.566 MW
> 1.600	>= 66%	10.613 MW
Summe:		43.171 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
**inklusive angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 <50 % Standortgüte = 1,55



3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor



Aufschlüsselung der Ergebnisse nach Wahlkreisen Baden-Württemberg

Wahlkreisbezirk		Standortgüte < 40%	Standortgüte >= 40% und < 50%	Standortgüte >=50% und < 66%	Standortgüte >= 66%	Summe
		in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
1	Aalen – Heidenheim	-	136,8	2.203,2	540	2.880
2	Backnang – Schwäbisch Gmünd	-	-	309,6	302,4	612
3	Biberach	86,4	576	676,8	-	1.339,2
4	Böblingen	-	223,2	871,2	-	1.094,4
5	Bodensee	-	115,2	280,8	-	396
6	Bruchsal – Schwetzingen	-	-	28,8	280,8	309,6
7	Calw	-	108	1.389,6	784,8	2.282,4
8	Emmendingen – Lahr	324	302,4	2.253,6	93,6	2.973,6
9	Freiburg	201,6	100,8	115,2	7,2	424,8
10	Göppingen	-	-	230,4	417,6	648
11	Heidelberg	-	-	-	396	396
12	Heilbronn	-	-	338,4	698,4	1.036,8
13	Karlsruhe-Land	-	-	194,4	662,4	856,8
14	Konstanz	57,6	302,4	295,2	-	655,2
15	Lörrach – Müllheim	417,6	381,6	1.108,8	36	1.944
16	Ludwigsburg	-	-	590,4	21,6	612
17	Neckar-Zaber	-	-	64,8	208,8	273,6
18	Nürtingen	21,6	64,8	21,6	-	108

*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5 auf Flächen der Regionalplanungen | **angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 = 1,55

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor



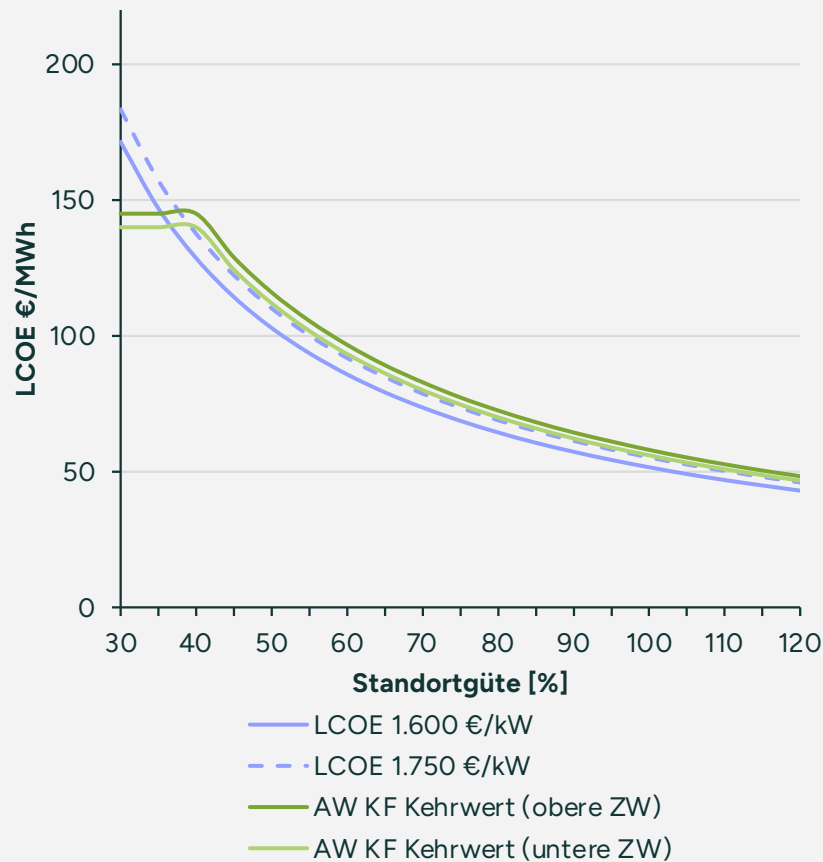
Aufschlüsselung der Ergebnisse nach Wahlkreisen Baden-Württemberg

Wahlkreisbezirk		Standortgüte < 40%	Standortgüte >= 40% und < 50%	Standortgüte >=50% und < 66%	Standortgüte >= 66%	Summe
		in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
19	Odenwald – Tauber	-	-	2.476,8	2.448	4.924,8
20	Offenburg	-	50,4	633,6	187,2	871,2
21	Pforzheim	-	-	518,4	295,2	813,6
22	Rastatt	-	64,8	381,6	316,8	763,2
23	Ravensburg	-	914,4	151,2	-	1.065,6
24	Reutlingen	50,4	151,2	1.317,6	28,8	1548
25	Rhein-Neckar	-	-	79,2	878,4	957,6
26	Rottweil – Tuttlingen	21,6	1.281,6	432	43,2	1.778,4
27	Schwäbisch Hall – Hohenlohe	-	-	1.260	1.195,2	2.455,2
28	Schwarzwald-Baar	-	237,6	547,2	208,8	993,6
29	Stuttgart II	-	-	-	7,2	7,2
30	Tübingen	705,6	144	129,6	36	1.015,2
31	Ulm	-	360	2.426,4	-	2.786,4
32	Waiblingen	-	72	208,8	14,4	295,2
33	Waldshut	-	432	1.447,2	453,6	2.332,8
34	Zollernalb – Sigmaringen	-	1.087,2	583,2	50,4	1.720,8
35-38	Esslingen, Karlsruhe-Stadt, Mannheim, Stuttgart I	-	-	-	-	-
Summe		1.886	7.106	23.566	10.613	43.171

*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5 auf Flächen der Regionalplanungen | **angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 = 1,55

3. 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.

- Angenommene **Zuschlagswerte** :
 - 56 €/MWh (hellgrüne Kurve),
 - 58 €/MWh (dunkelgrüne Kurve)
- Der **untere Grenzwert** der Standortgüte wurde auf **40 %** abgesenkt, so dass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in Baden-Württemberg wirtschaftlich möglich wird.

Der neue Korrekturfaktor (Kehrwert) bildet **99,6 % Fixkosten mathematisch korrekt ab** und deckt die **Stromgestehungskosten** auch **unter 66% Standortgüte**

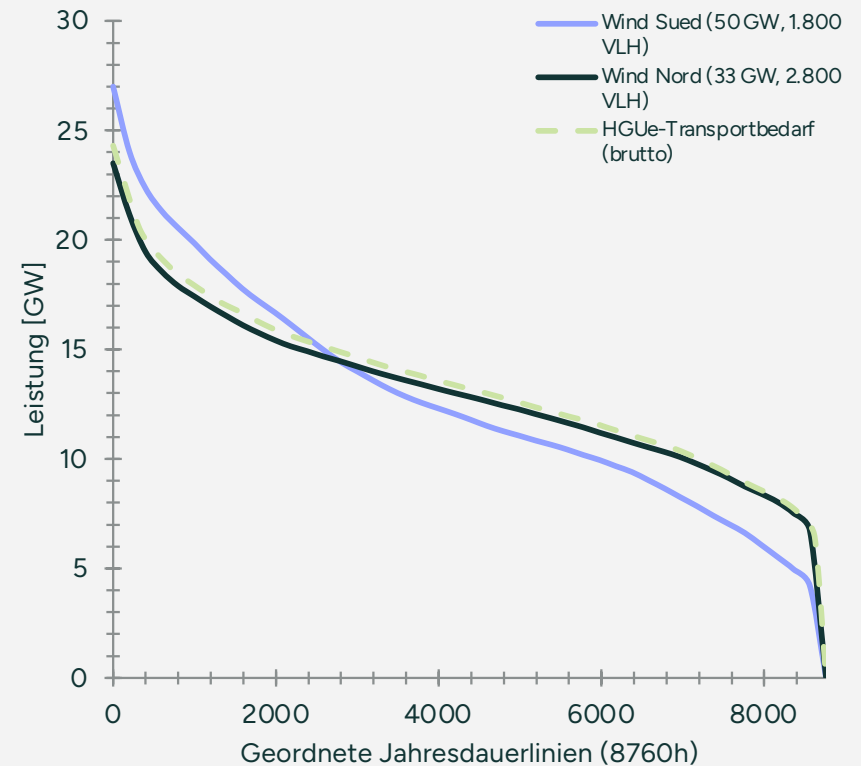
- Eine Kostendeckung ab $\geq 40\%$ Standortgüte würde mit angepassten Korrekturfaktor robust gegen CAPEX-Variationen laufen
- Zusätzlich findet keine Überkompensation bei Standortgüte $> 100\%$ statt

4. Bedarfsnahe
Erzeugung statt
Netzausbau

4. 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.

4. 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**.

5. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

5. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

1. Referenzertragsmodell Anpassung Korrekturfaktor

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. Absenkung Grenzwert Standortgüte auf 40 % in der Südregion

Zusätzlich sollte der **untere Grenzwert** der Standortgüte 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**

3. Zwei Ausschreibungsgebiete Wind an Land

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

Um die Versorgungssicherheit in Bayern zu erhöhen und weiteren Netzausbau von Nord nach Süd zu vermeiden, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden.

- Nur eine **nachhaltige Steuerung des Zuwachses für Windenergie** an Land in **Süddeutschland** vermeidet zusätzlichen Ausbau im Norden und Netzausbau Nord-Süd nachhaltig.
- Ein **einmaliges Sonderausschreibungsvolumen** kann die **bestehende Lücke** und die **aktuell weiter aufgehende Schere** des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion **nicht schliessen**.
- Das gesetzliche **Ausschreibungsziel von 10.000 MW** jährlich soll im Verhältnis der Regionen aufgeteilt: **65 % Nordquote** (6.500 MW), **35 % Südquote** (3.500 MW).

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



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