

Potenzial zur Einsparung von Redispatch durch Windenergie in Süddeutschland

Kurzstudie im Auftrag von:

Potenzial zur Einsparung von Redispatch durch Windenergie in Süddeutschland

Kurzstudie im Auftrag von:



Impressum

Herausgeber



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

Abschlussbericht zum Projekt

Kurzstudie: Potenzial zur Einsparung von
Redispatch durch Windenergie in Süddeutschland

Veröffentlicht am

20.02.2026

Projektleitung

Miguel Martínez Pérez, M. Sc.

Bearbeiter:innen

Alexander Heyder, M. Sc.
Dr.-Ing. Stephan Kigle
Oskar Baumann, M. Sc.

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

Projektpartner

Landesverband Erneuerbare Energien Bayern e.V.,
Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg
e.V.

Teile der Kurzstudie wurden über das Projekt **SyNEA (Synchronisation von Netz und Erneuerbaren Ausbauten)** des Landes Baden-Württemberg finanziert, das von der Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg getragen wird, da die Studie zentrale Fragestellungen zur konsequenten Weiterförderung von Windenergie an Land im Süden aufgreift.

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
Warum der aktuelle Ausschreibungstrend den Ausbau in den Norden verschiebt und was das für das Stromsystem bedeutet	6
1 Wie sich unterschiedliche Ausbaupfade bis 2030 regional verteilen könnten	8
1.1 Anlagenbestand	8
1.2 Potenzial	9
1.2.1 Flächenpotenzial	9
1.2.2 Leistungspotenzial	10
1.3 Meteorologische Grundlagen und Erzeugungszeitreihen	11
1.4 Szenarien für den Windenergieausbau	12
1.4.1 Ausbauziele	13
1.4.2 Gebotspreis-basierte Regionalisierung	13
1.4.3 NEP-basierte Regionalisierung	13
1.5 Ergebnisse der Regionalisierung	13
2 Wie sich ein verstärkter Windausbau im Süden auf Redispatchbedarf und -kosten auswirkt	18
2.1 Systemische Wirkmechanismen eines regional verteilten Windausbaus	18
2.1.1 Quantifizierte Wirkmechanismen	18
2.1.2 Weitere systemische Wirkmechanismen	18
2.2 Historische Entwicklung von Redispatchmengen und -kosten	20
2.3 In welchen Regionen entsteht Redispatchbedarf?	21
2.4 Methodik zur Quantifizierung der zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten	22
2.4.1 Aufbereitung der binären Abregelungszeitreihen	22
2.4.2 Zubau Erzeugungszeitreihen der Ausbauszenarien	24
2.4.3 Ableitung von Redispatchzeitreihen und -kosten	25
2.5 Ergebnisse der Redispatch-Analyse	25
3 Welche Impulse die Analyse für die Diskussion über regionale Ausbaupfade liefert	29
Literaturverzeichnis	31
Abbildungsverzeichnis	33
Tabellenverzeichnis	34
Anhang	35

Executive Summary

Der Ausbau der Windenergie an Land entwickelt sich weiterhin regional unausgewogen. Die jüngsten EEG-Ausschreibungsergebnisse zeigen eine kontinuierliche Senkung der Zuschlagswerte, ausgelöst durch eine stark steigende **Wettbewerbsintensität**. Trotz höherer Ausschreibungsvolumina werden die Verfahren zunehmend überzeichnet, begünstigt durch die deutlich wachsende Anzahl ausgewiesener Flächen und realisierungsreifer Projekte. Diese Dynamik verstärkt die strukturellen Standortvorteile windreicher Regionen im Norden. Dadurch besteht die Befürchtung, dass süddeutsche Projekte, insbesondere in **Baden-Württemberg und Bayern, aufgrund ihrer höheren Gebotspreise weiterhin nur selten Zuschläge erhalten – obwohl dort grundsätzlich ausreichende Flächenpotenziale vorhanden sind.**

Obwohl das EEG 2023 über das Referenzertragsmodell bereits ein Instrument enthält, das regionale Standortunterschiede ausdrücklich berücksichtigen soll, zeigt sich in der Praxis, dass dieser Ausgleichmechanismus unter den aktuellen Markt- und Ausschreibungsbedingungen nicht mehr die ursprünglich intendierte Wirkung entfaltet. Angesichts der bevorstehenden Überarbeitung des EEG stellt sich daher die Frage, ob Anpassungen notwendig sind, die auch die systemischen Vorteile eines ausgewogeneren Windausbaus berücksichtigen, etwa **Einsparungen beim Redispatch**. Ein besser auf die heutigen Bedingungen abgestimmtes Anreizsystem könnte dazu beitragen, regional verzerrte Ausbaupfade zu korrigieren und langfristig zu einem **robusteren sowie gesamtwirtschaftlich effizienteren Energiesystem** beizutragen.

Kernaussagen der Analyse

1

Der Markt tendiert zu einem einseitigen Nord-Ausbau

Bis 2030 werden nach aktueller Ausbautendenz in Baden-Württemberg nur 2,85 GW und in Bayern 3,72 GW installierte Leistung von Windenergie an Land vorliegen. In einer NEP-basierten regional ausgewogeneren Verteilung sind es dagegen 7,46 GW bzw. 9,37 GW. Die Studie zeigt damit, dass die **heutigen Ausschreibungsregeln nicht zu einem ausgewogenen Ausbau führen** und süddeutsche Potenziale ungenutzt bleiben.

2

Trotz höherer Erzeugung im Norden unterscheiden sich die erzeugten Energiemengen nach Abregelung kaum.

Aufgrund höherer Abregelung im Norden nähern sich die **real nutzbaren Energiemengen** beider Szenarien stark an. Obwohl bei der aktuellen Ausbautendenz rund 13–17 TWh mehr erzeugt werden könnten als bei einer NEP-basierten ausgewogenen Verteilung, gehen diese Mengen durch **höhere Abregelung** weitgehend verloren. Der verbleibende Unterschied beträgt lediglich 4–8 TWh.

3

Ein stärkerer Windausbau im Süden kann im Stromsystem bis zu 1,8 Mrd. € Redispatchkosten pro Jahr einsparen.

Ein **regional ausgewogenerer Windausbau** führt zu geringfügig weniger Stromerzeugung, kann jedoch insgesamt zu deutlichen **wirtschaftlichen und systemischen Vorteilen** beitragen.

Warum der aktuelle Ausschreibungstrend den Ausbau in den Norden verschiebt und was das für das Stromsystem bedeutet

Windenergie an Land ist ein wesentlicher Baustein der Transformation des Energiesystems und hat sich in den letzten Jahren technologisch erheblich weiterentwickelt. Die Gesetzgebung spielt dabei eine zentrale Rolle für die wirtschaftliche und systemische Integration von Windenergieanlagen (WEA).

Der **Ausbau der Windenergie an Land in Deutschland** hat in den letzten Jahren deutlich an Dynamik gewonnen. Mit der Weiterentwicklung der Technologie ist die Windenergie heute eine tragende Säule der deutschen Stromerzeugung (24% der Gesamterzeugung in 2025 [1]). Höhere Nabenhöhen und größere Rotordurchmesser führen zu steigenden Volllaststunden und einem effizienteren Anlagenbetrieb.

Mit dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023)** verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, den Ausbau der Windenergie an Land bundesweit zu beschleunigen und regional ausgewogener zu gestalten [2]. Das EEG 2023 sieht vor, dass alle Bundesländer einen substantiellen Beitrag zum Windausbau leisten. Bisher wurde dies vor allem durch neue **ausgewiesene Flächen** (nicht EEG 2023) [3], höhere **Ausschreibungsvolumina** und das **Referenzertragsmodell** unterstützt. Das Referenzertragsmodell hat das Ziel, geringere Standortgüten teilweise auszugleichen und damit grundsätzlich auch Projekte in Regionen mit unterdurchschnittlichen Windregimen, besonders in Baden-Württemberg und Bayern, zu ermöglichen [2].

Die Zusammenhänge dieser einzelnen Bausteine des EEG 2023 stellen eine Herausforderung dar. Durch die bundesweit zunehmende Ausweisung von Windflächen [4] steigt die Zahl eingereicherter Projekte, sodass die jüngsten Ausschreibungsrunden (WIND24-4, WIND25-1, WIND25-2, WIND25-3 und WIND25-5) deutlich überzeichnet waren [5]. Unter diesen Wettbewerbsbedingungen setzen sich überwiegend Projekte mit sehr niedrigen Gebotspreisen durch, da trotz hohen Gebotsvolumina, eine große Zahl eingereicherter Projekte den Preiswettbewerb zusätzlich verstärken. Dadurch sinken die Zuschlagspreise insgesamt (7,33 ct/kWh in WIND24-3 und 6,06 ct/kWh in WIND25-4) [5] und insbesondere **Projekte aus Baden-Württemberg und Bayern haben trotz verfügbarer Flächen nur geringe Chancen auf einen Zuschlag**. In der

Folge erhalten süddeutsche Projekte seltener Zuschläge, und die räumliche Verteilung des Zubaus verschiebt sich weiterhin zugunsten der norddeutschen Bundesländer.

Parallel besteht im deutschen Stromsystem ein anhaltend hoher **Redispatch-Bedarf**. Besonders bei hohen Winderträgen im Norden treten verstärkte Netzengpässe auf, die kostenintensive Redispatch-Maßnahmen erforderlich machen [6].

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob ein verstärkter Windausbau in Süddeutschland, neben dem Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele, auch systemische Vorteile bieten kann.

Zielsetzung: Systemischer Nutzen des Ausbaus von Windenergie an Land

Das Ziel der Studie besteht darin, systematisch zu quantifizieren, welchen Einfluss zwei unterschiedliche Regionalisierungsansätze des Windenergieausbaus auf die **Höhe der Redispatchkosten** im deutschen Stromsystem haben, mit besonderem Fokus auf Bayern und Baden-Württemberg. Hierfür werden zwei Szenarien bezüglich der räumlichen Verteilung des Windenergiezubaues in 2030 analysiert und miteinander verglichen:

- **Gebotspreis-basiertes Szenario:** bildet die erwartete Tendenz des Zubaus unter den aktuellen Ausschreibungsbedingungen ab (EEG 2023) [2].
- **NEP-basiertes Szenario:** orientiert sich an den erwarteten Ausbaupfaden gemäß dem Entwurf des Netzentwicklungsplans (2025) [7].

Das zentrale Ziel besteht darin, die potenziellen Redispatch-Mehrkosten beider Ausbauszenarien zu quantifizieren und miteinander zu vergleichen. Damit adressiert die Studie eine systemische Fragestellung, die im aktuellen EEG-Referenzertragsmodell bislang unberücksichtigt bleibt: **Welche systemischen Nutzen und Kostenreduktionen können durch eine stärkere Windenergienutzung in Süddeutschland erzielt werden?**



1

**Wie sich unterschiedliche
Ausbaupfade bis 2030 regional
verteilen könnten**

1 Wie sich unterschiedliche Ausbaupfade bis 2030 regional verteilen könnten

Die Windenergie an Land repräsentiert, neben der Photovoltaik, eine der signifikantesten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Deutschland. Im nachfolgenden Kapitel erfolgt eine Erläuterung der Regionalisierung der beiden Ausbauszenarien bis 2030 sowie der zugrunde liegenden Daten.

1.1 Anlagenbestand

Der aktuelle und geplante Anlagenbestand bildet die zentrale Datengrundlage für die Ableitung regionaler Ausbauszenarien. Grundlage der Bestandsdaten sind die Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR) [8], die von der FfE regelmäßig aktualisiert, plausibilisiert und hinsichtlich relevanter Merkmale systematisch aufbereitet werden. Dadurch wird eine hohe Datenqualität für Standort, Leistung und Anlagentyp sowohl für Bestands- als auch geplante Anlagen sichergestellt.

Bei der Aufbereitung der MaStR-Daten werden insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt:

Plausibilisierung technischer Angaben: Leistung und Inbetriebnahmedatum werden auf typische Fehleingaben geprüft (z. B. falsche Leistungseinheiten, unrealistische Datumsangaben, nicht passende Rotordurchmesser).

Vervollständigung technischer Parameter: Fehlende Angaben (z. B. Rotordurchmesser, Anlagentyp) werden durch einen mehrstufigen Abgleich mit benachbarten Anlagen oder typischen Anlagenkonfigurationen ergänzt. Auf Basis der vervollständigten technischen Informationen erfolgt anschließend eine Klassifizierung der Anlagen, sodass diesen eine geeignete Leistungskennlinie zugewiesen werden kann.

Standortkorrektur: Da standortbezogene Angaben im MaStR teilweise unvollständig oder inkonsistent sind (z. B. falsche Gemeinodeschlüssel, fehlende Koordinaten), erfolgt eine systematische Korrektur und Harmonisierung der Standortinformationen. Insbesondere bei Windenergieanlagen werden die im MaStR hinterlegten Koordinaten mithilfe von OpenStreetMap (OSM) überprüft und, falls erforderlich, an den tatsächlichen WEA-Standort angepasst. Dadurch

wird eine standort- und anlagenscharfe Modellierung des Bestands, und des verbleibenden Potenzials ermöglicht.

Die nachfolgende Tabelle 1 zeigt die zum 31.12.2025 für jedes Bundesland ausgewiesene installierte Leistung der Windenergie an Land (minimale Windenergieanalengroße ist 0,5 MW).

Tabelle 1: Installierte Leistung des Anlagenbestands je Bundesland in MW zum 31.12.2025 (MaStR Stand 02.2025)

Bundesland	Windenergie an Land in MW
Baden-Württemberg (BW)	2.067
Bayern (BY)	2.753
Berlin (BE)	17
Brandenburg (BB)	9.525
Bremen (HB)	194
Hamburg (HH)	121
Hessen (HE)	2.792
Mecklenburg-Vorpommern (MV)	3.925
Niedersachsen (NI)	13.893
Nordrhein-Westfalen (NW)	9.076
Rheinland-Pfalz (RP)	4.315
Saarland (SL)	562
Sachsen (SN)	1.409
Sachsen-Anhalt (ST)	5.761
Schleswig-Holstein (SH)	9.552
Thüringen (TH)	1.903
Deutschland	67.865

Für die Regionalisierung werden in dem folgenden Unterkapitel die Aufbereitungsmethodiken weiterer Datensätze erläutert. Diese helfen dabei sowohl den aktuellen Bestand als auch die zukünftigen Ausbaupfade der Windenergie abzubilden. Damit wird eine konsistente Regionalisierungsgrundlage für die beiden Ausbaupfade geschaffen.

1.2 Potenzial

Das Ausbaupotenzial umfasst sowohl geeignete Flächen als auch die darauf installierbare Leistung. Diese beiden Bausteine werden im Folgenden getrennt erläutert.

1.2.1 Flächenpotenzial

Die Flächenkulisse für den Ausbau der Windenergie an Land basiert im Wesentlichen auf den von den Raumplanungsbehörden ausgewiesenen Flächen der einzelnen Planungsregionen. Diese Flächen dienen dem Ziel eines räumlich koordinierten und planungsrechtlich abgesicherten Zubaus von Windenergieanlagen (WEA). Ergänzend werden Weißflächenanalysen herangezogen, sofern die ausgewiesenen Flächen nicht ausreichen, um ein ausreichendes Ausbaupotenzial für die Regionalisierung abzubilden.

Ausgewiesene Flächen

Flächen für die Windenergienutzung werden von den zuständigen Raumordnungs- und Regionalplanungsbehörden ausgewiesen. Die ausgewiesenen Flächen

beruhen auf detaillierten Weißflächenanalysen und teilweise zusätzlichen regionalen Zielsetzungen, etwa zum Landschaftsbild, zu Sichtachsen oder zu tourismusrelevanten Aspekten.

Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) legt für jedes Bundesland verbindliche Flächenziele („Flächenbeitragswerte“) fest. Ziel ist es, bis zum Jahr 2032 bundesweit zwei Prozent der Landesfläche für die Nutzung der Windenergie an Land bereitzustellen [3]. Die konkrete Ausweisung der entsprechenden Flächen erfolgt in den jeweiligen Planungsregionen und wird sukzessive veröffentlicht.

In Deutschland bestehen insgesamt 92 Planungsregionen. Baden-Württemberg verfügt über 12 Planungsregionen, Bayern über 18. Im Rahmen dieses Projekts wurde auf Basis der vom Auftraggeber bereitgestellten Geodatenätze sowie ergänzender eigener Recherchen der jeweils aktuellste verfügbare Planungsstand berücksichtigt. Dabei konnten für 11 Planungsregionen in Baden-Württemberg sowie für 11 Planungsregionen in Bayern aktuelle Datensätze verwendet werden (Stichtag 01.02.2026). Für die

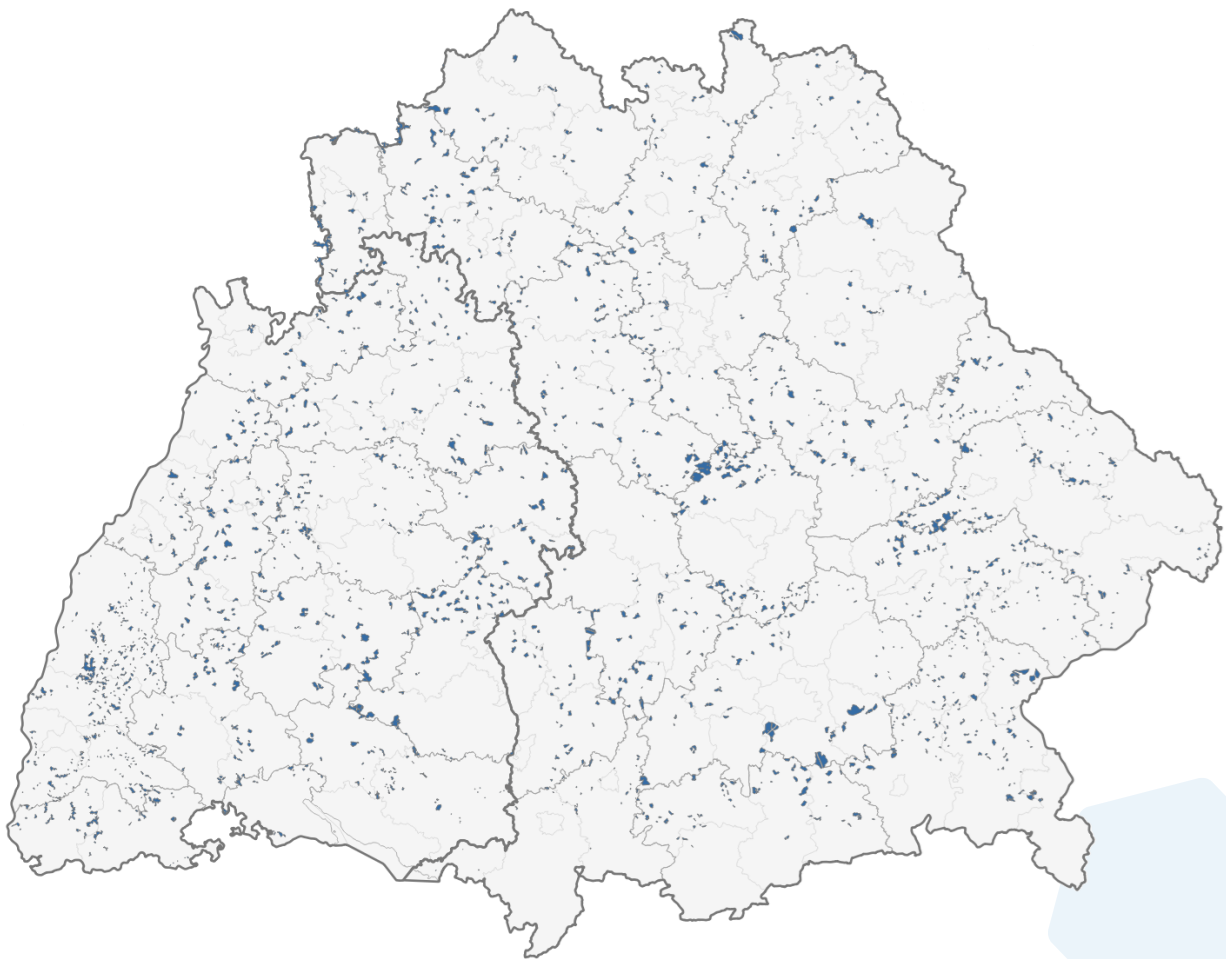


Abbildung 1: Ausgewiesene Flächen für Windenergieausbau in Baden-Württemberg und Bayern

verbleibenden Planungsregionen in Bayern wurden ergänzend Datensätze aus der Regionalplanung Bayern (Stichtag 20.05.2025) sowie der aktuelle Datenstand der FfE zu ausgewiesenen Windeignungsgebieten herangezogen (Stichtag 31.03.2025). Für die übrigen Bundesländer wurde einheitlich der verfügbare FfE-Datenstand herangezogen. In Abbildung 1 sind die ausgewiesenen Flächen für Baden-Württemberg und Bayern dargestellt.

In Bayern betragen die derzeit verbindlich in den Regionalplänen ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung rund 1,2 Prozent der Landesfläche, in Baden-Württemberg etwa 2 Prozent. Für die übrigen Planungsregionen wurden ergänzend die jeweils verfügbaren Entwurfsstände berücksichtigt. Zusammen bilden diese Windflächen die grundlegende Geopolygon-Kulisse für die nachfolgende Abschätzung des Leistungspotenzials.

Weißflächenanalyse

Ergänzend zu den ausgewiesenen Windflächen werden Flächen aus der Weißflächenanalyse der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) berücksichtigt. Diese kommen ausschließlich dann zum Einsatz, wenn das Potenzial aus geplanten Anlagen sowie aus den ausgewiesenen Flächen nicht ausreicht, um den modellierten Zubau abzubilden (Ausbauziele siehe 1.4.1). Dieser Fall tritt derzeit nur vereinzelt auf und wird mit der fortschreitenden Ausweisung weiterer Windenergieflächen voraussichtlich weiter an Bedeutung verlieren.

Die deutschlandweite Weißflächenanalyse der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) wird mittels GIS durchgeführt. Dabei werden verschiedene Ausschluss- und Restriktionskriterien berücksichtigt. Die Methodik und Datengrundlagen basieren unter anderem auf [9], [10], [11] und [12].

Die identifizierten Weißflächen außerhalb von Tabuflächen werden entsprechend ihrer restriktiven Wirkung auf die Errichtung von Windenergieanlagen in fünf Restriktionskategorien eingeteilt:

- sehr geringe Restriktion
- geringe Restriktion
- mittlere Restriktion
- hohe Restriktion
- sehr hohe Restriktion

1.2.2 Leistungspotenzial

Das Leistungspotenzial beschreibt die maximal installierbare Windenergieleistung innerhalb der verfügbaren Flächenkulisse. Die Abschätzung erfolgt durch im Marktstammdatenregister (MaStR) geplanten Anlagen [8], sowie die Ermittlung optimaler anlagenscharfer Windparkkonfigurationen auf den Flächenpotenzialen (hauptsächlich ausgewiesene Flächen, siehe 1.2.1) unter Verwendung von standorttypischen Windenergieanlagen.

Auswahl repräsentativer und standorttypischer Windenergieanlagen

Für die Zubaumodellierung werden verschiedene WEA-Typen eingesetzt, die ein breites Spektrum an Leistungsdichten abdecken und dem aktuellen Technologiestand in Deutschland entsprechen.

1. Identifikation repräsentativer WEA-Modelle:

Auf Basis der MaStR-Daten für Anlagen mit geplanter Inbetriebnahme und im Absprache mit dem Auftraggeber werden die am häufigsten projektierten modernen Großanlagen ausgewählt. Diese WEA zeichnen sich durch große Rotordurchmesser (160–175 m), hohe Nabenhöhen sowie Leistungsdichten zwischen 250 W/m² und 350 W/m² aus. Sie repräsentieren den aktuellen Markttrend [8]. In Tabelle 2 sind die repräsentativen Windenergieanlagen für die Zubaumodellierung

Tabelle 2: Zukünftige repräsentative Windenergieanlagen

~Leistungsdichte in W/m ²	Anlage	Leistung in MW	Rotordurchmesser in m	Nabenhöhe in m
250	E175 EP5 E1 6000	6	175	140, 166, 180
275	N175/6.X	6,8	175	140, 166, 180
300	Vestas V172-7.2	7,2	172	120, 140, 166, 180
325	N163/6.X	6,8	163	120, 140, 166
350	Vestas V162	7,2	162	120, 140, 166

dargestellt. Die Nabenhöhen gelten nur für die repräsentative Zubaumodellierung; es sind nicht unbedingt die Nabenhöhen, die von den Anlagenherstellern für die Turbinentürme vorgesehen werden.

Ein wesentliches Merkmal zur Charakterisierung der Kennlinien dieser Windenergieanlagen ist die Leistungsdichte (W/m^2), definiert als die Nennleistung der Turbine geteilt durch die Rotorfläche. Windenergieanlagen mit niedriger Leistungsdichte nutzen schwache Winde besser aus, während Anlagen mit hoher Leistungsdichte für windstarke Standorte optimiert sind. Durch die Auswahl verschiedener Leistungsdichten steht ein breites Portfolio moderner Turbinen für die Zubaumodellierung zur Verfügung. Während früher eine klare regionale Zuordnung von Starkwindanlagen in Norddeutschland und Schwachwindanlagen in Süddeutschland bestand, ist diese Trennung aufgrund technologischer Fortschritte heute weniger ausgeprägt [8]. Dennoch bleiben Turbinen mit höheren Leistungsdichten für einzelne Regionen relevant und werden daher in der Zubaumodellierung weiterhin berücksichtigt.

2. Zuordnung der Landkreise zu standorttypischen Anlagen:

Für jeden Landkreis wird eine standorttypische Anlagenkonfiguration mittels ihrer Leistungsdichte und Nabenhöhe auf Basis der dort installierten bzw. geplanten WEA abgeleitet (zwischen 2025 und 2028) [8]. Die Analyse umfasst:

- die Ermittlung repräsentativer Leistungsdichten (W/m^2) auf Ebene des Landkreises (LK),
- eines erweiterten Landkreis-Clusters (LK-CL) bestehend aus dem betreffenden Landkreis und allen angrenzenden Landkreisen,
- sowie des jeweiligen Bundeslandes (BL).

Die Ableitung der standorttypischen Nabenhöhe, basiert auf derselben räumlichen Hierarchie.

Umrechnung der Flächenkulisse in installierbare Leistung (WiSTL-Modell)

Sobald die repräsentative und standorttypischen Windenergieanlagen definiert sind, erfolgt die modelltechnische Umrechnung der Potenzialflächen (hauptsächlich ausgewiesene Flächen, siehe 1.2.1) in installierbare Leistung mit dem Windszenario-Tool WiSTI der FfE. Das Tool optimiert die räumliche Anordnung von Windenergieanlagen und berücksichtigt dabei:

- den spezifischen Rotordurchmesser, der die Mindestabstände festlegt,

- die Hauptwindrichtung,
- eine realistische Parkgeometrie, modelliert als elliptische Parkstruktur,
- die Maximierung der Anlagenanzahl innerhalb der verfügbaren Fläche.

Die vollständige Beschreibung des Windszenario-Tools WiSTI ist in /FFE-46 17/ dokumentiert. Damit wird für jede Potenzialfläche eine technisch konsistente und anlagenscharfe Abschätzung der maximal installierbaren Leistung erzielt. Die Methode des Windszenario-Tools WiSTI ist in Abbildung 2 beispielhaft dargestellt.

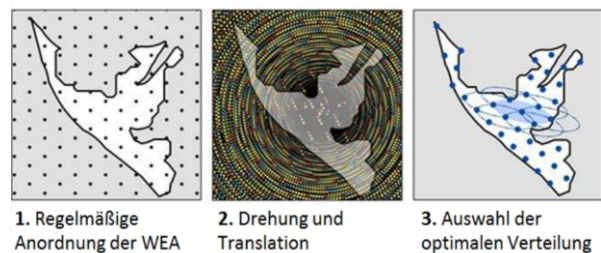


Abbildung 2: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen

Berücksichtigung geplanter Anlagen (MaStR)

Neben dem Anlagenbestand werden im MaStR registrierte geplante Anlagen mit einem geplanten Inbetriebnahmedatum zwischen dem 31.12.2025 und dem 31.12.2030 einbezogen. Die Registrierung im MaStR von Windenergieanlagen in der Entwurfs- oder Errichtungsphase mit geplantem Inbetriebnahmedatum ist nach MaStRV §5 verpflichtend, wenn diese eine Zulassung nach dem Bundes-Immissionsgesetz benötigen [13]. Diese Anlagen verfügen bereits über genehmigte technische Parameter wie:

- installierte Leistung,
- Rotordurchmesser,
- Nabenhöhe.

Obwohl unklar ist, ob diese Projekte einen Zuschlag im EEG-Auktionsverfahren erhalten werden, bieten sie ergänzende Informationen für die Zubaupotenziale.

1.3 Meteorologische Grundlagen und Erzeugungszeitreihen

Die Berechnung der zukünftigen Energieerträge erfolgt auf Basis stündlicher Erzeugungszeitreihen, die mithilfe meteorologischer Reanalyse-Daten und detaillierter Anlagenkennlinien modelliert werden.

Geeignete Wetterjahre

Für die Modellierung werden zwei aufeinanderfolgende Wetterjahre eingesetzt, die unterschiedliche meteorologische Bedingungen repräsentieren (siehe Tabelle 3). Diese Wetterjahre werden auch ausgewählt, da Daten zur realen Stromerzeugung nach Abregelung sowie Daten zu Redispatch-Maßnahmen für das Übertragungsnetz zu Verfügung stehen.

Tabelle 3: Auswahl der Wetterjahre

Wetterjahr	Charakteristika
2023	Windreiches Jahr. Höhere Stromerzeugung von Windenergieanlagen.
2024	Winddurchschnittliches Jahr. Mittlere Stromerzeugung von Windenergieanlagen.

Durch die Berücksichtigung dieser beiden Wetterjahre werden die Effekte eines windreichen und eines durchschnittlichen Windjahres abgebildet.

Modellierung von Wind Erzeugungszeitreihen

Die Erzeugungsprofile für Windenergieanlagen basieren auf stündlichen Wetterdaten aus dem ERA5-Reanalysemodell und den Leistungskurven repräsentativer Anlagentypen (siehe Tabelle 2). Für jede ERA5-Gitterzelle werden die Windkomponenten u und v genutzt, um die Windgeschwindigkeit zu berechnen. Die Anpassung an die Nabenhöhe erfolgt durch lineare Interpolation zwischen den ERA5 Model Levels (z. B. 79 m, 107 m, 137 m, 170 m, 205 m, 245 m), sodass die Windgeschwindigkeit an der jeweiligen Anlagenhöhe bestimmt werden kann.

Die Umwandlung von Windgeschwindigkeit in elektrische Leistung erfolgt über Leistungskurven (Leistungskennlinien). Die Kennlinie beschreibt die Einspeiseleistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und ist damit der zentrale Baustein des physikalischen Modells.

Für jede ERA5-Gitterzelle kann eine normierte stündliche Erzeugungszeitreihe berechnet werden. Diese wird durch Daten aus dem Global Wind Atlas kalibriert, um lokale Effekte wie Orographie und Rauigkeit zu berücksichtigen. Die erzeugungszeitreihen werden dann für die Wetterjahre 2023 und 2024 berechnet.

- Für die Bestands- und geplanten Anlagen erfolgt die Modellierung der Erzeugungszeitreihen anlagenscharf anhand der Daten von MaStR (Zeitreihe später auf Landkreisebene aggregiert)
- Für die Zubau Anlagen, werden Landkreisspezifische Erzeugungszeitreihen für repräsentative und standorttypische Windenergieanlagen modelliert.

Die Betrachtung von Verlusten (z.B. Verschattungseffekte, technische Verfügbarkeit, elektrische Verluste, u.a.) wird ebenfalls in der Modellierung der Erzeugungszeitreihen integriert.

Reale Wind Einspeisezeitreihen Landkreisebene

Zur Ableitung realer Einspeiseprofile werden die stündlichen Einspeisedaten aus SMARD (BNetzA) auf Ebene der vier Übertragungsnetzbetreiber herangezogen [1]. Diese Zeitreihen liegen bereits nach Abregelung vor. Durch die Kombination dieser Daten mit den anlagenscharfen Informationen des MaStR, insbesondere Standort, Inbetriebnahmedatum, installierte Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe [8], sowie den daraus modellierten anlagenscharfen Erzeugungszeitreihen können energiebasierte Regionalisierungsschlüssel auf Landkreisebene abgeleitet werden. Auf dieser Grundlage entstehen stündlich aufgelöste reale Einspeisezeitreihen für jeden Landkreis. Diese Zeitreihen dienen im weiteren Verlauf als wichtige Grundlage für die Bestimmung der Redispatchzeitreihen.

1.4 Szenarien für den Windenergieausbau

In der vorliegenden Studie basiert die Ableitung des zukünftigen Ausbaus der Windenergie bis zum Jahr 2030 auf zwei Regionalisierungsszenarien, die unterschiedliche Zubaupriorisierungen abbilden:

- Gebotspreis-basiertes Szenario
- NEP-basiertes Szenario

In beiden Szenarien werden die gleichen bundesweiten Ausbauziele aus dem EEG 2023 auf Landkreisebene regionalisiert (siehe 1.4.1). Während das Gebotspreis-basierte Szenario den erwartbaren Ausbau unter den bestehenden Ausschreibungsbedingungen modelliert, bildet das NEP-basierte Szenario einen systemorientierten Ausbau nach den im Netzentwicklungsplan (NEP 2025, Szenario B Jahr 2037) hinterlegten länderspezifischen Zielen ab [7].

1.4.1 Ausbauziele

Das EEG 2023 definiert ein bundesweites Ausbauziel von 115 GW Windenergie an Land bis 2030 [2]. Für die Regionalisierungen werden die in Tabelle 4 aufgeführten Ausbauziele verwendet:

Tabelle 4: Ausbauziele von Windenergie am Land

Szenario	Ausbauziel
Gebotspreis-basiertes Szenario	Deutschland 115 GW in 2030 Keine länderspezifischen Ziele
NEP-basiertes Szenario	Deutschland 115 GW in 2030: - Baden-Württemberg: 7,46 GW in Jahr 2030 - Bayern: 9,26 GW in Jahr 2030

Die länderspezifischen Ausbauziele des NEP-basierten Szenarios wurden durch eine Unterskalierung der in NEP 2025 länderspezifischen installierten Leistungen im Szenario B für das Jahr 2037 auf das Jahr 2030 abgeleitet. Die anderen Bundesländer verfügen auch über Ausbauziele.

1.4.2 Gebotspreis-basierte Regionalisierung

Im Gebotspreis-basierten Szenario wird der zukünftige Zubau anhand der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit (Referenzertragsmodell) der einzelnen Modellanlagen priorisiert. Dabei wird angenommen, dass Betreiber in EEG-Ausschreibungen mit einem Preis bieten, der mindestens ihre Stromgestehungskosten deckt. Entsprechend setzt sich der Ausbau dort durch, wo die Anlagen die niedrigsten Gebotspreise aufweisen.

Für jede potenzielle Anlage innerhalb der Flächenkulisse werden **individuelle Gebotspreise abgeleitet**:

- FfE-Kostenmodell anhand Anlagentyp (zusätzliche 20 % Transport-/Montagemehrkosten in Landkreisen mit komplexer Orographie)
- Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE)
- Berücksichtigung der Standortgüte: Ermittlung des Referenzertragsfaktors nach EEG 2023
- Herleitung des Gebotspreises anhand der Stromgestehungskosten und EEG-Korrekturfaktoren:

$$\text{Gebotspreis} = \frac{\text{Stromgestehungskosten}}{\text{Korrekturfaktor}_{\text{EEG}}}$$

Für die **Zubaupriorisierung** werden alle anlagenscharf modellierten WEA (geplante und potenzielle Anlagen) bundesweit nach ihren berechneten Gebotspreisen sortiert und anschließend in fünf Zubaustufen

auf Landkreisebene eingeteilt. Zur Abbildung realistischer Zubaudynamiken werden diese Stufen mit einer leichten Streuung gemischt. Die Stufen mit den niedrigsten Gebotspreisen werden zuerst erschlossen. Damit bildet die Regionalisierungsmethodik die aktuellen Ausschreibungsbedingungen des EEG 2023 ab.

1.4.3 NEP-basierte Regionalisierung

Dieses Szenario orientiert sich an den länderspezifischen Ausbauzielen des NEP 2025, Szenario B für 2037 [7]. Der Zubau wird anlagenscharf kategorisiert und priorisiert.

Die **Zubaupriorisierung** folgt einer fest definierten Reihenfolge, die einem erwarteten systemorientierten Ausbau entspricht:

- Bestandsanlagen bis 2025
- Netzanschlussbegehren
- Geplante Anlagen im MaStR mit Verzögerung, um die Realisierungswahrscheinlichkeit zu betrachten
- Anlagen innerhalb von ausgewiesenen Flächen
- Anlagen außerhalb der ausgewiesenen Flächen nach Restriktionskategorie und anhand von Volllaststunden (mit ± 500 h Variation zur Abbildung realer Standortvielfalt)

Die Zubau Erschließung findet anlagenscharf statt bis das jeweilige Landesziel erreicht ist (z. B. Bayern: 9,26 GW).

1.5 Ergebnisse der Regionalisierung

Tabelle 5 zeigt die **installierte Leistung** der Windenergieanlagen im Bestand 2025 sowie im Jahr 2030 für das Gebotspreis-basierte und das NEP-basierte Szenario auf Bundeslandebene. Tabelle 6 stellt analog die **Energiemengen vor Abregelung** für beide Ausbauszenarien dar.

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung für den Bestand und die beiden Ausbaupfade ist in Abbildung 3 auf Regionsplanungsebene dargestellt. In beiden Szenarien konzentriert sich der Zubau weiterhin stark auf den Norden. Dennoch zeigt das NEP-basierte Szenario eine deutlich gleichmäßigere Verteilung der installierten Leistung im Vergleich zum Gebotspreis-basierten Szenario, bei dem der Zubau überwiegend in den norddeutschen Bundesländern stattfindet.

In Zahlen bedeutet dies für die **installierte Leistung**:

- Im Gebotspreis-basierten Szenario liegt die installierte Leistung in Baden-Württemberg bei 2,85 GW, in Bayern bei 3,72 GW.
- In der NEP-basierten Regionalisierung steigt die installierte Leistung hingegen auf 7,46 GW in Baden-Württemberg und 9,37 GW in Bayern an.

Für die **Energiemengen vor Abregelung** ergibt sich daraus:

- In Baden-Württemberg erzeugt das NEP-basierte Szenario 10,3 TWh (Wetterjahr 2023) bzw. 8,68 TWh (Wetterjahr 2024) mehr als das Gebotspreis-basierte Szenario.
- In Bayern liegt der Mehrertrag bei 12,22 TWh (2023) bzw. 10,7 TWh (2024).

Diese Energiemengen stellen die potenzielle Stromerzeugung vor Abregelung dar.

Wesentlich ist auch die bundesweite Energiemenge vor Abregelung im Jahr 2030, d.h. wie viel Strom wird durch die Windenergie vor Abregelung erzeugt:

- Im Wetterjahr 2023, bei gleicher installierter Leistung erzeugt das Gebotspreis-basierte Szenario 271,97 TWh, also **12,92 TWh** mehr als das NEP-basierte Szenario mit 259,05 TWh (2023).
- Im Wetterjahr 2024 liegt das Gebotspreis-basierte Szenario bei 251,08 TWh, ebenfalls **17,12 TWh** mehr als das NEP-basierte Szenario mit 233,96 TWh (2024).

Dies entspricht der Tatsache, dass im Gebotspreis-basierten Szenario mehr Windenergie im Norden zugebaut wird, wo die meteorologischen Bedingungen günstiger sind. Gleichzeitig kann dieser stärker nordlastige Ausbau jedoch potenziell zu einem höheren Redispatch-Bedarf führen, da die Engpässe auf den Nord-Süd-Transportachsen stärker belastet werden.

Im folgenden Kapitel 2 werden die Auswirkungen auf die Redispatchmengen sowie die daraus resultierenden Kosten detailliert untersucht.

Tabelle 5: Installierte Leistung im Bestand sowie in den Gebotspreis-basierten und NEP-basierten Ausbauszenarien

Bundesland	Installierte Leistung in GW		
	Bestand im Jahr 2025	Gebotspreis-basierter Ausbau im Jahr 2030	NEP-basierter Ausbau im Jahr 2030
Baden-Württemberg	2,07	2,85	7,46
Bayern	2,75	3,72	9,26
Berlin	0,02	0,02	0,02
Brandenburg	9,53	15,75	14,79
Bremen	0,19	0,23	0,19
Hamburg	0,12	0,13	0,12
Hessen	2,79	4,04	6,33
Mecklenburg-Vorpommern	3,93	11,58	7,79
Niedersachsen	13,89	28,55	19,08
Nordrhein-Westfalen	9,08	18,47	13,47
Rheinland-Pfalz	4,32	5,54	7,06
Saarland	0,56	0,97	0,87
Sachsen	1,41	1,89	3,42
Sachsen-Anhalt	5,76	6,65	8,38
Schleswig-Holstein	9,55	12,35	11,29
Thüringen	1,9	2,26	5,46
Deutschland	67,87	115	115

Tabelle 6: Energiemenge vor Abregelung in den Gebotspreis-basierten und NEP-basierten Ausbauszenarien

Bundesland	Energiemenge vor Abregelung in TWh			
	Wetterjahr 2023 (windreich)		Wetterjahr 2024 (winddurchschnittlich)	
	Gebotspreis-basierte Energiemengen im Jahr 2030	NEP-basierte Energiemengen im Jahr 2030	Gebotspreis-basierte Energiemengen im Jahr 2030	NEP-basierte Energiemengen im Jahr 2030
Baden-Württemberg	6,31	16,61	5,1	13,78
Bayern	7,24	19,46	6,1	16,8
Berlin	0,03	0,03	0,03	0,03
Brandenburg	35,3	32,55	33,83	31,09
Bremen	0,46	0,37	0,43	0,34
Hamburg	0,31	0,29	0,28	0,27
Hessen	9,06	14,73	7,68	12,63
Mecklenburg-Vorpommern	30,21	18,64	29,58	18,01
Niedersachsen	70,22	42,99	67,05	40,04
Nordrhein-Westfalen	48,34	32,88	42,79	28,54
Rheinland-Pfalz	12,48	16,48	9,82	13,18
Saarland	2,51	2,2	2,01	1,74
Sachsen	3,3	6,7	3,03	6,24
Sachsen-Anhalt	12,68	16,98	11,28	15,34
Schleswig-Holstein	28,95	25,89	28,16	25,08
Thüringen	4,57	12,25	3,91	10,85
Deutschland	271,97	259,05	251,08	233,96

Bestand im Jahr 2025 (MaStR Stand 02.2025)

Gebotspreis-basierter Ausbau im Jahr 2030

NEP-basierter Ausbau im Jahr 2030

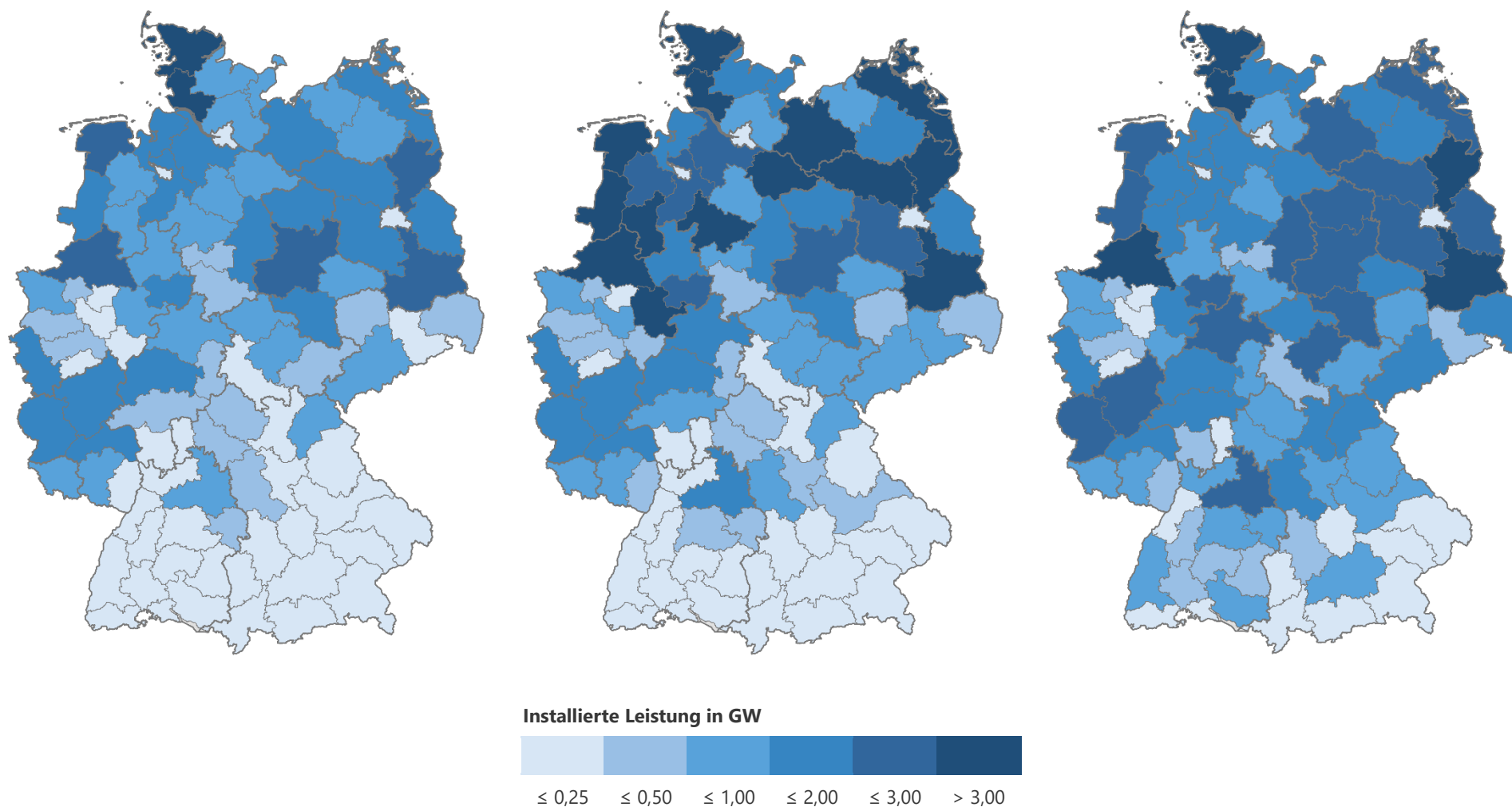


Abbildung 3: Entwicklung der Windenergie an Land anhand zwei Ausbauszenarien auf Regionsplanungsebene aggregiert



2

**Wie sich ein verstärkter
Windausbau im Süden auf
Redispatchbedarf und -kosten
auswirkt**

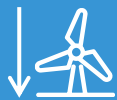
2 Wie sich ein verstärkter Windausbau im Süden auf Redispatchbedarf und -kosten auswirkt

In Kapitel 2 werden zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten auf Basis der im vorherigen Kapitel beschriebenen Szenarien quantifiziert.

2.1 Systemische Wirkmechanismen eines regional verteilten Windausbaus

Eine stärkere Verteilung des Ausbaus von Windenergie an Land innerhalb Deutschlands hat unterschiedliche und teils gegenläufige systemische Effekte. Einige davon werden in den Folgekapiteln detailliert beschrieben.

2.1.1 Quantifizierte Wirkmechanismen



Wenn das Stromnetz im Norden bereits ausgelastet ist, führt jede zusätzliche Einspeisung zu mehr Redispatchbedarf.

Zusätzliche Einspeisung im Norden in Stunden mit Redispatch erhöht den Redispatchbedarf. Die Wirkungszusammenhänge lassen sich in drei Schritten zusammenfassen:

1. **Höhere Einspeisespitzen nördlich des Engpasses:** Bei starkem Wind steigen die Einspeisungen im Norden an, sodass die Nord-Süd-Leitungen ihre Kapazitätsgrenzen erreichen.
2. **Mehr negativer Redispatch im Norden:** Um die Überlastung zu vermeiden, müssen Windenergieanlagen im Norden abgeregelt werden.
3. **Mehr positiver Redispatch im Süden:** Gleichzeitig werden Kraftwerke südlich des Engpasses hochgefahren, um die Versorgung trotz geringerer Windleistung sicherzustellen.

Der Fokus dieser Studie liegt in der Analyse der zusätzlichen Redispatchmengen und -kosten, die sich aus der in Kapitel 1 dargestellten regionalen Verteilung des Windausbaus ergeben. Konkret werden die Auswirkungen eines Gebotspreis-basierten Ausbaus, mit einem stärkeren Zubau im Norden, einem ausgewogeneren Ausbau nach NEP gegenübergestellt. Die Vermeidung dieser zusätzlichen Redispatchkosten

stellt einen relevanten systemischen Vorteil eines stärkeren Ausbaus im Süden dar. Detailliertere Informationen zum Thema Redispatch sind im Kapitel Exkurs: Redispatch beschrieben.

2.1.2 Weitere systemische Wirkmechanismen

Neben den quantifizierten Effekten bestehen weitere systemische Wirkmechanismen, die den Redispatchbedarf und die volkswirtschaftliche Bewertung der Ausbaupfade beeinflussen können. Die folgenden Abschnitte beschreiben diese zusätzlichen Wirkmechanismen näher. Auch wenn sie in dieser Studie nicht quantifiziert werden, sind sie für die Gesamteinordnung der Ergebnisse relevant.

Ökonomische Schwellenwerte zwischen Redispatch und Netzausbau

Die Verschiebung des Windausbaus in den Norden verstärkt die bestehende Nord-Süd-Transportaufgabe und führt damit zu einem strukturell höheren Redispatchbedarf und -kosten. Entsprechend erhöhen die zusätzlichen Redispatchkosten nicht nur den kurzfristigen Engpassmanagementaufwand, sondern markieren zugleich eine ökonomische Obergrenze: Sobald die jährlich anfallenden Redispatchkosten das Investitionsniveau spezifischer Netzausbaumaßnahmen übersteigen, wird Netzausbau volkswirtschaftlich vorteilhafter. Dieser Effekt wurde im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch nicht quantifiziert, da seine genaue Bestimmung nur mithilfe umfassender Netzberechnungen möglich wäre.

Marktverdrängung konventioneller Kraftwerke durch zusätzliche Windproduktion im Süden

Zusätzliche Windproduktion im Süden von Deutschland kann zur Vermeidung von negativem Redispatch mit konventionellen Kraftwerken führen. Die Windenergieerzeuger verdrängen dabei konventionelle Kraftwerke nördlich des Netzengpasses aus dem Markt. Dies gilt jedoch nur, wenn dieses Kraftwerk in einer spezifischen Viertelstunde (annähernd) preissetzend ist und durch das zusätzliche Angebot am

Exkurs: Redispatch

Definition

Treten Netzengpässe auf, werden kurative Engpassmanagement-Maßnahmen durchgeführt. Dabei sind die Netzbetreiber vordergründig berechtigt und verpflichtet marktbezogene Maßnahmen, wie den Redispatch, zu ergreifen (§ 13 Abs. 1 EnWG). Nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBMV) bezeichnet Redispatch „eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren ÜNB oder VNB durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen“ [22]. Auf Basis der Fahrplanmeldungen von Last- und Erzeugungsanlagen erstellen die ÜNB Leistungsflussberechnungen. Daraus wird abgeleitet, welche Netzelemente wie stark belastet werden und wo Redispatch in welcher Menge notwendig wird. Daraufhin weisen die Netzbetreiber Anlagenbetreiber oberhalb und unterhalb des Engpasses zur Abregelung (**negativer Redispatch**) bzw. zum Hochfahren (**positiver Redispatch**) an.

Finanzieller Ausgleich

Erhöht oder vermindert ein Anlagenbetreiber die Stromerzeugung auf Aufforderung der Netzbetreiber, findet daraufhin ein finanzieller Ausgleich statt.

Dabei leistet der Netzbetreiber Ausgleichszahlungen an die Anlagenbetreiber und stellt diese wirtschaftlich so, als hätte die Maßnahme nicht stattgefunden (§ 13a Abs. 2 EnWG). Nach § 13a Abs. 1 EnWG sind seit Oktober 2021 sämtliche Anlagen inkl. EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung über 100 kW, sowie alle fernsteuerbaren Anlagen verpflichtet am Redispatch teilzunehmen [22]. Es werden primär die **Maßnahmen ergriffen, die die niedrigsten Kosten verursachen** (Anwendung einer Kosten-Merit-Order), weshalb hier auch von einem kostenbasierten Redispatch gesprochen wird. EE-Anlagen unterliegen einer gesonderten Kostenberechnung, wodurch konventionelle Erzeuger vorrangig abgeregelt werden. Sofern keine Marktkraftwerke für positive Redispatchmaßnahmen zur Verfügung stehen, können Netzbetreiber Reservekraftwerke, bestehend aus Netzreserve, Kapazitätsreserve und besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm), abrufen. Die Kosten des Redispatch mit Reservekraftwerken setzen sich aus Vorhalte- und Abrufkosten zusammen, Aufwendungen für Probestarts und Testfahrten sind in den Abrufkosten bereits enthalten.

Strommarkt verdrängt wird.¹ Dieser Effekt ist jedoch nur bedingt quantifizierbar, da die historische kraftwerksscharfe Merit-Order lediglich näherungsweise rekonstruiert werden kann [14]. Des Weiteren betrifft negativer Redispatch konventioneller Erzeugung derzeit vor allem Braun- und Steinkohlekraftwerke. Mit dem fortschreitenden Kohleausstieg [15] nehmen deren Einsatzmengen jedoch kontinuierlich ab, während zunehmend Gaskraftwerke die preissetzende Rolle im Strommarkt übernehmen [16]. Dadurch werden Kohlekraftwerke in Abregelungsstunden immer seltener die Rolle des marginalen Kraftwerks einnehmen. Bestätigend dazu zeigt die Systemanalyse 2025 der ÜNB [6], dass der Umfang negativen Redispatches durch konventionelle Kraftwerke bereits bis 2027/2028 deutlich zurückgehen dürfte [17]. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt bis zum Betrachtungsjahr 2030 weiter rückläufig ist, weshalb die systemischen

Effekte innerhalb dieser Studie nicht quantifiziert wurden.

Südlicher Windausbau entlastet im Bestand nicht den Nord-Süd-Engpass

Im bestehenden Stromsystem führt zusätzlicher Windenergieausbau im Süden, bei unveränderter Windproduktion im Norden und gleichbleibender Netzstruktur, zu keiner Verringerung des notwendigen negativen Redispatches norddeutscher EE-Anlagen. Windenergie wird am Strommarkt i.d.R. zu Grenzkosten nahe 0 EUR/MWh angeboten und demnach in der Regel nicht durch zusätzliche Erzeugung im Süden aus dem Markt verdrängt.² Die Erzeuger erhalten weiterhin den Zuschlag am Markt und der strukturelle Nord-Süd-Engpass bleibt bestehen. Zur Reduzierung der Abregelung des Bestands an erneuerbaren Energien im Norden wird durch Windausbau

¹ Würde die zusätzliche Windenergieproduktion anstelle Süddeutschlands im Norden erfolgen, ergäbe sich zwar ein vergleichbarer Effekt hinsichtlich der Verdrängung konventioneller Erzeugung, jedoch bliebe der strukturelle Nord-Süd-Netzengpass weiterhin bestehen. Unter diesen Bedingungen wären sogar höhere Redispatchkosten zu erwarten, da Redispatchmaßnahmen unter Einbindung erneuerbarer Energien in der Regel deutlich kostenintensiver sind als

entsprechende Eingriffe bei konventionellen Kraftwerken (siehe Kapitel 2.2 für eine Aufstellung historischer Kosten).

² Konkret werden Windanlagen in der Vermarktungsform des Marktpremienmodells mit der erwarteten negativen Marktpremie angeboten. Anlagen in der Einspeisevergütung werden durch die ÜNB im Rahmen der preislimitierten Vermarktung nach § 5 EEG zu Preisen zwischen -100 bis -200 EUR/MWh angeboten.

im Süden kein systemischer Nutzen erwartet. Hier hilft langfristig vor allem Netzausbau, Flexibilitäten, zusätzliche Lasten im Norden (§ 13k EnWG), siehe Exkurs „Nutzen statt abregeln“, oder eine Marktdesignänderung (Nodal Pricing oder auch Gebotszonensplit).

Marktwerte und Förderbedarf bei Windausbau in Süddeutschland

Obgleich ein verstärkter Windenergieausbau im Süden aufgrund höherer Stromgestehungskosten grundsätzlich höhere Zuschlagswerte in den EEG-Ausschreibungen erfordert, bedeutet dies nicht zwangsläufig einen proportional steigenden Förderbedarf. Zwar wären zunächst höhere Ausgaben aus dem EEG-Konto zu erwarten, jedoch können die von süddeutschen Anlagen erzielbaren Marktwerte diesem Effekt entgegenwirken. Während norddeutsche Windparks häufig gleichzeitig einspeisen und dadurch Kannibalisierungseffekte auslösen, was die Marktwerte reduziert, speisen Anlagen im Süden tendenziell zeitlich versetzt ein. Diese antizyklische Einspeisung kann zu höheren Marktwerten und somit zu geringeren Marktprämienzahlungen führen. Dies würde insgesamt den Förderbedarf reduzieren. Eine quantitative Bewertung dieses Effekts war jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Reduzierte Leitungsverluste durch kürzere Transportwege

Des Weiteren werden durch die stärkere räumliche Verteilung der Winderzeugung in Deutschland die notwendigen Transportkilometer gesenkt. Dadurch sinken Leitungsverluste und hierfür zu beschaffende Verlustenergie. Dieser Effekt konnte im Rahmen der Studie nicht quantifiziert werden.

2.2 Historische Entwicklung von Redispatchmengen und -kosten

Die Entwicklung der gesamten Redispatchmengen und -kosten der Jahre 2023, 2024 und 2025 (bis November) exklusive Countertrading wird in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Auswahl dieser drei Jahre erfolgt, weil sie die aktuellsten verfügbaren Daten abbilden und damit den derzeitigen Systemzustand am besten repräsentieren. Zusätzlich werden die Anteile von Windenergie an Land und auf See dezidiert ausgewiesen [1].

In den Jahren 2023 und 2024 beliefen sich die negativen Redispatchmengen (exklusive Countertrading) auf 11,8 TWh und 13,5 TWh und gingen mit Gesamtkosten für positiven und negativen Redispatch in der Größenordnung von 3,2 Mrd. EUR bzw. 2,9 Mrd. EUR einher. Für das Jahr 2025 bewegen sich sowohl die negativen Redispatchmengen als auch die zugehörigen Kosten in einer ähnlichen Bandbreite wie im Vorjahr, sodass insgesamt von einem leicht rückläufigen, aber weiterhin hohen Niveau des Netzengpassmanagements ausgegangen werden kann [1].

Die Struktur der negativen Redispatchmengen wurde 2023 und 2024 maßgeblich durch Abregelungsmaßnahmen von Windenergie geprägt: Rund 70% der insgesamt abgeregelten Energiemengen entfielen jeweils auf Windenergie an Land (etwa 30%) und Windenergie auf See (etwa 40%). Im Jahr 2025 reduziert sich dieser Anteil infolge unterdurchschnittlicher Windverhältnisse sowie zunehmender Redispatchmengen von Solaranlagen auf etwa 52%.

Die aggregierten Kosten, die den Redispatchmaßnahmen für Windenergie an Land und auf See zuzurechnen sind, beliefen sich in den Jahren 2023 und 2024

Tabelle 7: Historische Redispatchmengen und -kosten getrennt nach Wind Onshore und Wind Offshore; Gesamtmengen entsprechen den Erzeugungsreduzierungen von Marktkraftwerken. Kosten entsprechen den Gesamtkosten inklusive der Kosten für den positiven Redispatch

Jahr	Gesamter negativer Redispatch		Redispatch mit Wind an Land				Redispatch mit Wind auf See			
	Menge in TWh	Kosten in Mio. EUR	Menge in TWh	Anteil Mengen in %	Kosten in Mio. EUR	Anteil Kosten in %	Menge in TWh	Anteil Mengen in %	Kosten in Mio. EUR	Anteil Kosten in %
2023	13,46	3159	3,98	29,6	848	26,8	5,37	39,9	1144	36,2
2024	11,75	2856	3,39	28,9	692	24,2	4,56	38,8	930	32,6
2025 (bis Nov)	11,47	2659	2,96	25,8	533	20,0	3,00	26,2	540	20,3

Exkurs: „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k EnWG)

„Nutzen statt Abregeln“ stellt ein neues Instrument des präventiven Netzengpassmanagements dar [17]. Seit Oktober 2024 befindet es sich in einer von den ÜNB durchgeführten Erprobungsphase. Hierzu prognostizieren die ÜNB täglich stündliche Abregelungsmengen für jede Entlastungsregion und schreiben diese vor der Day-Ahead-Auktion aus. Präqualifizierte zusätzliche Lasten können auf diese Mengen bieten und elektrische Energie zu einem reduzierten Preis erwerben.

Erhalten diese Lasten den Zuschlag, müssen ihre Lieferanten die entsprechenden Energiemengen am Markt beschaffen, wodurch zusätzliche Nachfrage erzeugt wird. Dies führt typischerweise dazu, dass konventionelle Kraftwerke im Süden in den Markt hineingepreist werden. Die zugrunde liegende Annahme ist, dass der prognostizierte Netzengpass in diesem Fall nicht mehr auftritt und der Redispatchbedarf entsprechend sinkt: Die im Norden sonst abgeregelten Windenergieanlagen können weiter einspeisen und decken die zusätzliche Last innerhalb der jeweiligen Entlastungsregion, während das im Süden aktivierte konventionelle Kraftwerk die dortigen Verbraucher versorgt (eine schematische Darstellung dieses Mechanismus ist in Abbildung 4 dargestellt).

Gemäß § 13k EnWG sind die Kosten dieser Maßnahmen auf das Niveau der alternativ notwendigen Redispatchkosten zu begrenzen. Der Strombezug im Rahmen des Instruments kann daher bis zur Höhe der Summe aus positiven und negativen Redispatchkosten subventioniert werden. Gegenüber einer klassischen Redispatchmaßnahme entstehen dadurch Wohlfahrtsgewinne, da die Abregelung der Windenergie vermieden und die erzeugte Energie stattdessen von zusätzlichen Lasten genutzt wird [23].

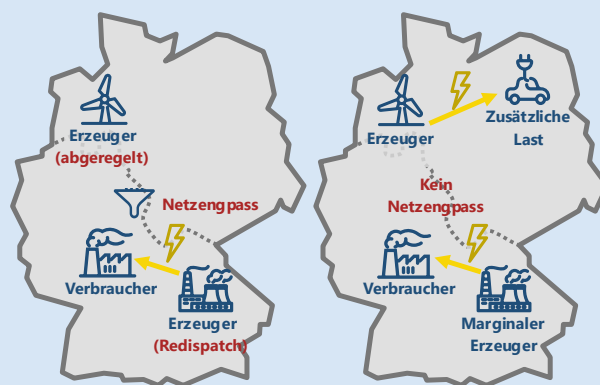


Abbildung 4: Beispielhafte Darstellung einer Redispatchmaßnahme (links) und Auflösung des Engpasses durch Nutzen statt Abregeln (rechts)

auf rund 2,0 Mrd. EUR bzw. 1,6 Mrd. EUR, was einem Anteil von etwa 63% bzw. 57% an den gesamten Redispatchkosten entspricht. Damit bleibt Windenergie trotz der leichten Anteilsrückgänge auch 2025 eine zentrale Ursache für Redispatchaufkommen und den damit verbundenen Kosten.

2.3 In welchen Regionen entsteht Redispatchbedarf?

Der Redispatchbedarf von Windenergie an Land entsteht in Deutschland überwiegend in den nord-deutschen Starkwindregionen. Dort führen hohe gleichzeitige Einspeisemengen regelmäßig dazu, dass die Übertragungskapazitäten der Nord-Süd-Transportachsen überlastet werden.

Für die räumliche Einordnung wird Deutschland entlang einer Nord-Süd-Abgrenzung betrachtet, die aus der Systemanalyse 2025 [6], der Übertragungsnetzbetreiber sowie dem Netzentwicklungsplan 2037/2045 (1. Entwurf 2025) [7] abgeleitet ist und wird in Abbildung 5 dargestellt. Diese verläuft näherungsweise

entlang des 50,4° Breitengrades und umfasst zusätzlich die Amprion Regelzone [6]. Es teilt Deutschland in:

- Nordregion: alle nördlich gelegenen Länder inkl. der im Rahmen von § 13k EnWG definierten Entlastungsregionen (siehe Abbildung 7),
- Südregion: Bayern, Baden-Württemberg sowie den restlichen Teil der Amprion-Regelzone.

Der überwiegende Anteil des **historischen Redispatch von Windenergie an Land** konzentriert sich auf die norddeutschen Entlastungsregionen. Diese Regionen wurden explizit definiert, um große prognostizierte Abregelungsmengen im Rahmen des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ aus § 13k EnWG systematisch zu adressieren.

Auch mit Blick auf die **kommenden Jahre** ist davon auszugehen, dass sich diese räumliche Struktur nicht grundlegend verändert. Die Systemanalyse 2025 und der NEP 2037/2045 zeigen, dass die innerdeutsche Transportaufgabe weiterhin überwiegend in Nord-Süd-Richtung bestehen bleibt [6].

Für das **Ausbaujahr 2030** ist im Rahmen dieser Studie entscheidend, wie sich der räumliche Zubau der Windenergie verteilt und in welchen Regionen die zusätzliche installierte Leistung tatsächlich entsteht, insbesondere mit Blick darauf, ob dadurch der Redispatchbedarf weiter zunimmt. Anhand der Ergebnisse der Regionalisierung wird in Abbildung 5 eine deutliche Verschiebung des Windausbaus im Gebotspreis-basierten Szenario gezeigt: Aus Bayern (– 4,6 GW) und Baden-Württemberg (– 5,5 GW) verlagern sich erhebliche Leistungsmengen in die Entlastungsregionen (+ 10,2 GW). Eine moderate Verlagerung erfolgt zudem vom verbleibenden Teil der Nordregion in Richtung der Amprion-Regelzone (+ 1,3 GW). Aufgrund des historisch sehr geringen Redispatchbedarfs in der Amprion-Regelzone sowie der Erkenntnisse aus den prognostizierten kritischen Netznutzungsfällen in der Systemanalyse [6], erwarten wir nicht, dass der vergleichsweise geringe zusätzliche Windausbau in dieser Region zu einem Anstieg des Redispatchbedarfs führt.

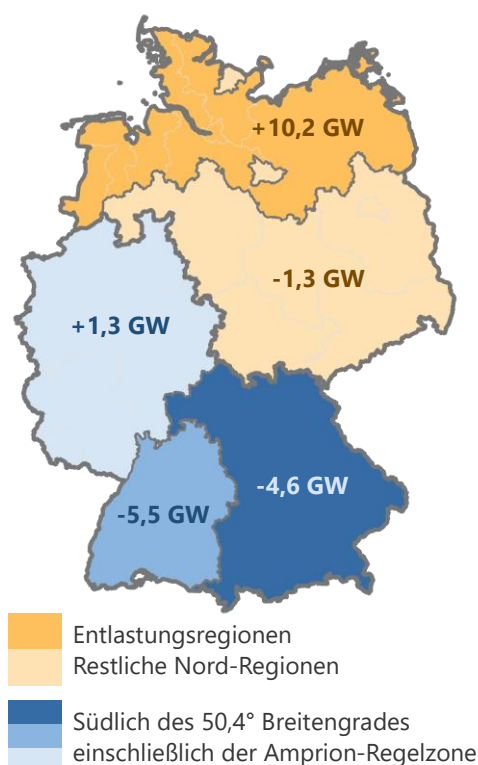


Abbildung 5: Zusätzliche installierte Leistung von Windenergie an Land nach Nord-Süd-Einteilung

In den restlichen Nord-Regionen kommt es im Gebotspreis-basierten Szenario zu einer Verringerung der installierten Leistung, was zu einer leichten Entlastung des Netzes beiträgt. Da diese Gebiete jedoch

³ Diese Auswirkungen wurden beispielhaft für die historischen Redispatchmaßnahmen im Netzgebiet der E.DIS Netz GmbH untersucht.

historisch nur geringe Redispatchmengen aufweisen, ist der entstehende Effekt gering.³

Damit richtet sich der Fokus nun auf den zusätzlichen Redispatchbedarf in den Entlastungsregionen. Im nächsten Kapitel werden die dort prognostizierten zusätzlichen Redispatchmengen und -kosten im Ausbaujahr 2030 quantifiziert. Für die restlichen Nord-Regionen werden die zusätzlichen Redispatchmengen ebenfalls quantifiziert.

2.4 Methodik zur Quantifizierung der zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten

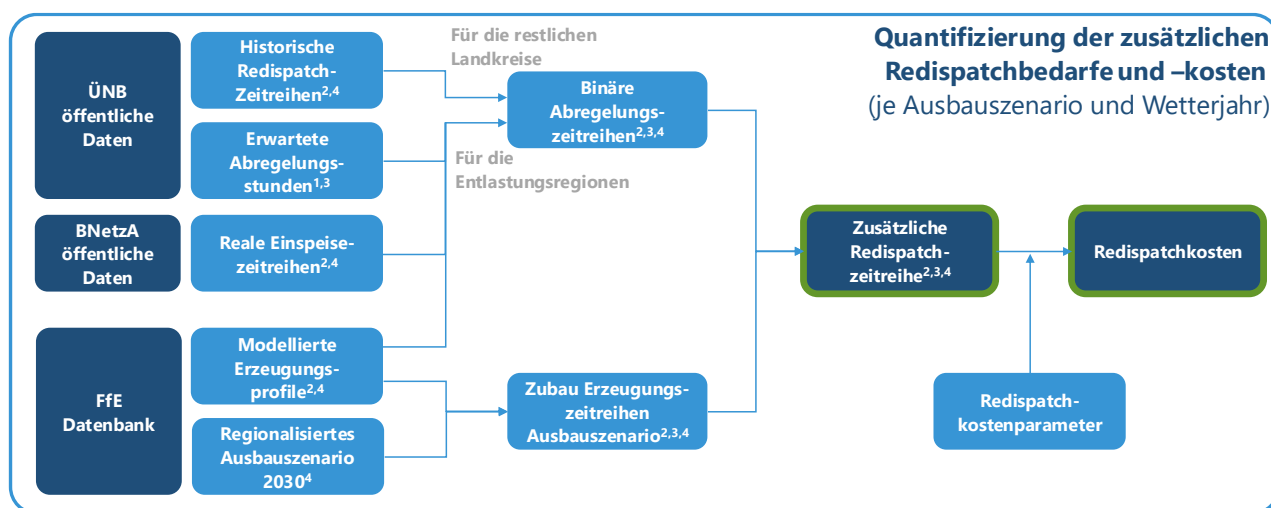
Im Rahmen dieser Studie werden die zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten auf Basis synthetischer Abregelungs- und Erzeugungszeitreihen ermittelt. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 6 dargestellt und wird für jedes Ausbauszenario und Wetterjahr durchgeführt. Die Quantifizierung basiert dabei auf zwei zentralen Bausteinen:

- **Abregelungszeitreihe:** Diese stündliche binäre Zeitreihe kennzeichnet die Stunden im Jahr, in denen Redispatch regional auftritt. Die Abregelungszeitreihen werden sowohl für die Entlastungsregionen als auch für die Landkreise der übrigen Nordregion erstellt.
- **Erzeugungszeitreihe Zubau:** Parallel dazu werden für die Ausbauszenarien im Jahr 2030 stündlich aufgelöste Erzeugungszeitreihen je Landkreis modelliert.

Diese Erzeugungszeitreihe wird anschließend mit der Abregelungszeitreihe verschnitten, woraus eine Redispatchzeitreihe resultiert. Durch Multiplikation dieser Zeitreihe mit den zugrunde gelegten Redispatchkosten lassen sich schließlich die gesamten Redispatchkosten bestimmen. Im Folgenden werden die einzelnen Schritte näher erläutert.

2.4.1 Aufbereitung der binären Abregelungszeitreihen

Für die Analyse werden binäre Abregelungszeitreihen für die Entlastungsregionen sowie für die übrigen Landkreise der Nordregion erstellt. Diese Zeitreihen geben für jede Stunde an, ob Redispatch erforderlich ist (1) oder nicht (0).



¹ monatliche Summe, ² stündliche Zeitreihe, ³ je Entlastungsregion, ⁴ je Landkreis

Abbildung 6: Methodischer Ablauf der Redispatchberechnung

Abregelungszeitreihen in der Entlastungsregionen

Im Rahmen des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ gemäß § 13k EnWG veröffentlichen die vier Übertragungsnetzbetreiber **erwartete monatliche Abregelungsstunden** für ein durchschnittliches historisches Jahr, differenziert nach **Entlastungsregionen** [17]. In Tabelle 8 sind die monatlichen Stunden dargestellt. Abbildung 7 visualisiert die prognostizierten Entlastungsregionen im Jahr 2030.⁴ Die Definition dieser Regionen sowie die Ableitung der zugehörigen Abregelungsstunden erfolgen auf Basis historischer Redispatchdaten, Erfahrungen aus dem operativen Netzbetrieb, netzplanerischen Erkenntnissen sowie in Abstimmung mit Verteilnetzbetreibern, die besonders stark von Redispatch betroffen sind.

Die veröffentlichten Abregelungsstunden unterliegen sowohl einem **Auslösekriterium** als auch einem **Sicherheitsabschlag**. Die ÜNB sind berechtigt, die prognostizierten Abregelungsmengen konservativ abzusenken und eine Ausschreibung nur dann vorzunehmen, wenn eine definierte Mindestauslösschwelle überschritten wird. Die resultierenden Monatswerte stellen somit bewusst vorsichtig bemessene Abschätzungen dar und können als **untere Grenze** im Vergleich zu den real zu erwartenden Redispatchmengen interpretiert werden.

Darauffolgend wird die Abregelungszeitreihe anhand der von den ÜNB bereitgestellten Abregelungsdaten

des Instruments „Nutzen statt Abregeln“ sowie der prognostizierten Winderzeugungszeitreihen des Ausbauszenarios und reale Einspeisezeitreihen (siehe Kapitel 1.3 für die Einspeisezeitreihen) abgeleitet. Dazu werden für jede Entlastungsregion jene Stunden eines Monats identifiziert, in denen die regionale **Abweichung zwischen modellierter Winderzeugung und realer Einspeisezeitreihen ihr Maximum erreicht**. Grundlage hierfür ist die Aggregation der landkreis-scharfen Erzeugungszeitreihen auf die Ebene der jeweiligen Entlastungsregion.

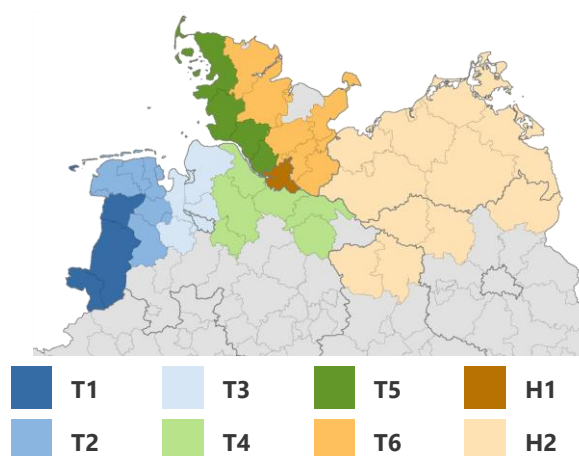


Abbildung 7: Entlastungsregionen im Jahr 2030

⁴ Die Zuordnung der künftig in den Entlastungsregionen zu berücksichtigenden Landkreise erfolgte auf Grundlage einer groben Abschätzung der maßgeblichen Netztopologien. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die tatsächliche spätere Zuordnung aufgrund

detaillierter Netzanalysen von den hier getroffenen Annahmen abweichen kann.

Tabelle 8: Erwartete monatliche Abregelungsstunden inklusive Sicherheitsabschlag und Auslösekriterium

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	H1	H2
Januar	253	276	281	283	84	85	172	147
Februar	226	218	225	226	99	95	145	116
März	261	248	278	278	97	92	104	103
April	125	104	118	118	18	12	61	26
Mai	62	63	59	59	0	0	59	8
Juni	14	9	4	6	2	2	7	17
Juli	107	81	75	88	41	41	56	62
August	52	49	51	51	33	35	40	22
September	35	46	43	43	1	1	2	10
Oktober	197	237	257	259	68	66	216	93
November	241	319	329	329	123	119	300	112
Dezember	261	334	343	343	134	153	324	199
Summe	1834	1984	2063	2083	700	701	1486	915

Methodischer Hinweis: Die Abregelungsstunden entsprechen nicht zwangsläufig den Stunden mit der höchsten Winderzeugung. Entscheidend ist hier auch die Last, die definiert welcher Anteil der Winderzeugung im Norden verbraucht wird bzw. in den Süden transportiert werden muss. Aus diesem Grund werden in dieser Studie die Differenzen zwischen erwarteter (modellierter) und tatsächlich eingespeister Windenergie als Indikator für Redispatchbedarfe herangezogen. Dadurch werden auch Abregelungsstunden mit mittleren Windeinspeisungen gewählt, wodurch der erwartete Redispatch niedriger ausfällt.

Auf dieser Basis werden für jede Entlastungsregion binäre Zeitreihen erzeugt, die für jede Stunde des Jahres 2030 ausweisen, ob ein Redispatchereignis vorliegt (1) oder nicht (0).

Abregelungszeitreihen in den restlichen Nord-Regionen

Für die übrigen Landkreise der Nord-Region werden die von den ÜNB veröffentlichten Daten zu erneuerbaren negativen Redispatchmaßnahmen je Wetterjahr herangezogen [18]. Diese Daten beziehen sich

ausschließlich auf Maßnahmen **im Übertragungsnetz**, da Redispatchmaßnahmen im Verteilnetz in den ÜNB-Statistiken nicht enthalten sind.

Die veröffentlichten Redispatchereignisse werden anschließend auf Landkreisebene aggregiert. Für jede Stunde, in der in den ÜNB-Daten ein Abregelungsereignis ausgewiesen ist, wird angenommen, dass keine zusätzliche Energie eingespeist werden kann und diese daher ebenfalls abgeregelt werden würde. Auf dieser Grundlage entsteht für jeden Landkreis der Nordregion eine binäre stündliche Abregelungszeitreihe, die ausweist, ob in der jeweiligen Stunde Redispatchbedarf besteht.

2.4.2 Zubau Erzeugungszeitreihen der Ausbauszenarien

Im nächsten Schritt werden die prognostizierten Erzeugungszeitreihen für den Zubau der beiden Ausbauszenarien ermittelt. Die Berechnung der normierten stündlichen Erzeugungszeitreihen auf Landkreisebene wurde im Kapitel 1.3 methodisch beschrieben.

Für jeden Landkreis entstehen damit stündlich aufgelöste Zubau-Erzeugungszeitreihen, also **Zeitreihen**, die ausschließlich die Winderzeugung der neu installierten Windenergieanlagen bis 2030 im jeweiligen Szenario abbilden. Als Zubau zählen dabei Neuanlagen mit Inbetriebnahmedatum nach dem 31.12.2025.

2.4.3 Ableitung von Redispatchzeitreihen und -kosten

Nachfolgend werden die stündlichen Zubau-Erzeugungszeitreihen mit den Abregelungszeitreihen multipliziert. Auf diese Weise entstehen **stündliche Redispatchzeitreihen**, die angeben, wie viel Energie im Jahr 2030 in jeder Entlastungsregion abgeregelt werden müsste. Durch den Vergleich der zusätzlichen Redispatchbedarfe der beiden Ausbauszenarien wird sichtbar, welche zusätzlichen Abregelungsmengen im gebotspreisbasierten Szenario im Verhältnis zum NEP-basierten Szenario entstehen.

Die **spezifischen Redispatchkosten** pro ab- bzw. hochgeregelter Megawattstunde werden auf Grundlage historischer Durchschnittswerte abgeschätzt. Im Jahr 2024 lagen die Redispatchkosten für erneuerbare Energien – inklusive positiver Redispatchmaßnahmen – bei rund **204 EUR/MWh**. Dieser Kostenwert unterliegt grundsätzlich einer Dynamik, die sich aus der Entwicklung von Brennstoff-, CO₂-, Strompreisen und Marktwerten sowie aus veränderten Zuschlagswerten in den EEG-Ausschreibungen ergibt. Da diese Entwicklungen im Rahmen der Studie nicht quantifiziert werden konnten und der Betrachtungszeitraum vergleichsweise kurz ist, wird vereinfachend angenommen, dass die Redispatchkosten konstant bleiben.

2.5 Ergebnisse der Redispatch-Analyse

Nachdem die zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten für jeden einzelnen Ausbaupfad, sowohl für das gebotspreisbasierte als auch für das NEP-basierte Szenario, sowie für beide Wetterjahre 2023 und 2024 ermittelt sind, können die Szenarien miteinander verglichen werden.

In der Tabelle 9 sind die zusätzlichen Redispatchbedarfe und -kosten zwischen beiden Szenarien für das Ausbaujahr 2030 auf Basis der Wetterjahre 2023 und 2024 dargestellt. In der Tabelle 10 im Anhang ist eine detailliertere Übersicht der Ergebnisse dargestellt.

Aufgrund günstigerer Windverhältnisse liegt die Erzeugung der Windenergie an Land im Bestand und im Zubau im Wetterjahr 2023 über derjenigen von 2024. Bei den zugebauten Anlagen übersteigt die **Windstromerzeugung vor Abregelung** im Gebotspreisbasierten Szenario die des NEP-basierten Szenarios um 12,9 TWh (2023) bzw. 17,2 TWh (2024).⁵

Der **zusätzliche Redispatchbedarf** des Gebotspreisbasierten gegenüber dem NEP-basierten Szenario beträgt 8,6 TWh (Wetterjahr 2023) und 9,1 TWh (Wetterjahr 2024). Trotz der im Mittel besseren Windbedingungen im Wetterjahr 2023 fallen im Wetterjahr 2024 insgesamt höhere Redispatchmengen an. Ursache hierfür sind ausgeprägtere Leistungsspitzen in den Windprofilen der Entlastungsregionen, wodurch in den Abregelungsstunden mehr Erzeugung stattfindet.

Die daraus **resultierenden Redispatchkosten** liegen in beiden Wetterjahren im gebotspreisbasierten Szenario jeweils rund **1,8 Mrd. EUR bzw. 1,9 Mrd. EUR**

Tabelle 9: Ergebnisse der Redispatch-Analyse Windenergie an Land

Ausbaujahr 2030	Wetterjahr 2023		Wetterjahr 2024	
	Gebotspreis-basiert minus NEP-basiert		Gebotspreis-basiert minus NEP-basiert	
Gesamterzeugung vor Abregelung in TWh	272,0	259,1	251,1	234,0
Diff. Gesamterzeugung vor Abregelung in TWh	12,9		17,1	
Diff. Zusätzlicher Redispatchbedarf in TWh	8,6		9,1	
Diff. Zusätzliche Erzeugung nach Abregelung in TWh	4,2		8,0	
Diff. Zusätzliche Redispatchkosten in Mrd. Euro	1,8		1,9	

⁵ Aufgrund des höheren Windaufkommens im Jahr 2023 ist die niedrigere Differenz überraschend. Hintergrund sind hier

unterschiedliche räumliche Windverteilung in Deutschland, die im Wetterjahr 2023 zu einer höheren NEP-basierten Erzeugung führen.

über den Kosten des NEP-basierten Szenarios. Daraus lässt sich im Umkehrschluss ein erhebliches Kosteneinsparpotenzial ableiten, das mit einem stärkeren Ausbau der Windenergie an Land in Süddeutschland verbunden wäre.

Insgesamt werden im Gebotspreis-basierten Szenario nach Abzug der Redispatchmengen 4,2 TWh (Wetterjahr 2023) bzw. 8,0 TWh (Wetterjahr 2024) zusätzliche Energie ins Netz gespeist. Würden diese beispielhaft mit den zusätzlichen Redispatchkosten verrechnet, entspräche dies **spezifischen Mehrkosten** von rund 23 €/kWh im Wetterjahr 2023 und 43 €/kWh im Wetterjahr 2024.

Annahmen und Einordnung der vereinfachten Redispatch-Analyse

Die Quantifizierung zusätzlicher Redispatchbedarfe und -kosten erfolgt in dieser Studie bewusst mit einem **konservativen methodischen Ansatz**. Hintergrund ist, dass eine präzise Ermittlung netztechnischer Engpässe ohne vollständige Netzsimulationen nur begrenzt möglich ist. Insgesamt führen die getroffenen Annahmen dazu, dass die ermittelten zusätzlichen Redispatchmengen und -kosten in beiden Szenarien tendenziell im unteren Bereich der möglichen Werte liegen. Im Folgenden werden verschiedene Aspekte dieses Ansatzes erläutert.

Annahmen der vereinfachten Redispatch-Analyse

1. Keine Berücksichtigung von Netzausbaumaßnahmen

Für die Analyse wird kein weiterer Netzausbau modelliert. Projekte wie SuedLink und SuedOstLink, die nach aktuellem Planungsstand ab 2027/2028 zusammen rund **8 GW** zusätzliche Transportkapazität bereitstellen sollen, werden nicht explizit abgebildet. Es wird angenommen, dass die **zusätzlichen Transportkapazitäten durch den bestehenden Redispatchbedarf sowie den Ausbau der Offshore-Leistung weitgehend kompensiert** werden. Dies soll anhand der folgenden überschlägigen Quantifizierung dargestellt werden:

- Für den **Bestand-Redispatch** liegen für das Wetterjahr 2025 Daten zu ausgewiesenen Abregelungsstrommenge für die Entlastungsregionen vor: insgesamt 1.730 Stunden des Jahres mit dokumentierten Abregelungsmengen (davon liegt das 50. Perzentil bei 1 GW, das 75. Perzentil bei 2,5 GW und das Perzentil 90. bei 4 GW) [18].
- Das **Offshore-Ziel** des Windenergie-auf-See-Gesetz liegt für das Jahr 2030 bei 30 GW installierter Leistung [19]. Der dafür erforderliche Zubau ist ambitioniert. Der heutige Bestand beträgt 9,7 GW; ein realistischer Zubau von etwa 8 GW bis 2030 (also ca. 40 % des Zielpfads) würde in windreichen Stunden bereits einen großen Teil der neuen HGÜ-Kapazitäten beanspruchen.

2. Konservative Abregelungsstunden

Die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Abregelungsstunden enthalten sowohl ein Auslösekriterium als auch einen Sicherheitsabschlag. Dadurch ergeben sich bewusst vorsichtig bemessene Monatswerte, die als untere Grenze der real zu erwartenden Abregelungsstunden interpretiert werden können.

3. Redispatchdaten der ÜNB berücksichtigen keine VNB-Redispatchbedarfe

Da die Redispatchdaten der ÜNB keine Maßnahmen aus dem Verteilnetz enthalten, basieren die Berechnungen für die restlichen Nord-Regionen auf teilweise vorliegende Informationen. Dadurch werden die Redispatchmengen in diesen Regionen systematisch unterschätzt.

4. Keine Anpassung an dynamische Systemveränderungen

Die spezifischen Redispatchkosten werden in der Analyse als konstant angenommen. Diese Annahme ist konservativ, da der fortschreitende Kohleausstieg voraussichtlich zu einer stärkeren Inanspruchnahme von Netzreservekraftwerken führt. Netzreservekraftwerke weisen in der Regel höhere Abrufkosten auf als Marktkraftwerke, sodass die tatsächlichen Redispatchkosten künftig tendenziell steigen dürften.

Einordnung des Redispatchbedarfs

Zur Einordnung der Ergebnisse werden die prognostizierten zusätzlichen Redispatchmengen im Jahr 2030 den historischen Redispatchmengen aus dem Jahr 2024 [1] sowie den von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Systemanalyse 2025 [6] simulierten Redispatchmengen für 2027/2028 gegenübergestellt. Dabei wird ausschließlich Windenergie an Land betrachtet. Die entsprechenden Werte sind in Abbildung 8 visualisiert.

Im Basisjahr 2024 wurden insgesamt 3,4 TWh abgeregelt. Die Systemanalyse 2025 der ÜNB weist einen Redispatchbedarf von 7,4 TWh für 2027/2028 aus [6]. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen für das Jahr 2030 (Wetterjahr 2024) einen Redispatchbedarf von 9,2 TWh für das NEP-basierte Szenario und 18,3 TWh für das Gebotspreis-basierte Szenario, unter der Annahme, dass der Redispatch mit Bestandsanlagen durch den Netzausbau entfällt (siehe Tabelle 11 für die detaillierte Ergebnisse der Redispatch-Analyse).

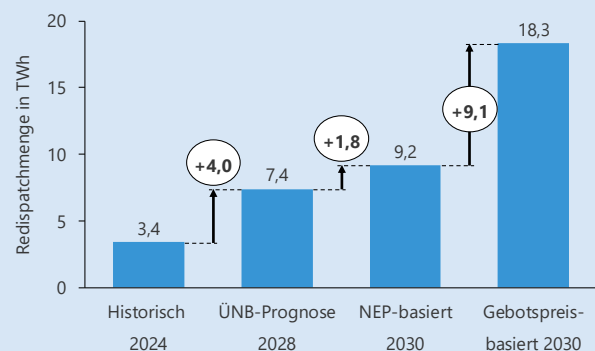


Abbildung 8: Historische und prognostizierte Redispatchmengen von Windenergie an Land. NEP-basierte und Gebotspreise-basierte Ergebnisse für das Wetterjahr 2024



3

**Welche Impulse die Analyse für
die Diskussion über regionale
Ausbaupfade liefert**

3 Welche Impulse die Analyse für die Diskussion über regionale Ausbaupfade liefert

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Analyse der zusätzlichen Redispatchmengen und -kosten, die unter den aktuellen Ausschreibungstrends im Kontext eines Gebotspreis-basierten Ausbaus gegenüber einem stärker regional ausgewogenen Ausbau gemäß NEP entstehen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die **derzeitigen Förderbedingungen** zu einer Verschiebung von rund 10 GW Windenergie an Land aus Bayern und Baden-Württemberg in bereits heute stark durch Redispatch geprägte Entlastungsregionen führen. Dieser räumliche Verlagerungseffekt verursacht, bezogen auf historisch fortgeschriebene Redispatchstunden, einen **zusätzlichen Redispatchbedarf** von etwa **9 TWh** und systemische Mehrkosten von rund **1,8 Mrd. EUR**. Diese jährlich zu erbringenden Mehrkosten könnten durch einen verstärkten Windenergieausbau in Bayern und Baden-Württemberg, analog zum Regionalisierungspfad des NEP, weitgehend vermieden werden.

Darüber hinaus bestehen weitere systemische Effekte und Kostenfaktoren, die im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert wurden, jedoch voraussichtlich einen Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Ausbaupfade haben.

Ab einem bestimmten Niveau werden gezielte **Netzausbaumaßnahmen** kosteneffizienter als dauerhaft hohe Redispatchkosten, weshalb die hier ermittelten Mehrkosten eine obere Grenze darstellen. Obwohl in dieser Kurzstudie nicht modelliert, ist klar, dass Projekte wie SuedLink und SuedOstLink ab etwa 2027/2028 zusätzliche Übertragungskapazitäten schaffen und die Engpasslage langfristig entschärfen werden. Wichtig ist, Netzausbau und einen regional ausgewogenen Windenergieausbau nicht als Alternativen, sondern als komplementäre Maßnahmen eines effizienten Energiesystems zu verstehen.

Darüber hinaus kann eine veränderte regionale Verteilung des Windenergiezubaues dazu führen, dass sich die zukünftigen **Marktwerte** von Windenergie an Land unterschiedlich entwickeln. Dies hätte direkte Auswirkungen auf die **Höhe der Marktprämien** für bezuschlagte EEG-Anlagen und damit auf den insgesamt erforderlichen Förderbedarf. Dieser Zusammenhang wurde in der vorliegenden Studie jedoch nicht quantifiziert, da hierfür eine umfassende

Energiesystemanalyse erforderlich wäre, einschließlich strompreisbasierten Szenarienvergleichen. Dies lag außerhalb des Untersuchungsumfangs. Grundsätzlich wären dabei jedoch insbesondere zwei Entwicklungen zu analysieren:

- **Höhere Marktwerte:** Ein stärkerer Ausbau im Süden könnte den Marktwert von Windenergie an Land steigern, da weniger gleichzeitige Einspeisung aus Norddeutschland erfolgt. Dies würde zu höheren Erlösen und damit niedrigeren Marktprämienzahlungen an alle Anlagenbetreiber führen.
- **Höhere Marktprämien im Süden:** Anlagen in Süddeutschland verursachen aufgrund des Referenzertragsmodells jedoch generell höhere Förderkosten aufgrund der höheren anzulegenden Werte. Daher können trotz potenziell höherer Marktwerte die EEG-Gesamtkosten steigen.

Ein zusätzlicher systemischer Effekt eines verstärkten Windenergieausbaus im Norden ist der **steigende Bedarf an positiver Redispatchleistung**. Die Übertragungsnetzbetreiber quantifizieren diesen Bedarf im Rahmen der Systemanalyse 2025 der ÜNB zur Bestimmung der notwendigen Netzreserve, die für die sichere Bewirtschaftung von Netzengpässen erforderlich ist. In der aktuellen Analyse [6] wurde dabei ein Ausbaupfad entsprechend der Regionalisierung des NEP zugrunde gelegt. Verschiebt sich der Windenergieausbau jedoch weiter in Richtung Gebotspreis-basiertes Szenario, steigt der Bedarf an gesicherter positiver Redispatchleistung deutlich an. Dies hätte zur Folge, dass mehr Braun- und Steinkohlekraftwerke anstatt stillgelegt zu werden, in die Netzreserve überführt werden müssten. Dies würde erhebliche zusätzliche Vorhaltekosten für das Engpassmanagement verursachen. Zwar könnte die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung langfristig durch neue Gaskraftwerke Entlastung schaffen, doch ist deren rechtzeitige Verfügbarkeit fraglich: Selbst bei erfolgreicher Umsetzung der jüngsten Grundsatzvereinigung [20] sollen zentrale Kapazitäten erst ab 2031 ans Netz gehen. Des Weiteren bestehen erhebliche Verzögerungsrisiken aufgrund fehlender Investitionsbereitschaft und begrenzter Herstellerkapazitäten [21]. Es ist daher davon auszugehen, dass im Jahr 2030 nur wenige bzw. noch keine neuen Gaskraftwerke bereitstehen, um den steigenden Bedarf an positiven Redispatch zu decken. In der Folge könnten die spezifischen

Redispatchkosten weiter zunehmen, wenn zu Lastspitzen nicht genügend marktfähige Kraftwerke für positiven Redispatch zur Verfügung stehen.

Die vorliegende Studie verdeutlicht, dass die regionale Verteilung des Windenergieausbaus einen maßgeblichen Einfluss auf Redispatchmengen und -kosten hat und somit relevante systemische Effekte für das Energiesystem erzeugen kann. Obwohl weder Netzausbau noch eine vollständige Energiesystemmodellierung berücksichtigt wurden, liefern die Ergebnisse einen wichtigen Denkanstoß: Sie weisen darauf hin, dass **ein regional ausgewogenerer Ausbaupfad mit zusätzlichem Zubau in Baden-Württemberg und Bayern potenzielle systemische Vorteile bieten könnte**. Die Analyse versteht sich daher nicht als abschließende Bewertung, sondern als erste fachliche Grundlage für eine weiterführende und fundierte Diskussion, die in die Weiterentwicklung des EEG und die Ausgestaltung regional differenzierter Fördermechanismen einfließen kann.

Literaturverzeichnis

- [1] SMARD - Strommarktdaten:
<https://www.smard.de/home/marktdaten>;
Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2026.
- [2] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023) (EEG 2023). Ausgefertigt am 2014-07-21, Version vom 2023-07-26; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [3] Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen und zur Genehmigungserleichterung für Windenergieanlagen an Land und für Anlagen zur Speicherung vom Strom oder Wärme aus erneuerbaren Energien in bestimmten Gebieten (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG) (WindBG). Ausgefertigt am 2022-07-20, Version vom 2025-08-12; Bonn: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2025.
- [4] Planungsstand Windenergiegebiete. In <https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/interaktive-karten/planungsstand-windenergiegebiete#c1497>. (Abruf am 2026-2-18); Berlin: Fachagentur Wind und Solar e. V., 2026.
- [5] Monitor EEG-Auktionen Wind | Goal100. In <https://goal100.org/monitor/auktionen>. (Abruf am 2026-2-18); Berlin: ProjectTogether gGmbH, 2026.
- [6] Systemanalysen 2025 | Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2025.
- [7] Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2025.
- [8] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2023-02-20); Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- [9] Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030. Berlin: Guidehouse Germany GmbH, 2022.
- [10] Pape, Carsten; Geiger, David: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.
Kassel: Fraunhofer IEE, 2023. DOI: 10.24406/publica-1093.
- [11] Kommunale Planungsgrundlage - Windenergie - Wertingen. München: ENIANO GmbH, 2023.
- [12] Gebietskulisse Wind für den Energie-Atlas Bayern - Ausschlussgebiete - Risikogebiete. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2023.
- [13] Verordnung über das zentrale elektronische Verzeichnis energiewirtschaftlicher Daten (Marktstammdatenregisterverordnung - MaStRV) § 5 Registrierung von Einheiten und von EEG- und KWK-Anlagen (MaStRV § 5). Ausgefertigt am 2017-10-10, Version vom 2024-12-11; Bonn: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2024.
- [14] Dossow, Patrick; von Roon, Serafin: Merit Order der konventionellen Kraftwerke in Deutschland (2018). In <https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/828-merit-order-der-konventionellen-kraftwerke-in-deutschland-2018>. (Abruf am 2019); München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- [15] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG) (KVBG). Ausgefertigt am 2020-08-08; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [16] Zakeri, Behnam; Staffell, Iain; Dodds, Paul E.; Grubb, Michael; Ekins, Paul; Jääkseläinen, Jaakko; Cross, Samuel; Helin, Kristo; Castagneto Gisse, Giorgio: The role of natural gas in setting electricity prices in Europe. In: Energy Reports Volume 10, 2023. Austria: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.069>.
- [17] §13K EnWG „Nutzen statt Abregeln“ - Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber gemäß §13 Abs. 6 S. 2 EnWG. Berlin: 50hertz, 2025.
- [18] Redispatch-Maßnahmen, Netztransparenz. In <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch>. (Abruf am 2026-1); Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50 Hertz Transmission

GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetzBW GmbH, 2026.

- [19] Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG). In <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/BJNR231000016.html>. (Abruf am 2023-11); Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [20] Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie. In <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2026/01/20260115-grundsatzvereinbarung-mit-europaeischen-kommission-ueber-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie.html>. (Abruf am 2026-2-11); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026.
- [21] Wettengel, Julian: Germany's gas plant expansion plans face major hurdles on the ground – Amprion. In https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-gas-plant-expansion-plans-face-major-hurdles-ground-amprion?utm_source=chatgpt.com. (Abruf am 2026-2); Berlin: Clean Energy Wire CLEW, 2025.
- [22] Verordnung (EU) 2019/943 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung). Ausgefertigt am 2019-06-14; Brüssel: Europäische Union, 2019.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausgewiesene Flächen für Windenergieausbau in Baden-Württemberg und Bayern	9
Abbildung 2: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen	11
Abbildung 3: Entwicklung der Windenergie an Land anhand zwei Ausbauszenarien auf Regionsplanungsebene aggregiert.....	16
Abbildung 4: Beispielhafte Darstellung einer Redispatchmaßnahme (links) und Auflösung des Engpasses durch Nutzen statt Abregeln (rechts).....	21
Abbildung 5: Zusätzliche installierte Leistung von Windenergie an Land nach Nord-Süd-Einteilung.....	22
Abbildung 6: Methodischer Ablauf der Redispatchberechnung	23
Abbildung 7: Entlastungsregionen im Jahr 2030	23
Abbildung 8: Historische und prognostizierte Redispatchmengen von Windenergie an Land. NEP-basierte und Gebotspreise-basierte Ergebnisse für das Wetterjahr 2024	27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Leistung des Anlagenbestands je Bundesland in MW zum 31.12.2025 (MaStR Stand 02.2025) ..	8
Tabelle 2: Zukünftige repräsentative Windenergieanlagen	10
Tabelle 3: Auswahl der Wetterjahre	12
Tabelle 4: Ausbauziele von Windenergie am Land	13
Tabelle 5: Installierte Leistung im Bestand sowie in den Gebotspreis-basierten und NEP-basierten Ausbauszenarien	14
Tabelle 6: Energiemenge vor Abregelung in den Gebotspreis-basierten und NEP-basierten Ausbauszenarien	15
Tabelle 7: Historische Redispatchmengen und -kosten getrennt nach Wind Onshore und Wind Offshore	20
Tabelle 8: Erwartete monatliche Abregelungsstunden inklusive Sicherheitsabschlag und Auslösekriterium	24
Tabelle 9: Ergebnisse der Redispatch-Analyse Windenergie an Land	25
Tabelle 10: Detaillierte Ergebnisse der Redispatch-Analyse für beide Ausbauszenarien und Wetterjahre	35

Anhang

Detaillierte Ergebnisse der Redispatch-Analyse

Tabelle 10: Detaillierte Ergebnisse der Redispatch-Analyse für beide Ausbauszenarien und Wetterjahre

Ausbaujahr 2030	Wetterjahr 2023		Wetterjahr 2024	
	Gebotspreise-basiert	NEP-basiert	Gebotspreise-basiert	NEP-basiert
Bestand Reale Energiemenge in TWh	140,5	140,5	124,8	124,8
Zusätzliche Energiemenge vor Abregelung in TWh	131,5	118,6	126,3	109,1
Gesamtenergiemenge vor Abregelung in TWh	272,0	259,1	251,1	234,0
Zusätzliche Redispatchbedarf in TWh	18,0	9,4	18,3	9,2
Differenz zusätzlicher Redispatchbedarf in TWh	8,6		9,1	
Gesamtenergiemenge nach Abregelung in TWh	253,9	249,7	232,8	224,8
Differenz eingespeister Energiemenge in TWh	4,2		8,0	
Redispatchkosten in Mrd. Euro	3,68	1,91	3,73	1,87
Differenz Redispatchkosten in Mrd. Euro	1,78		1,86	

