

Standortsteuerung des Windenergieausbaus an Land durch das Referenzertragsmodell

Analyse und Diskussionsbeitrag

1 Kurzzusammenfassung

Der Großteil der Windenergieanlagen in Deutschland befindet sich im windreichen Norden des Landes. Eine regional gleichmäßigere Verteilung ist jedoch wichtig, um den Netzausbaubedarf zu verringern, die Kosteneffizienz der Energiewende zu steigern und die Systemdienlichkeit zu verbessern. Das Referenzertragsmodell als Teil der Fördersystematik für die Windenergie an Land beinhaltet einen Ausgleichsmechanismus, nach dem Standorte mit höherer Standortgüte (windstärkere Standorte) weniger stark gefördert werden als windschwächere. Die vorliegende Analyse untersucht die Wirksamkeit dieser im Referenzertragsmodell verankerten Standortsteuerung und diskutiert mögliche Weiterentwicklungen.

In der Südregion gilt nach Referenzertragsmodell derzeit ein Standortgütegrenzwert von 50 %, unterhalb dessen die Förderung nicht weiter ansteigt. Außerhalb der Südregion erfolgt eine Differenzierung oberhalb eines Standortgütegrenzwerts von 60 %. Diese regionale Unterscheidung wurde eingeführt, um den unterschiedlichen Windbedingungen in Süden und Norden Rechnung zu tragen. Die Analysen zeigen: Ohne diese Regelung wären fast zwei Drittel der bisher adressierten Windenergiegebietsfläche in der Südregion aufgrund der Windbedingungen nicht wirtschaftlich nutzbar. Eine Absenkung des Standortgütegrenzwerts von 50 % auf 40 % würde hingegen die wirtschaftlich nutzbare Fläche dort um ca. 30 % erhöhen und somit die Nutzbarkeit der Windenergiegebiete deutlich steigern. Dies könnte den Wettbewerb in den Ausschreibungen erhöhen und durch mehr Südanlagen langfristig zu einer Entlastung der Stromnetze führen.

Die Kurzstudie untersucht außerdem die Einführung einer zusätzlichen Nordregion mit eigener Korrekturfaktorkurve, analog zur Südregion, mit einem Standortgütegrenzwert von über 60 %. Eine solche Regelung würde im Norden bestehende Anreize für ineffiziente Parkauslegungen mit sehr enger Bebauung und folglich größerer gegenseitiger Verschattung verringern, so die Anlagenauslastung (Volllaststunden) erhöhen, den Förderbedarf der Anlagen senken und durch die resultierende geringere Konzentration der Anlagenleistung ebenfalls zur Entlastung der Stromnetze beitragen.

2 Hintergrund

Eine homogene Verteilung der Windenergie in Deutschland ist im Hinblick auf Systemdienlichkeit und Kosteneffizienz unter anderem aus folgenden Gründen als vorteilhaft anzusehen:

- ▶ Geringerer Netzausbaubedarf und somit geringere Kosten für den Netzausbau aufgrund eines reduzierten Bedarfs an Transport von Windstrom aus dem Norden in den Süden (insbesondere relevant vor dem Hintergrund des hohen Strombedarfs der im Süden angesiedelten Industrie sowie der Herausforderungen für den Nord-Süd-Netzausbau)
- ▶ Geringere Kosten für Redispatch (Abregelung aufgrund von regionalen und überregionalen Netzüberlastungen) durch großräumig gleichmäßiger verteilte Windstromeinspeisung
- ▶ Verringerung von Strompreisspitzen und Negativpreisen durch größere Ausgleichseffekte hinsichtlich der Einspeisezeitpunkte der Windenergieanlagen (insbesondere in Zeiträumen mit geringer PV-Einspeisung) sowie Steigerung des Marktwerts von Windstrom
- ▶ Potenziell niedrigere Gebote in der Ausschreibung aufgrund einer gesteigerten Wettbewerbssituation und damit Beitrag zur Senkung der Förderkosten für Projekte im hohen Norden
- ▶ Akzeptanzfragen und gerechtere Verteilung der Vorzüge eines Windenergieausbaus vor Ort (z. B. kommunale Beteiligung nach § 6 EEG, regionale Wertschöpfung, Gewerbesteuererinnahmen, Grünstromversorgung der Industrie)

Aus diesen Gründen ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das Referenzertragsmodell (REM) angelegt. Dieses beinhaltet einen Ausgleichsmechanismus, indem Windenergiestandorte mit geringeren durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten (üblicherweise in Süddeutschland) eine höhere Förderung (in Ct/kWh) erhalten, während an windreichen Standorten (üblicherweise im Norden Deutschlands) eine reduzierte Förderung gezahlt wird, um Überrenditen entgegenzuwirken.

Als Maß für die Windhöffigkeit eines Standortes wird die sog. Standortgüte genutzt (auch Gütefaktor). Diese gibt das Verhältnis von realem (bzw. prognostiziertem) Energieertrag der betrachteten Windenergieanlage am Standort zu dem Ertrag an, den die Windenergieanlage am sog. Referenzstandort liefern würde. Gemäß § 36h EEG 2023 erhält jedes Windenergieprojekt einen Korrekturfaktor, der sich anhand der Standortgüte bemisst (s. Tabelle 1). Der Korrekturfaktor wird auf den Zuschlagswert aus der Ausschreibung angewendet (multipliziert) und erhöht bzw. reduziert so den sog. anzulegenden Wert, der für die Förderhöhe maßgeblich ist.

Tabelle 1: Korrekturfaktor in Abhängigkeit der Standortgüte

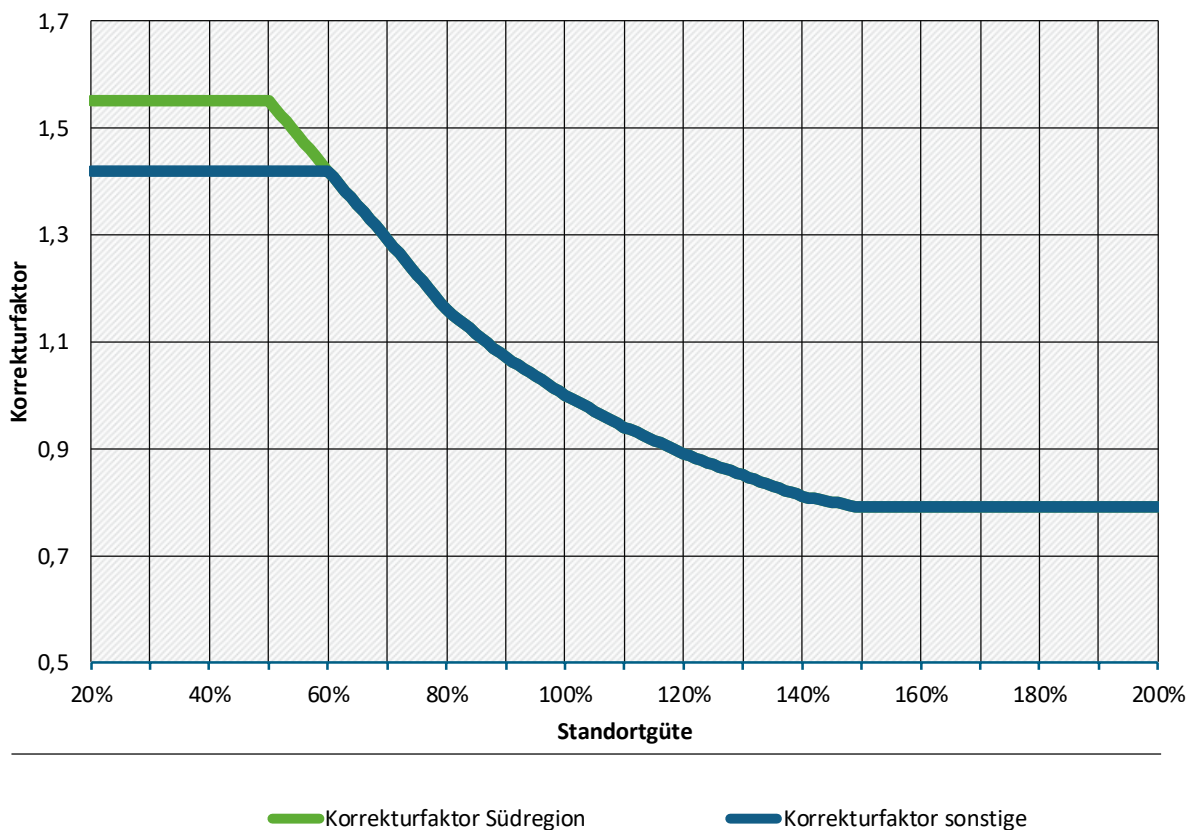
Standortgüte	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %	110 %	120 %	130 %	140 %	150 %
Korrekturfaktor	1,55	1,42	1,29	1,16	1,07	1,00	0,94	0,89	0,85	0,81	0,79

Festlegung der Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der Standortgüte nach § 36h EEG 2023.

Quelle: § 36h EEG 2023.

Standortgüten von weniger als 60 % sind dabei nur für Windenergieanlagen in der Südregion anzuwenden. Außerhalb der in der Tabelle angegebenen Standortgüten bleiben die Korrekturfaktoren konstant. Für die Ermittlung der Korrekturfaktoren zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten findet eine lineare Interpolation statt. Es ergeben sich damit folgende Verläufe:

Abbildung 1: Korrekturfaktorkurven entsprechend § 36h EEG 2023



Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der Standortgüte gemäß § 36 h EEG 2023.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von § 36 h EEG 2023.

In der Südregion gilt dementsprechend derzeit ein (unterer) Standortgütegrenzwert von 50 %, während außerhalb der Südregion eine Differenzierung nur oberhalb eines Standortgütegrenzwerts von 60 % vorliegt. Diese regionale Unterscheidung wurde eingeführt, um den unterschiedlichen Windbedingungen in Süden und Norden Rechnung zu tragen.

Eine Analyse von Lüers et al. aus dem Jahr 2023 ergab, dass zum Zeitpunkt der Untersuchung der absolute Großteil der Windenergieprojekte an Standorten mit Standortgüte zwischen 60

und 90 % lag; lediglich 3 % der betrachteten Standorte wiesen eine Standortgüte von über 100 % auf (Lüers, et al., 2023).

Trotz des Ausgleichsmechanismus im Referenzertragsmodell befanden sich zum 31.12.2025 nur ca. 7 % der an Land installierten Windenergieleistung in Bayern und Baden-Württemberg (FA Wind und Solar (Hrsg.), 2026), obwohl diese beiden Bundesländer zusammen fast 30 % der Gesamtfläche Deutschlands ausmachen und – wie eingangs erläutert – mehr Leistung im Süden im Hinblick auf Systemdienlichkeit und Kosteneffizienz als vorteilhaft anzusehen ist.

In der vorliegenden Analyse wird untersucht, inwiefern die Windbedingungen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Fördersystematik ein möglicher Grund für den verhältnismäßig geringen Windenergieausbau in der Südregion sind. Zudem wird analysiert, inwiefern eine Anpassung des Referenzertragsmodells die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten insbesondere in der Südregion beeinflussen würde und welche Maßnahmen einen gesteigerten Ausbau in Süddeutschland unterstützen könnten. Damit soll ein Beitrag zur Diskussion um die Standortsteuerung im Referenzertragsmodell geleistet werden.

3 Methodik und Datengrundlage

Grundlage der Berechnung der Standortgüte bildet in dieser Analyse ein von der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie erstellter Windatlas (vgl. (anemos, 2020)). Dieser basiert auf dem globalen Reanalysemodell ERA5 des Europäischen Wetterdienstes ECMWF und beinhaltet ein Remodellingverfahren und Downscaling sowie eine Korrektur und Validierung anhand von Windmessungen. Die genutzten Winddaten bilden die Häufigkeitsverteilung auftretender Windgeschwindigkeiten über einen Mittelungszeitraum von 20 Jahren ab. Die horizontale Auflösung des Windatlas beträgt 30 m x 30 m.

Aus den Windgeschwindigkeitsdaten auf einer angenommenen Nabenhöhe von 170 m werden erst die Erträge und daran anschließend die Standortgüten berechnet. Hierfür wird eine generische Leistungskennlinie einer Anlage mit 6,8 MW Nennleistung und einem Rotordurchmesser von 170 m (entsprechend einer spezifischen Flächenleistung von 300 W/m²) genutzt. Um Ertragsverluste im Anlagenbetrieb, z. B. aufgrund aerodynamischer Abschattung, Drosselung und Abregelungen zur Einhaltung genehmigungsrechtlicher Auflagen und elektrische Leitungsverluste, zu berücksichtigen, wird von den berechneten Brutto-Energieerträgen ein pauschaler Verlustwert von 16 % abgezogen.

Innerhalb der jeweils betrachteten Flächenkulisse wird auf jedem Gitterpunkt des Windatlas die Standortgüte ermittelt und statistisch ausgewertet. Die zugrunde gelegte Flächenkulisse besteht einerseits aus den zum 31.12.2024 ausgewiesenen Windenergiegebieten, welche durch in Entwurf befindliche Windenergiegebiete ergänzt wurden. Da die Flächenkulisse aufgrund der zeitlich gestaffelten Flächenausweisung dynamisch ist, erfolgt andererseits eine entsprechende Analyse auf Ebene der Stadt- und Landkreise (vollständige Landkreisflächen ohne Ausschluss von nicht für die Windenergie nutzbaren Flächenanteilen).

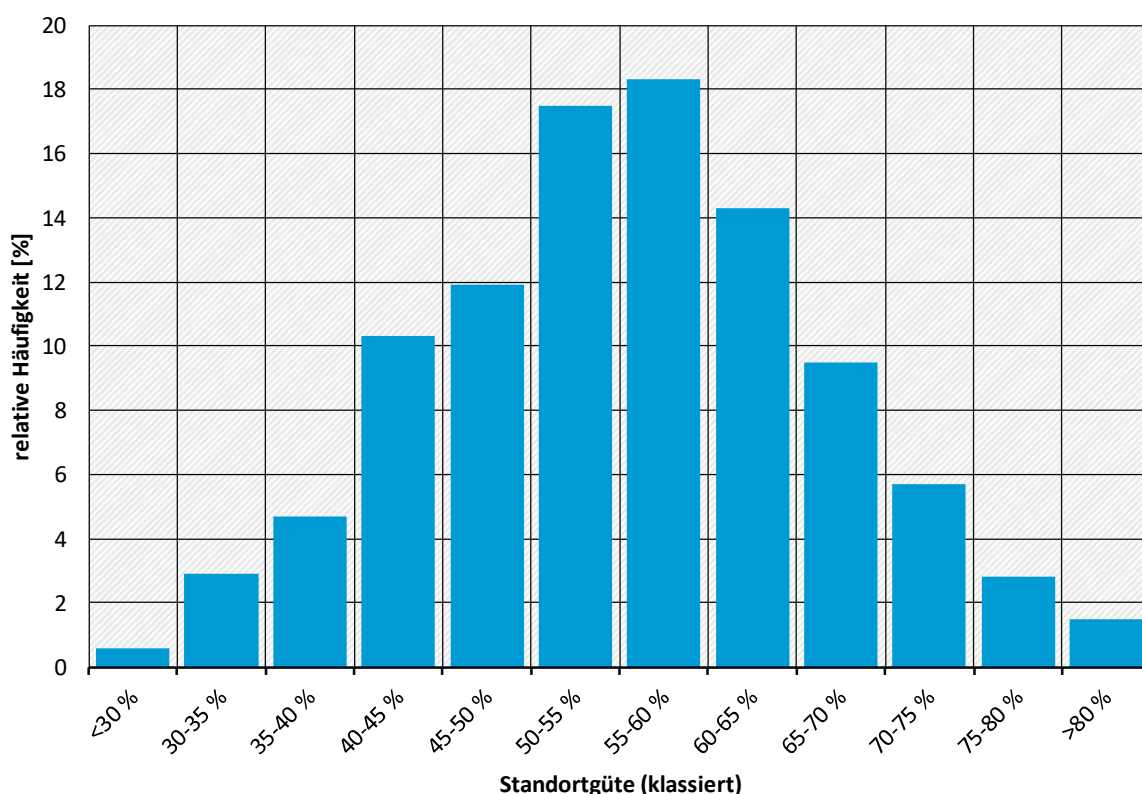
Die Ergebnisse sind das Resultat einer Analyse auf Basis von modellierten Winddaten und unter Verwendung bestimmter Annahmen, z. B. zu Anlagentechnologie und Verlustfaktor und unterliegen daher naturgemäß gewissen Unsicherheiten. Dennoch lassen sich einige robuste Schlussfolgerungen ableiten.

4 Analysen zur Standortgüte

4.1 Analyse der Standortgüteverteilung auf den Windenergiegebieten der Südregion

In Abbildung 2 ist die Standortgüteverteilung (Häufigkeitsverteilung) auf den Windenergiegebieten in der Südregion gezeigt. Die Südregion ist nach Anlage 5 EEG 2023 auf Landkreisebene festgelegt und beinhaltet Baden-Württemberg, das Saarland, weite Teile von Bayern, sowie Teile von Hessen und Rheinland-Pfalz.

Abbildung 2: Häufigkeitsverteilung der Standortgütern auf den Windenergiegebieten in der Südregion



Quelle: Eigene Darstellung. Datengrundlage: anemos Windatlas.

Es ist erkennbar, dass ein großer Flächenanteil der Windenergiegebiete im Süden Standortgütern von unter 60 % aufweist. Eine Standortgüte von unter 60 % liegt bei 66 % der betrachteten Flächenkulisse vor (d. h. nur 34 % der Windenergiegebietsfläche in der Südregion weist eine Standortgüte von mindestens 60 % auf). Eine Standortgüte von unter 50 % liegt bei 30 % der betrachteten Flächenkulisse vor (d. h. 70 % der Windenergiegebietsfläche im Süden weist eine Standortgüte von mind. 50 % auf). Auf lediglich 8 % der betrachteten Flächenkulisse ist eine Standortgüte von unter 40 % vorherrschend (d.h. mit einer Standortgüte von mind. 40 % werden 92 % der Windenergiegebietsfläche im Süden erfasst).

Die Wahl eines geringeren Standortgütegrenzwertes für die Südregion in Höhe von 50 % (anstatt von 60 % wie für das restliche Bundesgebiet, siehe Tabelle 1) ist somit gerechtfertigt und die Voraussetzung für eine wirtschaftliche Nutzbarkeit eines großen Anteils der

Windenergiegebiete in der Südregion¹. **Ohne eine differenzierte Förderhöhe für Standorte zwischen 50 und 60 % Standortgüte würde sich die wirtschaftlich nutzbare Fläche im Süden halbieren.** Denn ohne diese Differenzierung wäre der Flächenanteil mit – für einen wirtschaftlichen Betrieb – ausreichenden Windbedingungen von 70 % (bei mind. 50 % Standortgüte) auf 34 % (bei mind. 60 % Standortgüte) reduziert.

Eine Absenkung des Standortgütegrenzwerts von 50 % auf 40 % würde die wirtschaftlich nutzbare Fläche in der Südregion hingegen um 30 % erhöhen (von 70 % auf 92 %) und somit die Nutzbarkeit der Windenergiegebiete deutlich steigern.

Zu beachten ist, dass im Hinblick auf die (Nicht-) Nutzbarkeit von Windenergiegebieten weitere Restriktionen hinzukommen, die eine Flächennutzung einschränken (z.B. hohe Geländekomplexität, restriktive artenschutzrechtliche Bestimmungen oder Fälle, in denen Flächen durch den oder die Eigentümer nicht oder nicht vollständig zur Verfügung gestellt werden). Diese wurden in der vorliegenden Analyse nicht betrachtet, grenzen die Nutzbarkeit der Flächen jedoch weiter ein.

4.2 Analyse der Standortgütern in den Landkreisen

Zur Visualisierung der Flächeneigenschaften und um eine gewisse Unabhängigkeit für die Analyse der Windbedingungen im Süden von dem jeweiligen Ausweisungsstand² zu erhalten, sind ergänzend zu den Analysen in Abschnitt 3.1 im Folgenden vergleichbare Analysen auf Ebene der Landkreise dargestellt. Dabei wurden die vollständigen Landkreisflächen (d.h. ohne Ausschluss von nicht für die Windenergie nutzbaren Flächenteilen, wie z. B. Siedlungsgebiete) betrachtet.

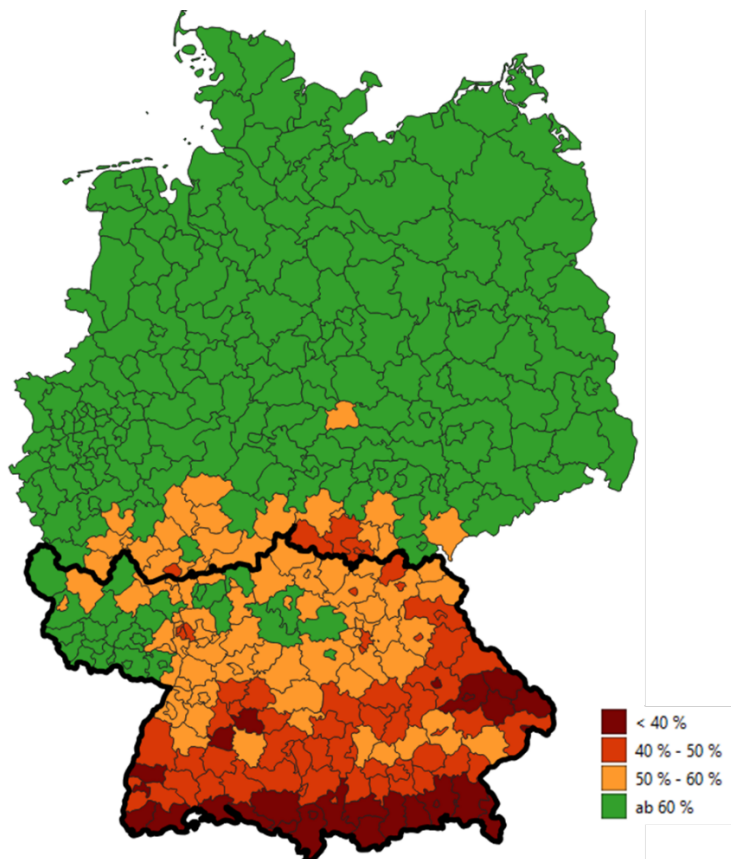
4.2.1 Analyse der Standortgütern in den Landkreisen der Südregion

Abbildung 3 gibt für die Südregion einen Überblick über die mittleren Standortgütern auf Landkreisebene bis zu einem Wert von 60 %.

¹ Wirtschaftliche Nutzbarkeit eines Flächenstücks wird in dieser Analyse dann vorausgesetzt, wenn die auf dem Flächenstück modellierte Standortgüte oberhalb des Schwellenwerts der Standortgütedifferenzierung (Standortgütegrenzwert) liegt. Andernfalls wird davon ausgegangen, dass die Flächen nicht nutzbar sind.

² Die Ausweisung der Windenergiegebiete ist noch nicht abgeschlossen und zudem in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich weit fortgeschritten. Die Flächenkulisse entwickelt sich daher stetig weiter und ist somit als dynamisch zu sehen.

Abbildung 3: Mittlere Standortgüten auf Landkreisebene, Fokus Südregion



Mittlere Standortgüten der einzelnen Landkreise (räumlicher Mittelwert je Landkreis). Dargestellt mit einer Differenzierung bis zu einer Standortgüte von 60 %. Die schwarze Umrandung beinhaltet alle Landkreise, die gemäß Anlage 5 EEG 2023 der Südregion zugeordnet werden.

Quelle: Eigene Darstellung. Datengrundlage: anemos Windatlas.

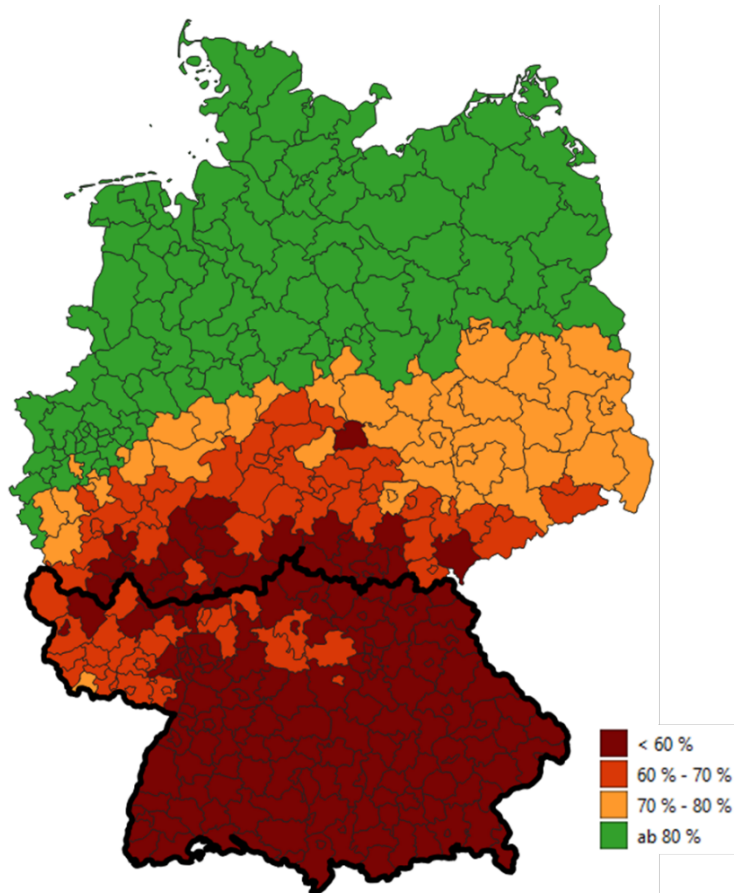
Es ist erkennbar, dass ein großer Teil der Landkreise in der Südregion eine mittlere Standortgüte von unter 50 % aufweist (dunkel- und hellrot markierte Landkreise). In nur wenigen Landkreisen der Südregion liegt die mittlere Standortgüte über 60 % (grün markierte Landkreise). Diese befinden sich hauptsächlich im Norden und Nordwesten der Südregion.

Mit zusätzlichen – hier nicht als Abbildung dargestellten – Analysen zu den Maximalwerten der Standortgüten auf Landkreisebene ergibt sich: **Ohne die Differenzierung des Standortgütengrenzwertes für die Südregion (Standortgütengrenzwert von 50 % im Süden statt 60 % wie im Norden) wäre in mehr als 30 der 169 Landkreise aufgrund unzureichender Windbedingungen voraussichtlich gar kein Windenergieausbau möglich, da an keinem Ort innerhalb dieser Landkreise eine Standortgüte von über 60 % erreicht wird.**

4.2.2 Analyse der Standortgüten in den Landkreisen außerhalb der Südregion

Abbildung 4 gibt analog zu Abbildung 3 die mittleren Standortgüten auf Landkreisebene an, wobei die gewählte Skalierung eine genauere Betrachtung der Standortgüten außerhalb der Südregion möglich macht.

Abbildung 4: Mittlere Standortgüten auf Landkreisebene, Fokus Norddeutschland



Mittlere Standortgüten der einzelnen Landkreise (räumlicher Mittelwert je Landkreis). Dargestellt mit einer Differenzierung von Standortgüten über 60 %.

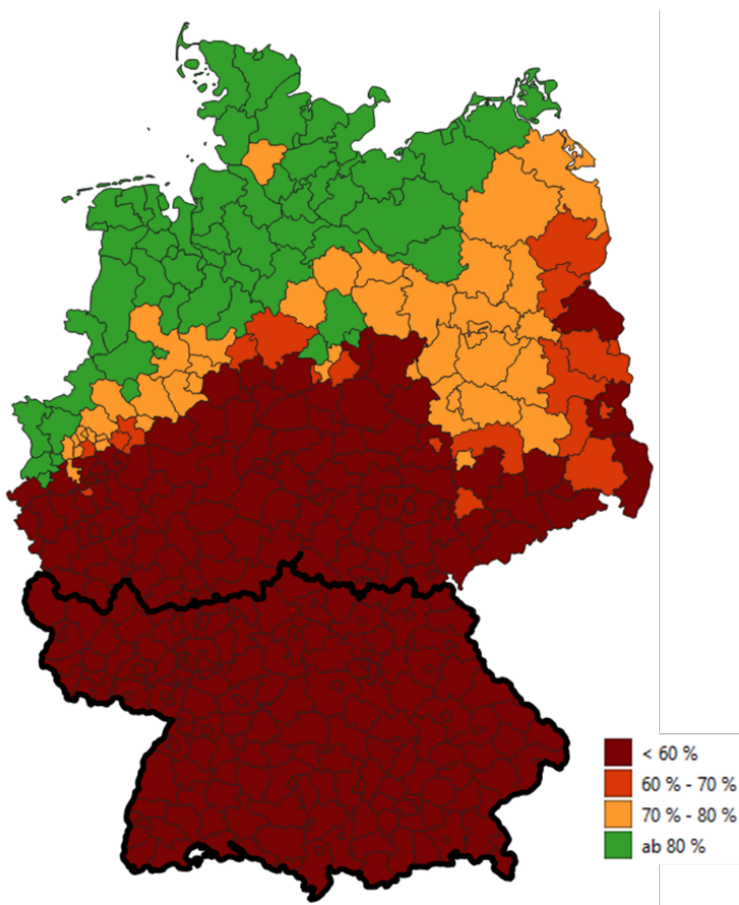
Quelle: Eigene Darstellung. Datengrundlage: anemos Windatlas.

Es zeigt sich, dass auch einige Landkreise im südlichen Bereich oberhalb der Südregion im Mittel unter den Grenzwert von 60 % fallen (dunkelrot markierte Landkreise außerhalb des schwarz umrandeten Gebiets). Im Norden Deutschlands liegen hingegen flächendeckend durchschnittliche Standortgüten von über 80 % vor.

Hierbei ist anzumerken, dass in Norddeutschland für gewöhnlich deutlich kleinere Abstände zwischen den Windenergieanlagen gewählt werden als z. B. in Bayern oder Baden-Württemberg (vgl. (Basse, 2025)). Hierdurch steigen i. Allg. die energetischen Verluste, v. a. durch aerodynamische Abschattung. Diese reduzieren die Standortgüte. Es ist daher davon auszugehen, dass der in dieser Analyse zur Berechnung der Standortgüten pauschal angesetzte Verlustwert von 16 % (s. Abschnitt 3) in Norddeutschland tendenziell als zu gering einzuschätzen ist. Diese Einschätzung stützt sich auch auf die deutliche Abnahme der durchschnittlichen Anlagenabstände in Norddeutschland in den letzten Jahren (vgl. (Basse, 2025)). Die dargestellten Standortgüten mit einem Verlustwert von 16 % dürften daher im Vergleich zu denen realer Projekte im Norden eher zu hoch ausfallen.

Folgende Abbildung 5 stellt abweichend zu Abbildung 4 dar, welche Standortgüten in den einzelnen Landkreisen mindestens auftreten (Minimalwerte).

Abbildung 5: Minimalwerte der Standortgütern auf Landkreisebene, Fokus Norddeutschland



Minimalwerte der Standortgütern in den einzelnen Landkreisen. Dargestellt mit einer Differenzierung von Standortgütern über 60 %.

Quelle: Eigene Darstellung. Datengrundlage: anemos Windatlas.

Aus dem Diagramm geht hervor, dass insbesondere im hohen Norden und Nordwesten Deutschlands großflächig hohe Standortgütern erreicht werden. In einigen Landkreisen liegen diese durchgängig bei mindestens 80 %. **Die Analyse zeigt, dass eine zusätzliche Differenzierung des Standortgütereinsatzwertes außerhalb der Südregion mit einem höheren Standortgütereinsatzwert für den hohen Norden möglich ist und sinnvoll erscheint,** um dort die bestehenden Anreize für ineffiziente³ Parkauslegungen mit sehr enger Bebauung und folglich größerer gegenseitiger Abschattung zu verringern.

Die Analyse zeigt aber auch, **dass eine Anhebung des Standortgütereinsatzwertes in weiten Teilen Mitteldeutschlands (derzeit 60 %) nicht sinnvoll wäre.**

³ im Sinne hoher Ertragsverluste bzw. niedriger Parkwirkungsgrade

5 Diskussion von Wirkungen und möglichen Änderungen am Referenzertragsmodell

Die Ergebnisse zur Analyse des Referenzertragsmodells zeigen, dass die bestehende Regelung mit Differenzierung der Standortgüte in der Südregion bis zu einem Standortgütegrenzwert von 50 % ein wichtiges Element darstellt, um Nachteile gegenüber windreicheren Regionen in Norddeutschland abzubauen und Standorte im Süden für die Windenergie wirtschaftlich nutzbar zu machen. **Ohne diese Regelung wären fast zwei Drittel der bisher adressierten Windenergiegebietsfläche in der Südregion aufgrund der Windbedingungen nicht wirtschaftlich nutzbar.**

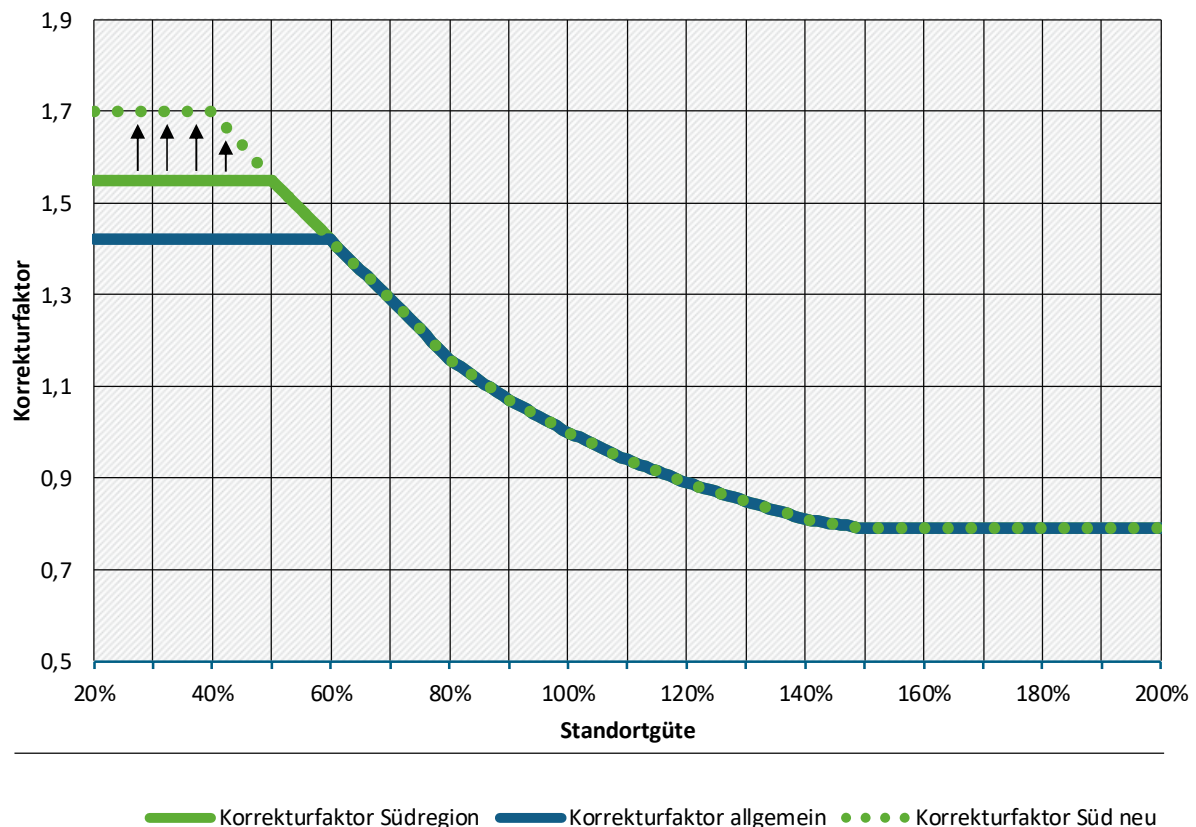
Dennoch ist festzustellen, dass trotz des Standortgütegrenzwertes von 50 % in der Südregion 30 % der Gesamtfläche der Windenergiegebiete aufgrund der Windbedingungen nicht wirtschaftlich nutzbar sind. Hinzu kommen weitere, von den Windbedingungen unabhängige, Restriktionen, welche die Nutzbarkeit der Flächen weiter einschränken.

Eine regional gleichmäßigere Verteilung der Windenergie, und damit ein gesteigerter Windenergieausbau in der Südregion, ist wichtig, um den Netzausbaubedarf und somit die Kosten für den Netzausbau sowie Redispatch zu reduzieren, Strompreisspitzen zu dämpfen und die Akzeptanz für die Energiewende zu befördern (s. Abschnitt 2). Im Hinblick auf Systemdienlichkeit und Kosteneffizienz scheinen folglich Ansätze zur Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells geboten, mit denen insbesondere der Windenergieausbau in der Südregion unterstützt werden kann und Fehlanreize im Norden verringert werden können.

1. Bessere Ausnutzung der Flächenpotentiale im Süden

Mit einer gezielten Anpassung der Fördersystematik können zusätzliche Standorte im Süden nutzbar gemacht werden und somit die Voraussetzung für die Realisierung einer größeren Anzahl Windenergieprojekte im Süden geschaffen werden. Würde das Referenzertragsmodell so angepasst, dass im Süden auch Standorte mit einer Standortgüte von mind. 40 % wirtschaftlich nutzbar sind, blieben lediglich 8 % der betrachteten Flächenkulisse aufgrund unzureichender Windbedingungen nicht nutzbar (vgl. Abbildung 2). Eine solche Anpassung wäre möglich, indem die Korrekturfaktorkurve (Abbildung 1) für Standorte in der Südregion so modifiziert wird, dass sie zu Standortgüten bis 40 % hin weiter ansteigt. Schematisch ist dies in Abbildung 6 dargestellt, wobei der angedeutete Korrekturfaktorgrenzwert exemplarisch zu sehen ist und keine Empfehlung für die konkrete Höhe darstellt.

Abbildung 6: Korrekturfaktorkurven mit Anpassung für Standorte in der Südregion



Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der Standortgüte gemäß § 36 h EEG 2023, mit angedeuteter Anpassung für Standorte in der Südregion (grüne gepunktete Linie).

Quelle: Eigene Darstellung.

2. Effizientere Förderung der Windenergieanlagen im Norden durch Verringerung von Fehlanreizen

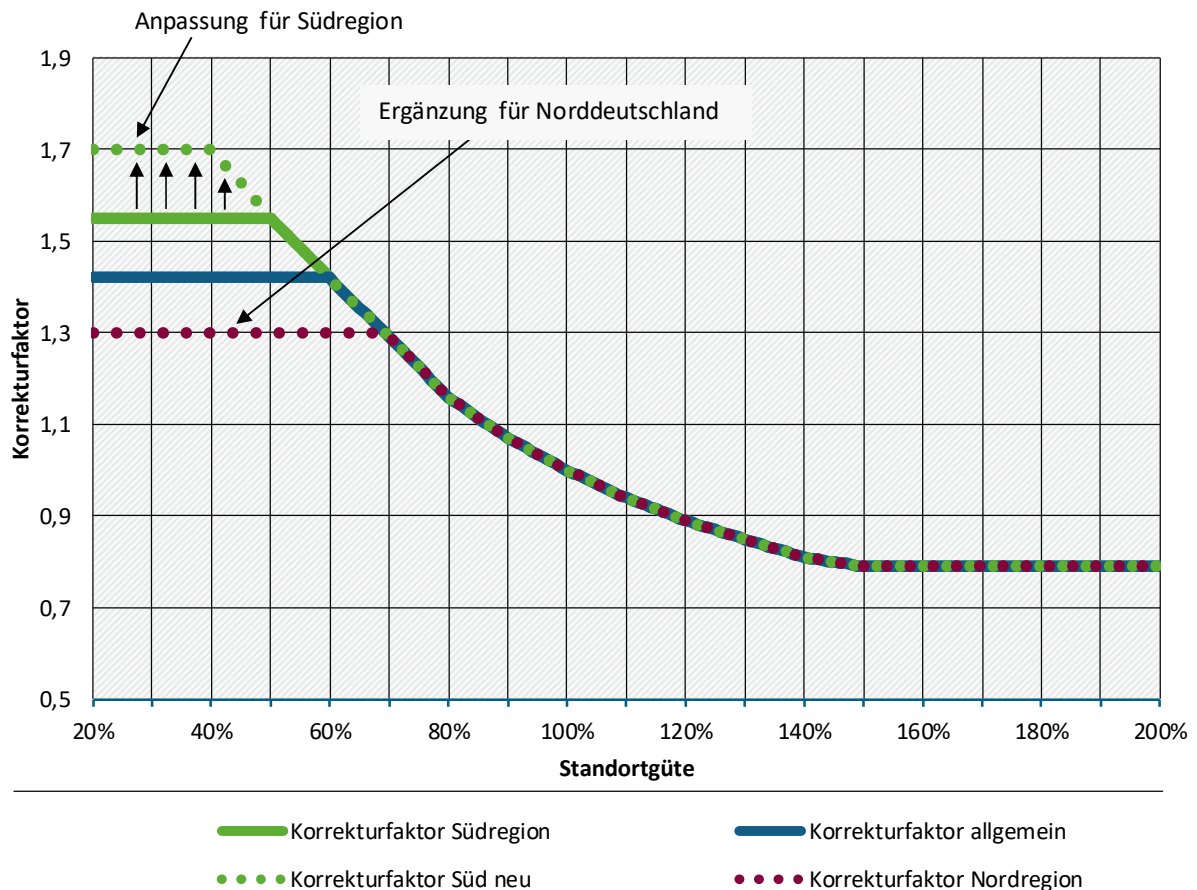
Die Analyse zeigt auch, dass im hohen Norden Deutschlands flächendeckend Standortgüten vorherrschend sind, die deutlich oberhalb des für außerhalb der Südregion geltenden Standortgütegrenzwert von 60 % liegen. Wie die obige Analyse (Abbildung 5) zeigt, liegen – bei einer Annahme von 16 % Ertragsverlusten – für große Teile Norddeutschlands Standortgüten von über 70 % vor. **Bei Windenergieprojekten an solchen Standorten kompensiert das Referenzertragsmodell folglich nicht nur vom Referenzstandort abweichende Windbedingungen, sondern insbesondere auch vermeidbare energetische Ertragsverluste**, welche die Standortgüte senken (z. B. aerodynamische Abschattung aufgrund dichter Bebauung bzw. geringer Anlagenabstände). So ist in den letzten Jahren ein deutlicher Trend zu kleineren relativen Anlagenabständen in Windparks beobachtbar, insbesondere in Norddeutschland (Basse, 2025). Es kann angezweifelt werden, ob eine solche Kompensation sinnvoll im Sinne einer effizienten Förderung ist.

Für die sehr windreichen Teile Norddeutschlands kann daher eine stärkere Differenzierung des Ausgleichsmechanismus, z. B. durch einen zusätzlichen Standortgütegrenzwert, sinnvoll sein, um ineffizienten Parkauslegungen mit sehr enger Bebauung und folglich größerer gegenseitiger Verschattung entgegenzuwirken und so ggf. Förderkosten zu reduzieren, sowie (aufgrund der dann räumlich weniger stark konzentrierten Leistung) zugleich die Stromnetze zu entlasten.

Möglich wäre dies durch die Einführung einer zusätzlichen „Nordregion“ mit einer zusätzlichen Korrekturfaktorkurve, analog zur Südregion, und einem Standortgütegrenzwert von über 60 %. In Abbildung 7 ist dies exemplarisch dargestellt. Sowohl der Grenzwert für den Korrekturfaktor

von 1,3 als auch der für die Standortgüte von 70 % sind hier exemplarisch gewählt und nicht als Empfehlung zu sehen.

Abbildung 7: Korrekturfaktorkurven mit Anpassung für Standorte in der Südregion sowie Ergänzung für Norddeutschland



Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der Standortgüte gemäß § 36 h EEG 2023, mit angedeuteter Anpassung für Standorte in der Südregion (grüne gepunktete Linie) und Ergänzung einer neuer Korrekturfaktorkurve für windreiche Gebiete in Norddeutschland (gepunktete violette Linie statt durchgezogener blauer Linie).

Quelle: Eigene Darstellung.

Für eine konkrete Ausgestaltung einer solchen Anpassung des Referenzertragsmodells (insb. hinsichtlich Grenzwert und Abgrenzung Nordregion) sind weitere Untersuchungen erforderlich. Dabei ist zu beachten, dass in dieser Analyse ein bundesweit einheitlicher Verlustfaktor von 16 % angenommen wurde. In Norddeutschland sind aufgrund dichter Bebauung üblicherweise höhere Verluste zu erwarten, was die Standortgüte in der Realität gegenüber den oben dargestellten Werten reduzieren dürfte.

Ebenso wäre eine Aufteilung in eine größere Anzahl von Regionen (z. B. einer weiteren Unterteilung der Region nördlich der Südregion oder der Südregion selbst) denkbar. Die hier dargestellten Analysen und Ausführungen sind daher eher als analytisch-konzeptioneller Diskussionsbeitrag zu verstehen.

6 Zentrale Handlungsempfehlungen

Aus den bisherigen Darstellungen lassen sich folgende zentrale Handlungsempfehlungen ableiten:

1. **Keine Abschaffung der Korrekturfaktorkurve für die Südregion mit eigenem Standortgütegrenzwert.** Anderenfalls wären fast zwei Drittel der bisher adressierten Windenergiegebiete in der Südregion aufgrund der Windbedingungen nicht wirtschaftlich nutzbar, wodurch der Ausbau in Süddeutschland deutlich beeinträchtigt, der Wettbewerb in den Ausschreibungen verringert und durch weniger Südanlagen die Stromnetze stärker belastet würden.
2. **Anpassung der Korrekturfaktorkurve für die Südregion derart, dass sie zu kleineren Standortgütern bis 40 % hin weiter ansteigt** (d.h. Absenkung des Standortgütegrenzwertes in der Südregion von 50 % auf 40 %). Dies würde die wirtschaftlich nutzbare Fläche in der Südregion um 30 % erhöhen, damit den Wettbewerb in den Ausschreibungen erhöhen und mit mehr Südanlagen die Stromnetze entlasten.
3. **Einführung einer zusätzlichen Nordregion mit einer zusätzlichen Korrekturfaktorkurve, analog zur Südregion, mit einem Standortgütegrenzwert von über 60 %.** Dies würde im Norden die bestehenden Anreize für ineffiziente Parkauslegungen mit sehr enger Bebauung und folglich größerer gegenseitiger Verschattung verringern, so die Anlagenauslastung (Volllaststunden) erhöhen, den Förderbedarf der Anlagen senken und über die resultierende, weniger konzentrierte Anlagenleistung im Norden zugleich die Stromnetze entlasten.

7 Quellenverzeichnis

anemos (2020). Dokumentation über den anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5, Reppenstedt: anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Basse, A. (2025). Das Referenzertragsmodell und seine (Fehl-) Anreize; Vortrag auf den Windenergietagen 2025: https://windenergietage.de/2025/wp-content/uploads/sites/10/2025/09/33WET13_F01_1300_Basse-Referenzertragsmodell_Anreize.pdf

FA Wind und Solar (Hrsg.) (2026). Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2025, Berlin: Fachagentur Wind und Solar e.V.

Lüers, S., Wallasch, A.-K., Jachmann, H., Clausen, E., Lustig, J., Blew, J., . . . Wegner, N. (2023) Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land. Wissenschaftlicher Endbericht

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0

buergerservice@uba.de

Internet: www.umweltbundesamt.de

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8416>

Stand: 04/2026

Autorenschaft, Institution

Dr. Alexander Basse, Umweltbundesamt
Max Werlein, Umweltbundesamt
Maximilian Schropp, Umweltbundesamt
Thomas Klaus, Umweltbundesamt