



Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025

Abschlussbericht

Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025

Abschlussbericht



Impressum

Herausgeber



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

Projektpartner

Tennet TSO, Amprion, 50Hertz Transmission,
TransnetBW

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Abschlussbericht

Veröffentlicht am

30.11.2025

Projektleitung

Fabian Jetter, M. Sc.
Dr. Tobias Schmid

Bearbeiter:innen

Irène Apra, M. Sc.
Hans Stadlbauer, M. Sc.
Miguel Martinez-Perez, M. Sc.

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

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

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	5
Ausgangssituation und Zielsetzung	6
1 Anlagenbestand	9
2 Windenergie an Land	14
2.1 Bestandsentwicklung	14
2.2 Potenzial	15
2.2.1 Flächenpotenzial	15
2.2.2 Leistungspotenzial	19
2.3 Zubau Modell	20
2.4 Ergebnis	21
3 Photovoltaik	25
3.1 Gebäude-Photovoltaik	25
3.2 Freiflächen-Photovoltaik	27
3.3 Ergebnis	30
4 Biomasse, Laufwasser und Kleinbatteriespeicher	35
4.1 Biomasse und Laufwasser	35
4.2 Kleinbatteriespeicher	35
4.3 Ergebnis	35
Literaturverzeichnis	38
Abbildungsverzeichnis	40
Tabellenverzeichnis	41
Anhang	42

Kurzzusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschreibt die Methodik zur kleinräumigen Regionalisierung der installierten Leistung der Erneuerbaren Energien an Land sowie von Kleinbatteriespeichern im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom. Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für das deutsche Energiesystem liegt der besondere Fokus auf der Regionalisierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die Entwicklung der installierten Leistungen in den drei Szenarien A, B und C entspricht den von den Übertragungsnetzbetreibern berechneten und von der Bundesnetzaagentur genehmigten Mantelzahlen [1].

Ziel der Regionalisierung ist es, die für einzelne Bundesländer oder für Gesamtdeutschland vorgegebenen Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien und Kleinbatteriespeicher räumlich zu verteilen und durch eine gemeinde- bzw. bezirksscharfe Abbildung die regionalen Erzeugungsschwerpunkte für die Netzplanung zu identifizieren.

Hierfür werden die Marktstammdaten zu bestehenden sowie geplanten Anlagen aufbereitet. Auf dieser Grundlage wird unter Berücksichtigung ermittelter flächen- und leistungsbezogener Potenziale sowie der von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Informationen zu Netzanschlussbegehren die zukünftige regionale Entwicklung der installierten Leistungen berechnet.

Der Zu- und Rückbau von Windenergieanlagen, einschließlich des Repowering, bei dem Anlagen nach dem Ende ihrer Nutzungsdauer durch leistungsfähigere ersetzt werden, erfolgt anlagentypisch. Der Zubau wird anhand standorttypischer Windenergieanlagen und gemäß einer definierten Zubaureihenfolge modelliert.

Für die Photovoltaik wird aufgrund der unterschiedlichen Flächenkulissen von Gebäude- und Freiflächenanlagen eine getrennte Betrachtung vorgenommen. Bei der Ausbaumodellierung von Gebäude-Photovoltaik werden sowohl die Zubaudynamik der jeweiligen Gemeinde bzw. des jeweiligen Bezirks im Vergleich zur bundesweiten Entwicklung als auch das verfügbare Dachflächenpotenzial berücksichtigt. Der Zubau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen erfolgt innerhalb einer definierten und bewerteten Flächenkulisse, die sowohl raumplanerische Restriktionen (z. B. Siedlungsabstände, Schutzgebiete) als auch die gemäß Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) konformen Flächenkulisse auf landwirtschaftlichen Flächen umfasst.

Zur Veranschaulichung der Ergebnisse werden die regionalisierten installierten Leistungen abschließend in Form von Heatmaps dargestellt. Diese Darstellung erlaubt eine räumlich differenzierte und leicht interpretierbare Identifikation zukünftiger Erzeugungsschwerpunkte.

Ausgangssituation und Zielsetzung

Gemäß § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung vorzulegen. Grundlage dafür ist der sogenannte Szenariorahmen, dessen Entwurf die ÜNB ebenfalls im Zweijahresrhythmus erarbeiten. Nach einer öffentlichen Konsultation genehmigt die BNetzA den Szenariorahmen, der anschließend als Basis für die Szenarien des Netzentwicklungsplans dient [2].

Diese Szenarien beschreiben mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems für die kommenden Jahre. Sie bilden die Bandbreite realistischer Entwicklungen im Hinblick auf die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ab und dienen als Grundlage zur Ermittlung des künftigen Netzausbaubedarfs.

Ein wesentlicher Einflussfaktor bei der Erstellung der Szenarien sowie bei den Markt- und Netzberechnungen ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE). Sowohl die regional installierte Leistung als auch die eingespeiste Energiemenge aus erneuerbaren Quellen werden maßgeblich durch die jeweiligen regionalen Bedingungen bestimmt. Angesichts der weiterhin dynamischen Entwicklung des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Deutschland kommt der Ermittlung der zukünftigen regionalen Verteilung regenerativer Erzeugungsanlagen, im Folgenden Regionalisierung genannt, eine zentrale Bedeutung für die Netzplanung zu.

Seit dem Jahr 2009 führen die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (gemeinsam kurz FfE) im Auftrag von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern kontinuierlich Regionalisierungen von EE-Szenarien durch, seit 2014 im Rahmen des NEP. Dabei wurden die Detailtiefe sowie die Modellansätze sukzessive weiterentwickelt und verfeinert.

Auch in der vorliegenden Studie wurden die Annahmen und methodischen Ansätze basierend auf bestehenden FfE-Methoden in enger Abstimmung mit Vertretern der vier ÜNB weiterentwickelt, um die nachfolgend beschriebenen Zielsetzungen zu erreichen.

Ziel der Studie ist es, für den NEP auf Basis des derzeit regionalisierten Anlagenbestands der Erneuerbaren Energien einen technologiespezifischen und regional differenzierten Ausbau im geografischen Gebiet Deutschlands abzuleiten. Die Regionalisierung der Erneuerbaren Energien soll dabei für verschiedene Zieljahre erfolgen, wobei die jeweils vorgesehenen installierten Leistungen der einzelnen Technologien, die sogenannten Mantelzahlen, von den ÜNB vorgegeben werden. In Tabelle 1 ist für die einzelnen Technologien bzw. Anlagentypen dargestellt, auf welcher räumlichen Ebene die Mantelzahlen definiert sind.

Tabelle 1: Räumliche Ebene der Mantelzahlen

Technologie / Anlagentyp	Mantelzahlebene
Windenergie an Land	Bundesland
Freiflächen-Photovoltaik	Bundesland
Gebäude-Photovoltaik	Deutschland
Kleinbatteriespeicher	Deutschland
Wasserkraft und Biomasse	Deutschland

Neben den Mantelzahlen stellen die ÜNB sowohl die ihnen vorliegenden Gesuche für einen Direktanschluss an das Höchstspannungsnetz als auch die von den Verteilnetzbetreibern übermittelten Netzanschlussgesuche bereit. Die installierte Leistung dieser Anschlussgesuche wird auf Ebene der Gemeinden bzw. Bezirke zusammen mit dem vorgesehenen Inbetriebnahmejahr bereitgestellt und bei der Regionalisierung entsprechend berücksichtigt.

Die Regionalisierungsergebnisse werden auf Gemeindeebene aggregiert. Für 15 Städte, darunter auch die Stadtstaaten, erfolgt eine weitere Unterteilung in Bezirke. Hierfür stellen die ÜNB einen entsprechenden Geodatensatz bereit. In Abbildung 1 sind die jeweiligen Gebietseinheiten kartografisch dargestellt. Der Einfachheit halber wird in den folgenden Methodenbeschreibungen oftmals von der Gemeindeebene gesprochen, die aber implizit auch die Bezirke in den 15 Städten einschließen soll.

Gebietseinheiten

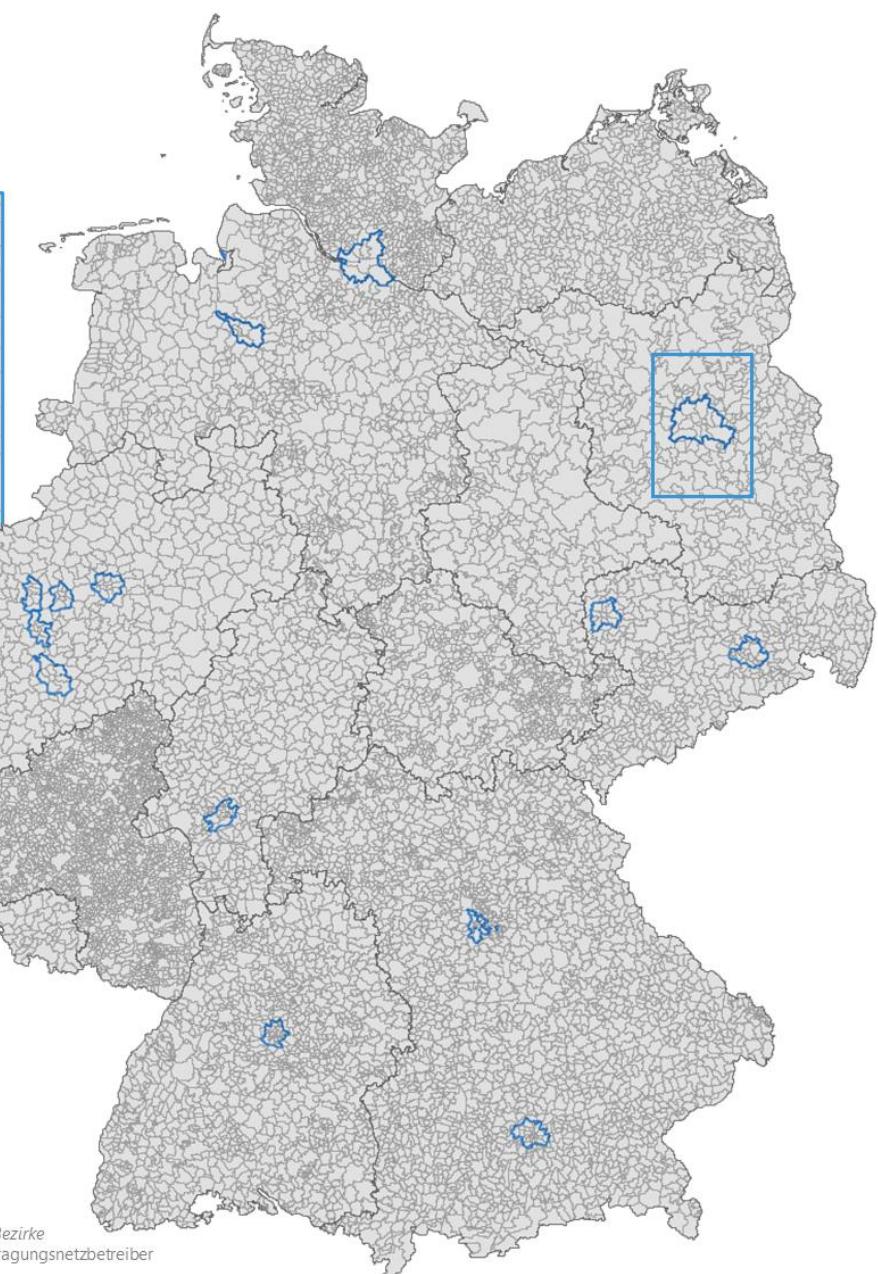
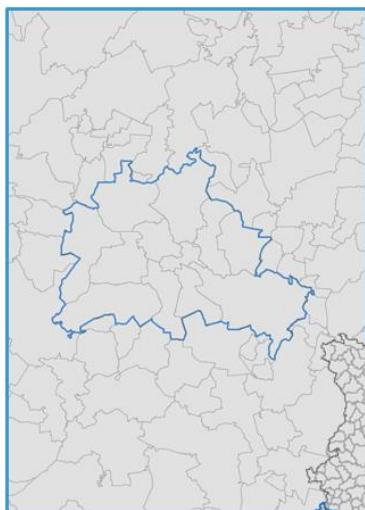


Abbildung 1: Gemeinden und Bezirke als räumliche Ebene der Regionalisierungsergebnisse



1

Anlagenbestand

1 Anlagenbestand

Der aktuelle und geplante Anlagenbestand zu den EE- Erzeugungsanlagen und den Kleinbatteriespeichern bildet die Basis für die regionalen Ausbauszenarien. Ein erheblicher Teil der zukünftigen Entwicklung ist bereits heute in Form geplanter Anlagen in den Marktstammdaten aufgeführt. Für die Erhebung des Anlagenbestands werden vollständig die Marktstammdaten des Marktstammdatenregisters (MaStR) herangezogen [3]. Diese werden von der FfE regelmäßig aktualisiert und systematisch hinsichtlich relevanter Merkmale aufbereitet. Dadurch wird eine hohe Aktualität der Bestandsdaten sowie eine möglichst tragefähige Qualität der Informationen zu Standort, Leistung und Anlagentyp sichergestellt. Bei der Aufbereitungsroutine der Marktstammdaten werden folgende Aspekte besonders berücksichtigt.

Plausibilisierung von Leistung und Inbetriebnahmedatum: Im MaStR können typische Eingabefehler auftreten, etwa die Angabe der Leistung in Watt (W) anstelle von Kilowatt (kW) oder ein geplantes Inbetriebnahmedatum, das bereits in der Vergangenheit liegt. Die installierte Leistung sowie das Inbetriebnahmedatum der Einheiten werden daher auf Plausibilität geprüft.

Differenzierung zwischen Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und auf Freiflächen: Aufgrund der unterschiedlichen Flächenkulisse sowie unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen erfolgt die Regionalisierung von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden und auf Freiflächenanlagen anhand separater Modelle. Daher ist ein nach Anlagentyp differenzierter Anlagenbestand notwendig. Im MaStR erfolgt die Ausweisung des Anlagentyps zum Stand Februar 2025 nicht vollständig, weshalb anhand weiterer Informationen eine solche Unterscheidung vorgenommen werden muss.

Direktanschluss an die Höchstspannung: Im Rahmen der Regionalisierung wird ausgewiesen, welche Anlagen direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Der Bestand wird dafür anhand von MaStR-Informationen entsprechend differenziert.

Vervollständigung technischer Informationen: Technische Angaben wie der Anlagentyp oder der Rotor durchmesser von Windenergieanlagen (WEA) sind im MaStR häufig unvollständig. Fehlende

Informationen werden daher über einen mehrstufigen Ansatz ergänzt. Dabei werden die bekannten Informationen einer Anlage und gegebenenfalls deren Lagebeziehungen zu einer benachbarten Anlagen genutzt, um fehlende Parameter möglichst zuverlässig zu rekonstruieren. Auf Basis der vervollständigten technischen Informationen erfolgt anschließend eine Klassifizierung der Anlagen, sodass diesen eine geeignete Leistungskennlinie zugewiesen werden kann.

Standortangaben: Im MaStR werden standortbezogene Informationen einer Einheit in Abhängigkeit von deren installierter Leistung mit unterschiedlicher Detailtiefe öffentlich bereitgestellt. Für Einheiten mit einer installierten Leistung von ≤ 30 kW beschränken sich die verfügbaren standortbezogenen Angaben auf die Nennung von Gemeinde und Postleitzahl, wohingegen für Einheiten mit einer Leistung von > 30 kW zusätzlich die Adresse sowie die Geokoordinaten veröffentlicht werden.

Es kommt jedoch vor, dass die für die Regionalisierung relevanten Informationen wie Gemeindeschlüssel, Postleitzahl und Geokoordinaten nicht konsistent zueinander sind. Zudem sind die zugrunde liegenden Gebietsstände teilweise veraltet. Im Rahmen der Datenaufbereitung werden die vorhandenen Standortinformationen miteinander abgeglichen. Dabei werden fehlerhafte oder inkonsistente Angaben zu Postleitzahl und Gemeindeschlüssel korrigiert und einer einheitlichen Gebietssystematik zugewiesen, beispielsweise auf Ebene der Gemeinden, einschließlich einer Untergliederung in Bezirke bei größeren Städten.

Genaue Standortinformationen von WEA sind besonders relevant, da diese standortscharf modelliert werden. Dies betrifft sowohl den Bestand mit dessen Repowering als auch das Restpotenzial in einer Region. Im MaStR sind die Angaben der Geokoordinaten allerdings nicht immer stimmig, etwa dann, wenn der Mittelpunkt eines Postleitzahlengebiets als ungefähre Standortangabe verwendet wird. Zur Verbesserung der Standortgenauigkeit wird eine Korrektur der im MaStR hinterlegten Koordinaten unter Verwendung von Geodaten aus OpenStreetMap (OSM) durchgeführt (siehe Abbildung 2). Dabei werden WEA aus dem MaStR, deren Position signifikant von einer in OSM verzeichneten WEA abweicht, an den entsprechenden OSM-Standort angepasst.



Abbildung 2: Standortkorrektur von Windenergieanlagen aus dem MaStR anhand von OSM

Wie relevant die Standortkorrekturen sind, soll das, nachfolgende Beispiel in Abbildung 3 verdeutlichen. Eine Filterung auf WEA in den Marktstammdaten anhand des Regionalschlüssel des Landkreises Höxter ergibt zahlreiche Anlagen, deren tatsächlicher Standort außerhalb der Landkreisgrenze liegt. Diese sind in Abbildung 3 blau dargestellt. Dadurch wird dem Landkreis Höxter eine zu hohe installierte Leistung zugewiesen, während diese Leistung in den angrenzenden Landkreisen fehlt. Besonders im Hinblick auf den Abgleich mit den Meldungen der ÜNB zu den Höchstspannungs-Direktanschlüssen kann eine solche

Abweichung von der tatsächlichen Verortung problematisch sein. Eine Filterung der WEA nach dem Regionalschlüssel des Landkreises Höxter ergibt nach der Korrektur der Standortinformationen ein stimmiges Bild: Die Anlagen befinden sich nun tatsächlich innerhalb der Landkreisgrenzen. Im Süden des Landkreises konnten durch den FfE-Ansatz zudem die Lagegenauigkeiten eines gesamten Windparks korrigiert werden. Die WEA mit den aufbereiteten Standortinformationen sind in der Abbildung 3 orange dargestellt.

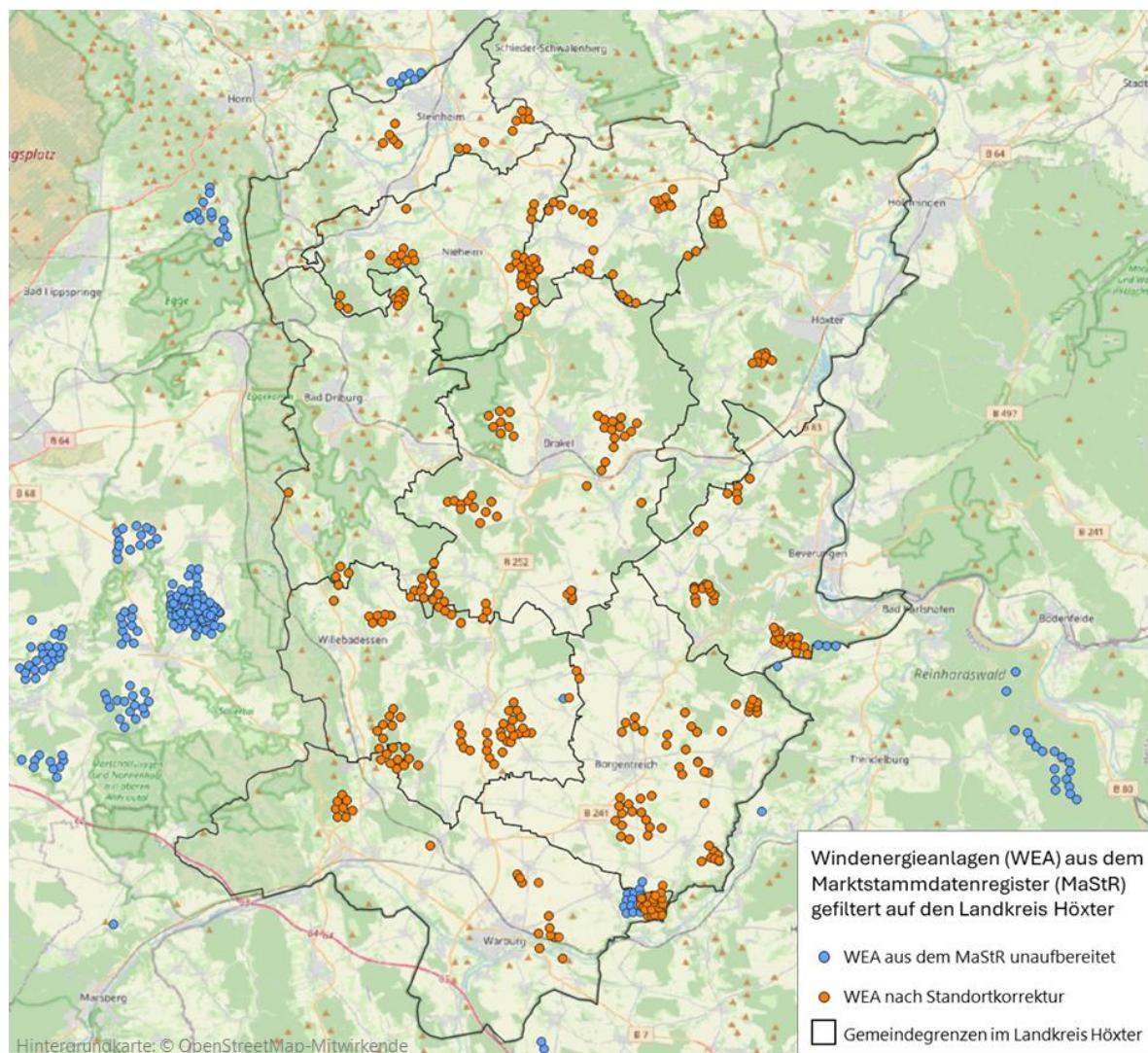


Abbildung 3: Standortkorrektur von WEA aus dem MaStR am Beispiel des Landkreises Höxter (MaStR: Stand 02.2025)

Tabelle 2 zeigt abschließend die zum 31.12.2024 für jedes Bundesland ausgewiesene installierte Leistung der betrachteten Erneuerbaren Energien und Kleinbatteriespeicher.

Tabelle 2: Installierte Leistung des Anlagenbestands je Bundesland in MW zum 31.12.2024 (MaStR: Stand 02.2025)

Bundesland	2024					
	Gebäude-Photo-voltaik	Freiflächen-Photo-voltaik	Wind-energie an Land	Biomasse	Laufwasser	Kleinbatterie-speicher
Schleswig-Holstein (SH)	2.174	1.577	8.909	590	5	310
Hamburg (HH)	185	1	124	49	0	45
Niedersachsen (NI)	7.629	1.215	12.911	1.866	60	1.196
Bremen (HB)	138	1	202	10	10	21
Nordrhein-Westfalen (NW)	11.360	803	7.760	1.181	129	1.933
Hessen (HE)	3.889	839	2.638	272	68	649
Rheinland-Pfalz (RP)	3.573	1.532	4.133	171	232	609
Baden-Württemberg (BW)	10.899	1.633	1.891	912	585	1.547
Bayern (BY)	16.995	9.705	2.673	1.880	2.401	2.113
Saarland (SL)	639	395	552	13	17	117
Berlin (BE)	382	1	17	40	0	91
Brandenburg (BB)	2.485	5.481	8.956	504	3	306
Mecklenburg-Vorpommern (MV)	1.576	2.632	3.802	434	3	141
Sachsen (SN)	2.432	2.379	1.356	313	86	336
Sachsen-Anhalt (ST)	2.310	2.392	5.524	516	29	221
Thüringen (TH)	1.843	1.044	1.858	306	27	219
Deutschland (DE)	68.509	31.630	63.306	9.057	3.655	9.854



2

Windenergie an Land

2 Windenergie an Land

Die Windenergie an Land, die neben der Photovoltaik den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland leistet, weist zwei zentrale Charakteristika auf: Zum einen handelt es sich um eine dezentrale Erzeugungstechnologie, zum anderen kann ihre Einspeiseleistung regional stark konzentriert auftreten, etwa in windreichen Regionen mit hoher Anlagendichte (siehe Abbildung 4). Beide Faktoren beeinflussen maßgeblich die Anforderungen an das Stromnetz und unterstreichen die besondere Bedeutung der Windenergie für die Netzplanung.

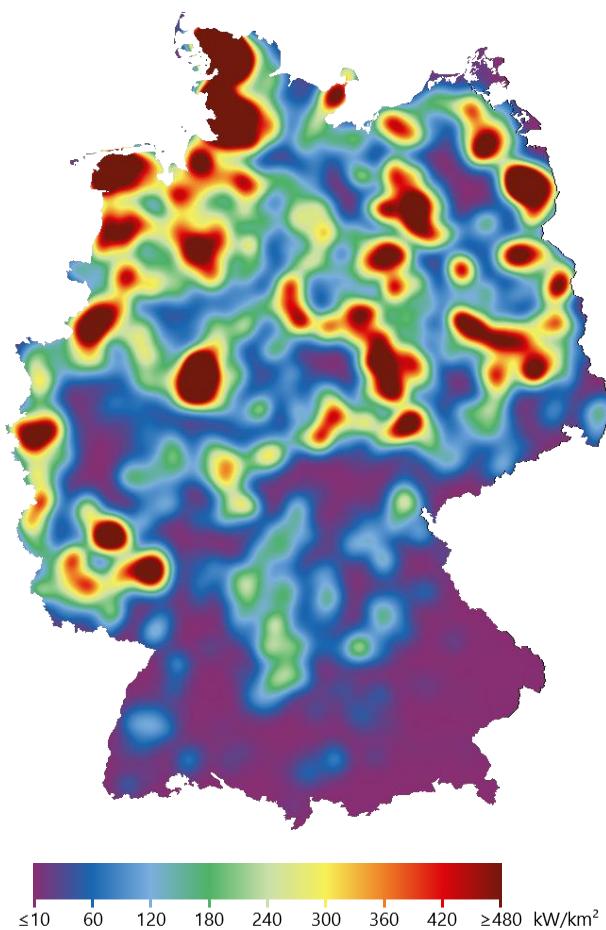


Abbildung 4: Heatmap zur regionalen Verteilung des Anlagenbestands (Stand 31.12.2024)

Für die Netzplanung sind daher regionale Ausbauszenarien unverzichtbar, die sowohl die Entwicklung des bestehenden und geplanten Anlagenbestands, einschließlich laufender Netzanschlussanfragen, als auch anlagenscharfe Standortpotenziale für Windenergieanlagen berücksichtigen.

Im Folgenden werden die angewandten Methoden vorgestellt, mit denen die regionale Entwicklung der installierten Leistung im Rahmen der von den Übertragungsnetzbetreibern definierten Bundeslandszenarien zum Ausbau der Windenergie berechnet wird.

2.1 Bestandsentwicklung

Wie in Abschnitt 1 beschrieben, werden die Daten zum Anlagenbestand methodisch aufbereitet. Der Fokus dieses Abschnitts liegt nun auf den zugrunde liegenden Annahmen zur Modellierung der zukünftigen Bestandsentwicklung. Diese umfasst sowohl Windenergieanlagen, die bis Ende des Basisjahres 2024 und darüber hinaus installiert wurden, als auch geplante Anlagen gemäß den aufbereiteten Marktstammdaten.

Die Ausbauentwicklung wird standortscharf modelliert. Das bedeutet, dass für jede einzelne Anlage ein voraussichtliches Rückbaujahr bestimmt wird. Als durchschnittliche Nutzungsdauer werden 22 Jahre angenommen. Diese wird jedoch nicht pauschal auf jede Windenergieanlage angewendet. Stattdessen erfolgt eine Bewertung auf Ebene des Windparks, in dem sich die jeweilige Anlage befindet. Dadurch kann es zu Rückbauten vor oder nach Ablauf der typischen Nutzungsdauer kommen, um ein Repowering mit einer effektiven Flächennutzung zu ermöglichen.

Wie in Abbildung 5 dargestellt, werden dafür zunächst Windpark-Polygone gebildet, indem die georeferenzierten Windenergieanlagen um 500 Meter gepuffert werden (hellblaues Polygon). Anschließend wird das vereinigte Polygon um 450 Meter negativ gepuffert, um die endgültige Form des Windparks zu erhalten (dunkelblaues Polygon). Für jede WEA innerhalb des Windparks wird das jeweilige Inbetriebnahmedatum erfasst. Der Repowering-Zeitpunkt des gesamten Windparks wird dann auf Basis des 80. Perzentils der Inbetriebnahmedaten aller Turbinen im Windpark berechnet. Im dargestellten Beispiel ergibt sich daraus ein Inbetriebnahmejahr des Windparks im Jahr 2017, woraus ein Rückbau im Jahr 2039, also 22 Jahre später, resultiert.



Abbildung 5: Berechnung von Windparkflächen zur Bestimmung des Rückbaus von WEA

Ein Repowering innerhalb der berechneten Windparkfläche ist anschließend nur möglich, wenn ein ausreichender Abstand zu Siedlungen weiterhin gewährleistet ist. Repoweringflächen sind Bestandteil der Flächenkulisse für die Windenergienutzung, die im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

2.2 Potenzial

Für die Modellierung des Windenergieausbaus ist es wichtig, zwischen den für WEA verfügbaren Flächen und der darauf erzielbaren technischen Leistung zu unterscheiden. Aus diesem Grund werden zwei Potenzialarten definiert:

Flächenpotenzial: Das Flächenpotenzial beschreibt die räumliche Ausdehnung der für den Windenergieausbau nutzbaren Flächen. Es wird durch die ermittelte Flächenkulisse bestimmt und berücksichtigt planerische, rechtliche sowie naturschutzfachliche Ausschluss- und Restriktionskriterien. A-Tabelle 11 im Anhang beinhaltet die für die Flächenanalyse zu Grunde gelegten Ausschluss- und Restriktionskriterien mit den einzuhaltenden Abständen.

Leistungspotenzial: Unter Leistungspotenzial wird die installierbare Leistung verstanden, die durch die Errichtung von WEA auf den im Flächenpotenzial enthaltenen Gebieten erzielt werden kann. Bei der Berechnung werden für den jeweiligen Standort passende Anlagentypen sowie die erforderlichen Abstände zwischen den Anlagen berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Methoden beschrieben, mit denen die Potenziale berechnet werden.

2.2.1 Flächenpotenzial

Die Flächenkulisse für den Ausbau der Windenergie setzt sich aus unterschiedlichen Flächenkategorien zusammen. Dazu zählen,

- die Ergebnisse einer Weißflächenanalyse,
- Repoweringflächen sowie
- die von der Raumplanung ausgewiesenen Flächen für die Windenergienutzung.

Nachfolgend werden die verschiedenen Flächenkategorien für WEA im Detail betrachtet.

Ausgewiesene Flächen für Windenergie

Flächen für die Windenergienutzung werden von den Raumplanungsbehörden mit dem Ziel eines räumlich koordinierten Zubaus von WEA ausgewiesen. Sie basieren in der Regel auf detaillierten Weißflächenanalysen und können zusätzlich regionale Ziele wie Sichtachsen oder tourismusrelevante Aspekte berücksichtigen, die in anderen Weißflächenanalysen oft nicht enthalten sind. In der Planungspraxis werden diese Flächen häufig als Windeignungsgebiete (WEG) bezeichnet. Je nach rechtlicher Ausgestaltung und Bundesland können Windeignungsgebiete planerisch als Vorranggebiete (mit Ausschluss konkurrierender Nutzungen), Vorbehaltsgesetze (mit bevorzugter, aber nicht ausschließlicher Windenergienutzung) oder Konzentrationszonen in kommunalen Flächennutzungsplänen (§ 35 BauGB, mit Ausschlusswirkung außerhalb) festgelegt sein. Im Folgenden werden die ausgewiesenen Flächen der Windenergienutzung vereinfacht als Windeignungsgebiete bezeichnet.

Im Rahmen des Bund-Länder-Kooperationsausschusses [4] wurden den Übertragungsnetzbetreibern zwei Planungsstände zu den Windeignungsgebieten für die Arbeiten zum NEP übergeben. Da in der zweiten Datenlieferung für einige Planungsregionen keine Windeignungsgebiete ausgewiesen wurden und in mehreren Bundesländern die angestrebten Flächenbeitragswerte mit den darin ausgewiesenen Flächen für 2032 nicht erreicht werden, werden im Sinne einer einheitlichen Vorgehensweise für alle Bundesländer beide Planungsstände in der Zubaumodellierung berücksichtigt. Dem neueren Planungsstand wird dabei allerdings eine höhere Priorisierung in der Ausbauplanung zugewiesen (siehe Abschnitt 2.3).

Ein Überblick über die räumliche Verteilung der Windeignungsgebiete ist in Abbildung 6 dargestellt. Der darin enthaltene Teilausschnitt zeigt beispielhaft ein Gebiet, für das zum Planungsstand 2024 keine Windeignungsgebiete ausgewiesen sind.

Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) legt für jedes Bundesland verbindliche Flächenziele fest, die sogenannten Flächenbeitragswerte [5]. Ziel ist es, bis 2032 bundesweit zwei Prozent der Gesamtfläche für die Windenergienutzung bereitzustellen. Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt den Anteil der für die Zubau-modellierung berücksichtigten Windeignungsgebiete

und stellt diesen den Flächenbeitragswerten der Bundesländer gegenüber. Grün markiert sind die Fälle, in denen die berücksichtigten Windeignungsgebiete die Beitragswerte übersteigen. Orange markiert sind die Fälle, in denen die Beitragswerte nur durch zusätzliche ausgewiesene Flächen erreicht werden können.

Windeignungsgebiete

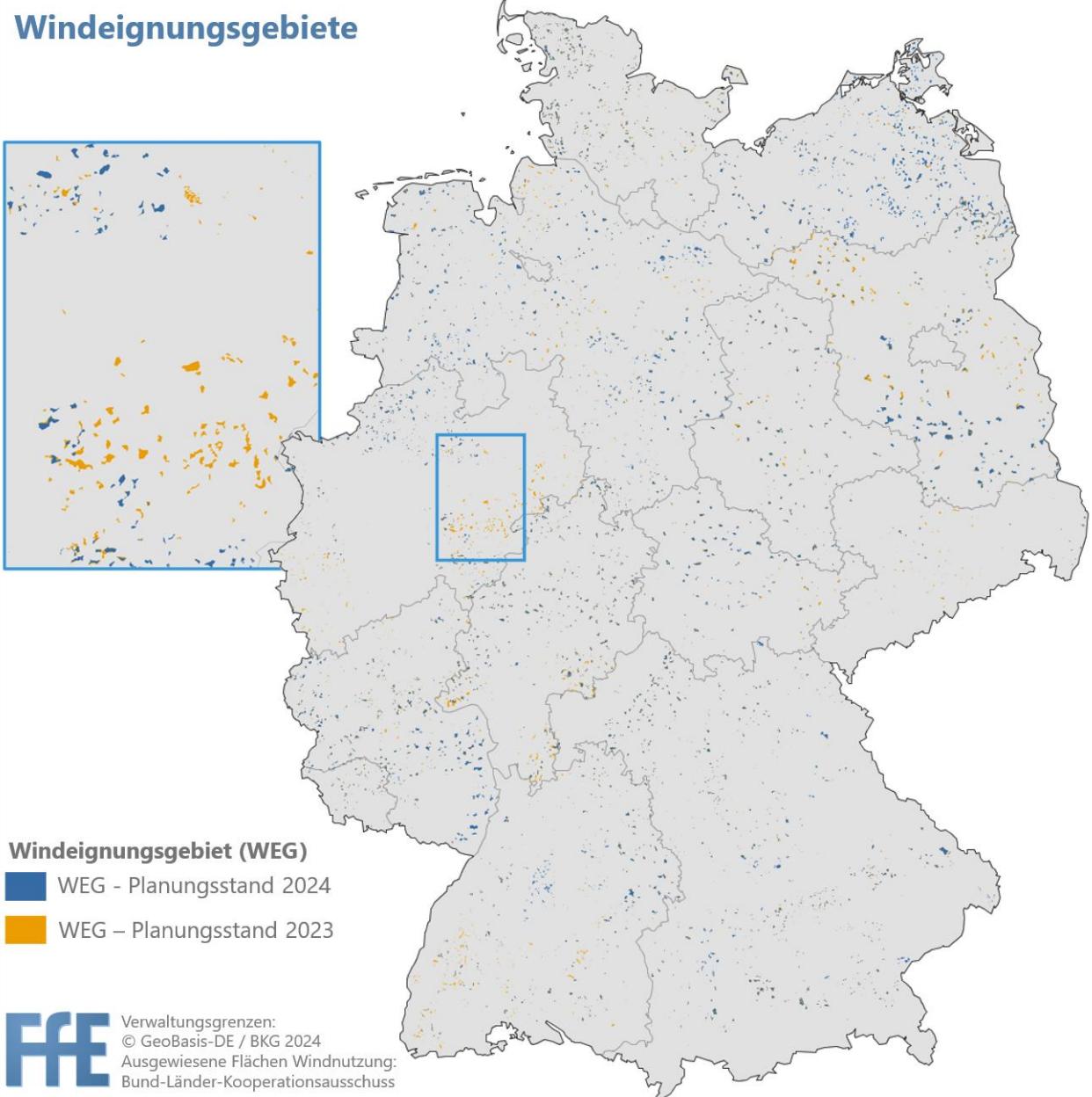


Abbildung 6: Räumliche Verteilung der Windeignungsgebiete in Deutschland

Tabelle 3: Ausgewiesene Flächen für Windenergie* sowie Flächenziele der Bundesländer (BL) nach WindBG

BL	BL-Fläche in km ²	Flächen WEG* in km ²	Anteil WEG* an BL-Fläche	Flächenbeitragswerte	
				2027	2032
SH	15.618	377	2.41 %	1.30 %	2.00 %
HH	739	2	0.25 %	0.25 %	0.50 %
NI	47.662	818	1.72 %	1.70 %	2.20 %
HB	402	4	1.07 %	0.25 %	0.50 %
NW	34.111	556	1.63 %	1.10 %	1.80 %
HE	21.115	511	2.42 %	1.80 %	2.20 %
RP	19.856	451	2.27 %	1.40 %	2.20 %
BW	35.749	455	1.27 %	1.10 %	1.80 %
BY	70.545	676	0.96 %	1.10 %	1.80 %
SL	2571	52	1.91 %	1.10 %	1.80 %
BE	892	0	0 %	0.25 %	0.50 %
BB	29.654	780	2.63 %	1.80 %	2.20 %
MV	23.073	550	2.38 %	1.40 %	2.10 %
SN	18.449	71	0.38 %	1.30 %	2.00 %
ST	20.552	218	1.06 %	1.80 %	2.20 %
TH	16.201	208	1.28 %	1.80 %	2.20 %
DE	356.297	5.729	1.61 %	1.40 %	2.00 %

*fusionierte Flächen der Planungsstände 2023 und 2024

Flächen für das Repowering

Bereits in Abschnitt 3.1 wurde erläutert, wie Flächen für das Repowering berechnet werden. Für die Zubau-modellierung erfolgt zudem noch eine weitere Differenzierung dieser Flächen:

- Repoweringflächen in Windeignungsgebieten mit Planungsstand 2024
- Repoweringflächen in Windeignungsgebieten mit Planungsstand 2023
- Repoweringflächen außerhalb von Windeig-nungsgebieten

Diese Unterscheidung wird vorgenommen, da sie Ein-fluss auf die Zubaureihenfolge der WEA innerhalb dieser Flächen hat (siehe Abschnitt 2.3).

Weißflächenanalyse

Um sicherzustellen, dass für die Zubau-modellierung der Windenergie ausreichend potenziell geeignete Flächen zur Verfügung stehen, wird eine deutschland-weite Weißflächenanalyse mittels GIS durchgeführt. Dabei werden verschiedene Ausschluss- und

Restriktionskriterien aus unterschiedlichen Themenbe-reichen auf Grundlage von [6], [7], [8], [9] berücksich-tigt. Die ermittelten Weißflächen außerhalb von Tabu-flächen werden entsprechend ihrer restriktiven Wirkung gegenüber WEA in fünf Restriktionskatego-rien eingeteilt:

- Sehr geringe Restriktion
- Geringe Restriktion
- Mittlere Restriktion
- Hohe Restriktion
- Sehr hohe Restriktion

Überlagern sich an einem Standort mehrere Flächen mit unterschiedlichen Restriktionskategorien, ist das Kriterium mit der höchsten Restriktionskategorie für die Bewertung der Einschränkung einer Windenergie-anlage ausschlaggebend.

Einzelne Kriterien können mehreren Restriktionscate-gorien zugeordnet werden, da der Abstand einer WEA zu einem Kriterium maßgeblich für die Bewertung der Einschränkung sein kann. Zu diesen Kriterien werden daher, sofern relevant, Pufferzonen berechnet. A-

Tabelle 11 im Anhang enthält eine vollständige Übersicht aller in der Weißflächenanalyse berücksichtigten Kriterien sowie die jeweils angewendeten Abstands-werte. Die Flächenkulisse für WEA ist in Abbildung 7 dargestellt. In dem darin enthaltenen Bildausschnitt sind die bewerteten gepufferten Flächen gut zu erkennen.

Waldgebiete

Die ermittelte Flächenkulisse, bestehend aus ausgewiesenen Flächen für Windenergie, Repoweringflächen und Weißflächen, wird zudem in Wald- und Nichtwaldflächen unterteilt. Diese Differenzierung ermöglicht zusätzliche modelltechnische Optionen bei der Standortkonfiguration von WEA, wie etwa die Variation der Anlagenabstände. Grundlage für die Waldflächen ist das Digitale Landschaftsmodell [10].

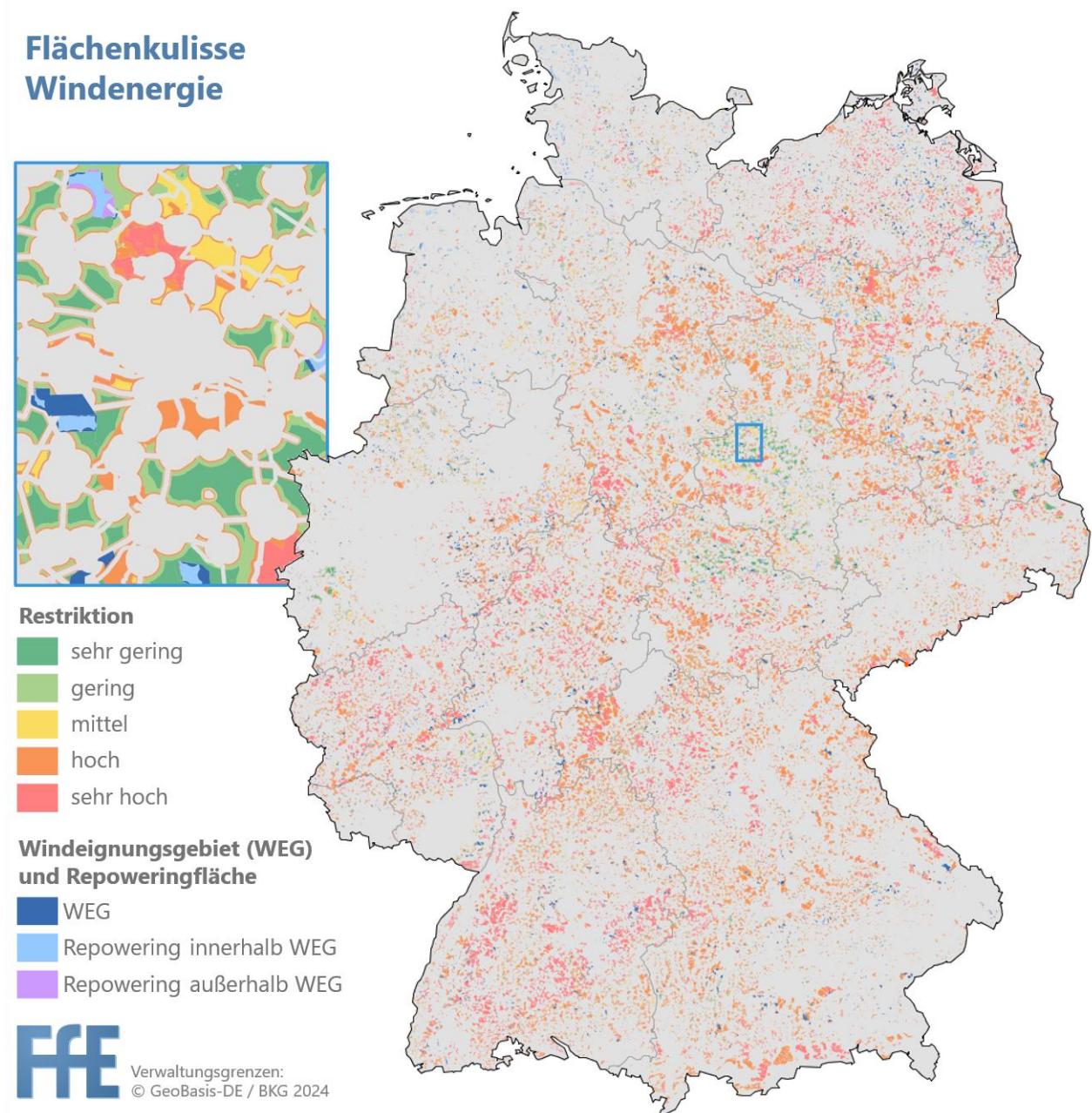


Abbildung 7: Flächenkulisse Windenergie

2.2.2 Leistungspotenzial

Die Erläuterung der Methode zur Umrechnung der Fläche in elektrische Leistung bzw. Anzahl an Anlagen ist Gegenstand dieses Abschnitts. Das Leistungspotenzial wird durch die Modellierung von Windparks mit standorttypischen WEA innerhalb der Flächenkulisse vorgenommen. Im Folgenden werden die Methoden beschrieben.

Umrechnung von Fläche zu Leistung mit dem Windszenario-Tool (WiSTI)

WiSTI bestimmt die optimale räumliche Konfiguration für Windparks. Dabei wird der für einen Standort geeignete Windenergieanlagentyp mit dem spezifischen Rotordurchmesser, der den notwendigen Abstand zwischen den Anlagen bestimmt, explizit berücksichtigt. Die Windparks werden nach der Hauptwindrichtung ausgerichtet und in der typischen Ellipsenform aufgebaut, wie in Abbildung 8 links dargestellt.

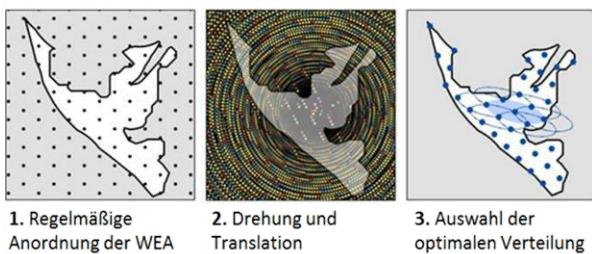


Abbildung 8: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen

Anhand von variablen Parametern wird das Gitter des imaginären Windparks verschoben und gedreht (Abbildung 8 Mitte) und die Konfiguration mit den

meisten Anlagen innerhalb der Potenzialfläche ausgewählt (Abbildung 8 rechts). Eine umfangreiche Beschreibung des Modells erfolgt in [11].

Auswahl standorttypischer Anlagen

Unter Berücksichtigung von [12] werden die in Tabelle 4 dargestellten Referenzmodellanlagen, die durch Rotordurchmesser, Leistungsdichte und Nabenhöhe charakterisiert sind, für die Ausbaumodellierung verwendet.

Tabelle 4: Zukünftige Referenz-WEA

Rotordurchmesser in m	Leistungsdichte in W/m ²	Nabenhöhe in m
160	275	120, 140, 166
130	300	105, 125, 140
116	350	100, 120, 135

Die Entscheidung, welche Referenzanlage an welchem Standort errichtet wird, basiert auf deren Stromgestehungskosten, die je Landkreis für neun verschiedene WEA-Konfigurationen berechnet werden (siehe Abbildung 9). Diese Konfigurationen ergeben sich aus der Kombination jedes Windanlagetyp (drei Varianten) mit allen betrachteten Nabenhöhen (drei Varianten). Die Stromgestehungskosten werden auf Grundlage von Kostenannahmen sowie der ERA5-Wetterdaten berechnet, die mithilfe von Global-Wind-Atlas-Daten kalibriert werden. Dabei werden die Kennlinien zukünftiger WEA unter Berücksichtigung

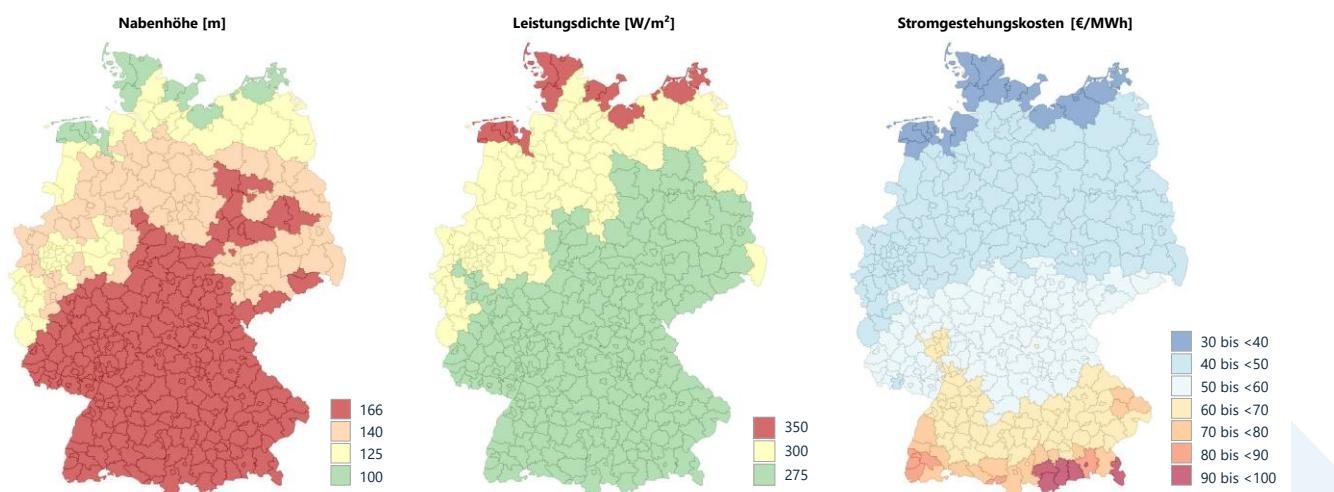


Abbildung 9: Auswahl standorttypischer WEA basierend auf den minimalen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Vollaststunden der letzten zehn Jahre

unterschiedlicher Nabenhöhen einbezogen. Die Konfiguration mit den niedrigsten Stromgestehungskosten bestimmt die standorttypische Anlage in einem Landkreis.

Aus der Wahl der standorttypischen WEA ergibt sich ein unterschiedlicher Flächenbedarf, da die Abstände der WEA zueinander durch den 5-fachen Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und den 3-fachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung bestimmt werden. Aufgrund einer höheren Oberflächenrauhigkeit in Waldgebieten wird zudem der jeweilige Abstand um den Faktor 1,5 erhöht.

In Abbildung 10 ist exemplarisch die Beplanung von potenziellen Flächen für die Windenergienutzung mit standorttypischen WEA unter Berücksichtigung der einzuhaltenen Abstände dargestellt.

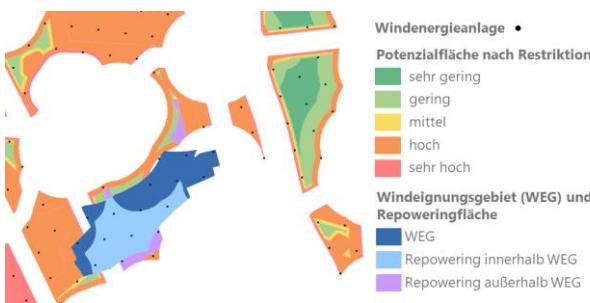


Abbildung 10: WiSTI-Beispiel – Beplanung von Potenzialflächen mit standorttypischen WEA

2.3 Zubau Modell

Die Regionalisierung der Bundesland-Mantelzahlen erfolgt anlagenscharf. Zu diesem Zweck werden die WEA zunächst in verschiedene Kategorien unterschieden.

Durch die Priorisierung dieser Kategorien sowie ein Ranking auf Basis der Volllaststunden der einzelnen Anlagen wird eine Zubaureihenfolge bestimmt. Die im Folgenden beschriebenen Kategorien bilden die Grundlage für den modellierten Ausbau, beginnend mit der höchsten Prioritätsstufe (Priorität 1).

Priorität 1: Bestandsanlagen im Basisjahr

Bestandsanlagen werden der höchsten Prioritätsstufe zugeordnet und nach Ablauf ihrer angenommenen Nutzungsdauer rückgebaut. Da das Basisjahr 2024 ist, umfasst diese Kategorie ausschließlich Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum bis einschließlich 31.12.2024.

Priorität 2: Bestandsanlagen nach dem Basisjahr

Hierbei handelt es sich um im MaStR registrierte WEA, die nach dem Basisjahr 2024 zugebaut wurden.

Priorität 3: Geplante Anlagen

Hierbei handelt es sich um WEA, die im MaStR als geplant deklariert sind. 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-Immissionsschutzgesetz benötigen [13].

Frühere Planungsstadien wie bloße Netzanschlussanfragen gelten dagegen als nicht hinreichend konkret und werden nachfolgend separat berücksichtigt.

Priorität 4: Netzanschlussanfragen

Im Rahmen der Zubaumodellierung werden die von den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Netzanschlussbegehren berücksichtigt. Diese Datensätze enthalten Informationen zur installierten Leistung je Gemeinde zum jeweiligen vorgesehenen Inbetriebnahmeh Jahr. Zusätzlich wird angegeben, ob ein Direktanschluss an das Übertragungsnetz vorgesehen ist.

Die modelltechnische Integration dieser Anschlussbegehren erfolgt über sogenannte Lokalszenarien. In diesen Szenarien werden jährlich so viele potenzielle Anlagen zugebaut, bis die in einer Gemeinde bzw. einem Bezirk gemeldete Zielleistung erreicht ist.

Priorität 5: Windenergieanlagen innerhalb von Windeignungsgebieten

Diese Kategorie umfasst potenzielle Anlagen innerhalb von WEG, die nicht erforderlich sind, um den durch die Netzanschlussanfragen vorgegebenen Zubau in einer Gemeinde zu erreichen (siehe Priorität 4).

Innerhalb von WEG werden Anlagen, die im Rahmen eines Repowering-Vorhabens errichtet werden sollen, höher priorisiert als Neuanlagen außerhalb der berechneten Repoweringflächen.

Darüber hinaus wird der Planungsstand der jeweiligen WEG berücksichtigt. In Prioritätsstufe 5 erfolgt der Zubau zunächst in WEG mit dem Planungsstand 2024 und anschließend in WEG mit dem Planungsstand 2023.

Priorität 6: Windenergieanlagen außerhalb von Windeignungsgebieten

Diese Kategorie umfasst potenzielle Anlagen außerhalb von WEG, die nicht erforderlich sind, um den

durch die Netzanschlussanfragen vorgegebenen Zubau in einer Gemeinde zu erreichen (siehe Priorität 4).

Außerhalb von WEG werden Anlagen, die im Rahmen eines Repowering-Vorhabens errichtet werden sollen, höher priorisiert als Neuanlagen außerhalb der berechneten Repoweringflächen.

Zudem werden WEA außerhalb von Repoweringflächen nach Restriktionskategorie unterschieden (siehe Abschnitt 2.2.1). Die Kategorien bestimmen nicht die Reihenfolge des Zubaus, sondern dienen zur gewichteten Bewertung der installierten Leistungen. Dadurch wird festgelegt, welcher Anteil des Leistungspotenzials in Abhängigkeit von der jeweiligen Restriktionskategorie für die Ausbaumodellierung berücksichtigt wird. Die Gewichtung der installierten Leistung erfolgt wie folgt:

- Sehr geringe Restriktion: 50 %
- Geringe Restriktion: 25 %
- Mittlere Restriktion: 10 %
- Hohe Restriktion: 5 %
- Sehr hohe Restriktion: 1 %

Sollten durch die Gewichtung in einem Bundesland die Mantelzahlen nicht erreicht werden, wird die Gewichtung beginnend bei der niedrigsten Restriktionskategorie erhöht.

Weitere Zubauregeln

Die Reihenfolge des Zubaus einzelner WEA innerhalb der Prioritätsklassen 3 bis 6 und gegebenenfalls ihrer

Subprioritätsklassen wird durch die jeweiligen Vollaststunden bestimmt. Da in der Praxis nicht ausschließlich die windstärksten Standorte erschlossen werden, werden die Vollaststunden zur Abbildung realistischer Standortverteilungen zufällig um ± 500 h/a variiert.

Durch die Priorisierung entsteht innerhalb jedes Bundeslandes eine Zubaureihenfolge, anhand derer WEA sukzessive bis zur Erreichung der jeweiligen Mantelzahl zugebaut werden. Sollte der vollständige Zubau der im MaStR erfassten oder aus Netzanschlussbegehren abgeleiteten, voraussichtlich in Betrieb gehenden Anlagen zu einer Überschreitung der Mantelzahl eines Bundeslandes führen, wird der überschreitende Anteil im darauffolgenden Jahr realisiert.

2.4 Ergebnis

Das Ergebnis der Regionalisierung der Bundesland-Mantelzahlen (siehe Tabelle 5) ist die je Gemeinde und Bezirk ausgewiesene installierte Leistung für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045. Diese ist nach Anlagentyp differenziert und enthält zusätzlich die Information, welcher Anteil der Leistung direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen ist. Die räumliche Verteilung der regionalisierten installierten Leistung wird in Form von Heatmaps in Abbildung 11 dargestellt.

Tabelle 5: Mantelzahlen für den Ausbau von Windenergie an Land in MW

Bundesland	2037			2045		
	A	B	C	A	B	C
SH	15.214	15.536	15.536	15.386	15.556	15.741
HH	126	126	126	126	126	126
NI	21.567	26.176	26.176	24.025	26.463	29.011
HB	202	202	202	202	202	202
NW	17.668	18.532	18.532	18.128	18.585	19.063
HE	6.224	8.684	8.684	7.536	8.838	10.198
RP	8.258	9.727	9.727	9.041	9.819	10.630
BW	8.532	10.256	10.256	9.451	10.364	11.317
BY	7.577	12.785	12.785	10.354	13.110	15.988
SL	1.122	1.230	1.230	1.180	1.237	1.297
BE	19	23	23	21	23	25
BB	15.279	20.920	20.920	183.35	21.099	22.745
MV	8.030	10.144	10.144	91.57	10.276	11.444
SN	3.125	4.730	4.730	39.81	4.830	5.717
ST	8.599	11.551	11.551	101.73	11.736	13.368
TH	5.061	7.579	7.579	64.04	7.736	9.128
DE	126.603	158.201	158.201	143.500	160.000	176.000

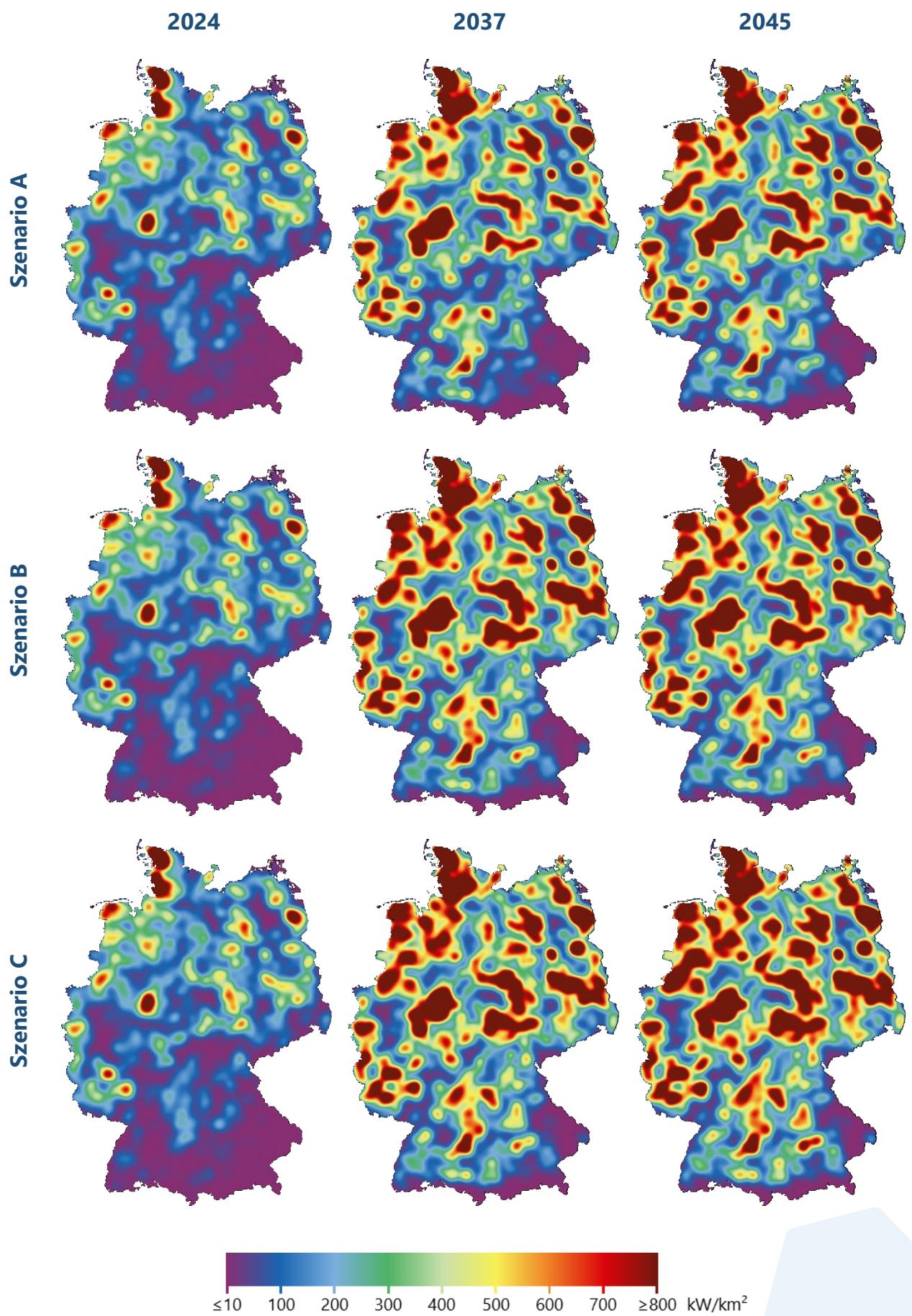


Abbildung 11: Windenergie an Land – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C



3

Photovoltaik

3 Photovoltaik

Für die Modellierung der zukünftigen Entwicklung des regionalen Ausbaus von Photovoltaikanlagen (PVA) ist eine Differenzierung zwischen Gebäude- und Freiflächenanlagen unerlässlich, da sich beide Anlagentypen hinsichtlich ihrer Flächenverfügbarkeit, räumlichen Verteilung und regulatorischen Rahmenbedingungen deutlich unterscheiden.

Die räumliche Verteilung des aktuellen Anlagenbestands wird durch die in Abbildung 12 dargestellten Heatmaps der Anlagendichte veranschaulicht. Dabei zeigt sich, dass die Hotspots der installierten Leistung gebäudegebundener PVA überwiegend in städtischen Gebieten sowie in Süd- und Westdeutschland zu finden sind, während Freiflächenanlagen insbesondere in Bayern und den ostdeutschen Bundesländern eine hohe Anlagendichte aufweisen.

Ziel der Regionalisierung ist es, die bestehende Photovoltaikleistung auf regionaler Ebene zu quantifizieren und auf dieser Grundlage eine räumlich sowie nach Anlagentyp differenzierte Fortschreibung des

zukünftigen Ausbaus zu ermöglichen. Dabei werden neben dem aktuellen und geplanten Anlagenbestand gemäß dem MaStR auch verfügbare Potenzialflächen sowie vorliegende Netzanschlussbegehren berücksichtigt.

Die folgenden Ausführungen beschreiben hierzu die methodische Vorgehensweise sowie die zugrunde liegenden Annahmen zur Regionalisierung der installierten Leistung von Gebäude- und Freiflächen-PVA.

3.1 Gebäude-Photovoltaik

Für die Regionalisierung des Ausbaus von Gebäude-PVA ist, neben der Information zum regionalen Bestand, auch die Information zum regionalen Dachflächenpotenzial eine wichtige Voraussetzung. Das Dachflächenpotenzial wird basierend auf den Untersuchungsergebnissen der Analyse eines hochaufgelösten städtischen Solardachkatasters, Gebäudepolygone sowie Datensätzen zur räumlichen

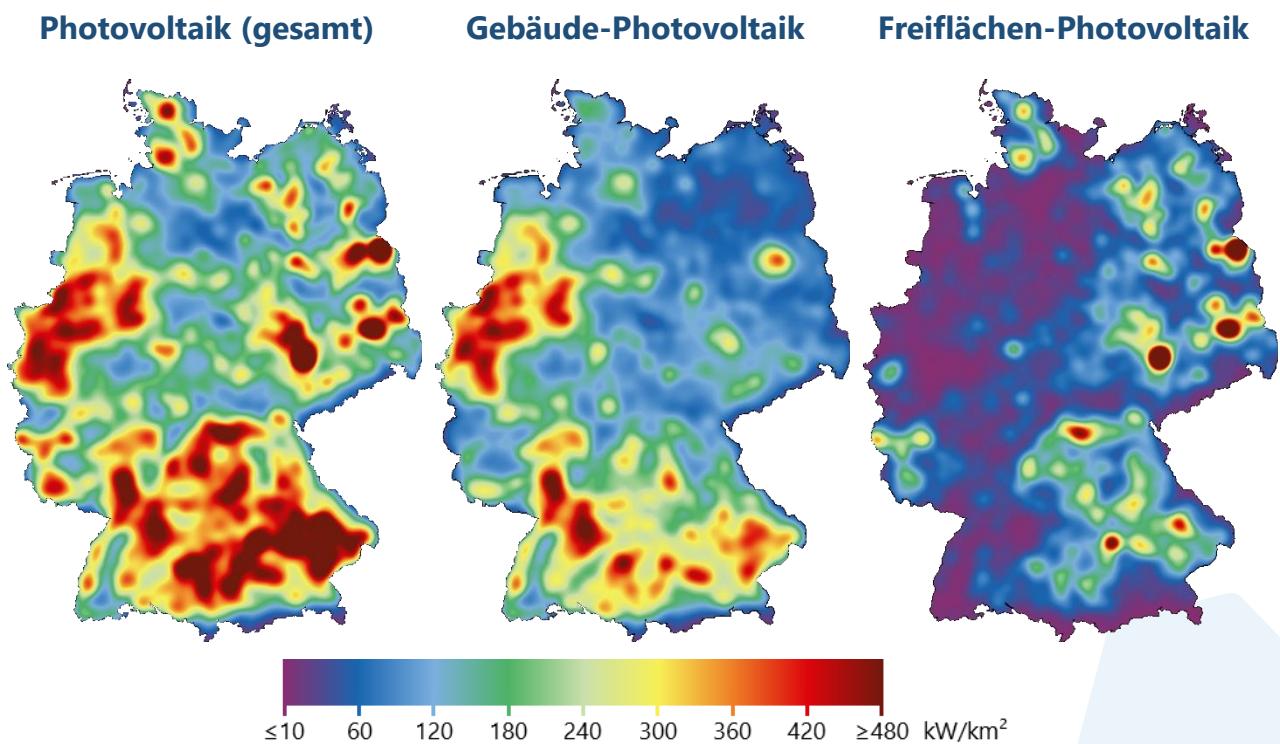


Abbildung 12: Heatmap der regionalen Verteilung des Anlagenbestandes von Photovoltaikanlagen (Stand: 31.12.2024)

Beschreibung der Einwohnerzahl und Bebauungs-dichte abgeleitet [14][15]. Das Ergebnis ist ein Raster, welches das Dachflächenpotenzial in einer räumlichen Auflösung von 100 x 100 m ausweist und auf Ge-meinde- und Bezirksebene aggregiert werden kann (siehe Abbildung 13). Zur Umrechnung von Dachflä- che auf Leistung wird eine Leistungsichte von 200 W/m² angenommen. Das Flächen- und Leistungspo-tenzial je Bundesland ist im Anhang in A-Tabelle 9 dargestellt.

Die Regionalisierung des Zubaus von Gebäude-PVA basiert auf der Kombination von zwei Ansätzen. Für

beide Ansätze wird je Jahr und Gemeinde ein Regio-nalisierungsindikator berechnet.

1. Der Regionalisierungsindikator I_{hist} basiert auf der Entwicklung des Zubaus zurückliegender Jahre
2. Der Regionalisierungsindikator I_{pot} basiert auf dem (verbleibenden) Dachflächenpotenzial

Durch die Kombination beider Ansätze wird sowohl die Zubaudynamik jeder Gemeinde bzw. jedes Bezirks (GEM) im Vergleich zur Zubaudynamik in ganz

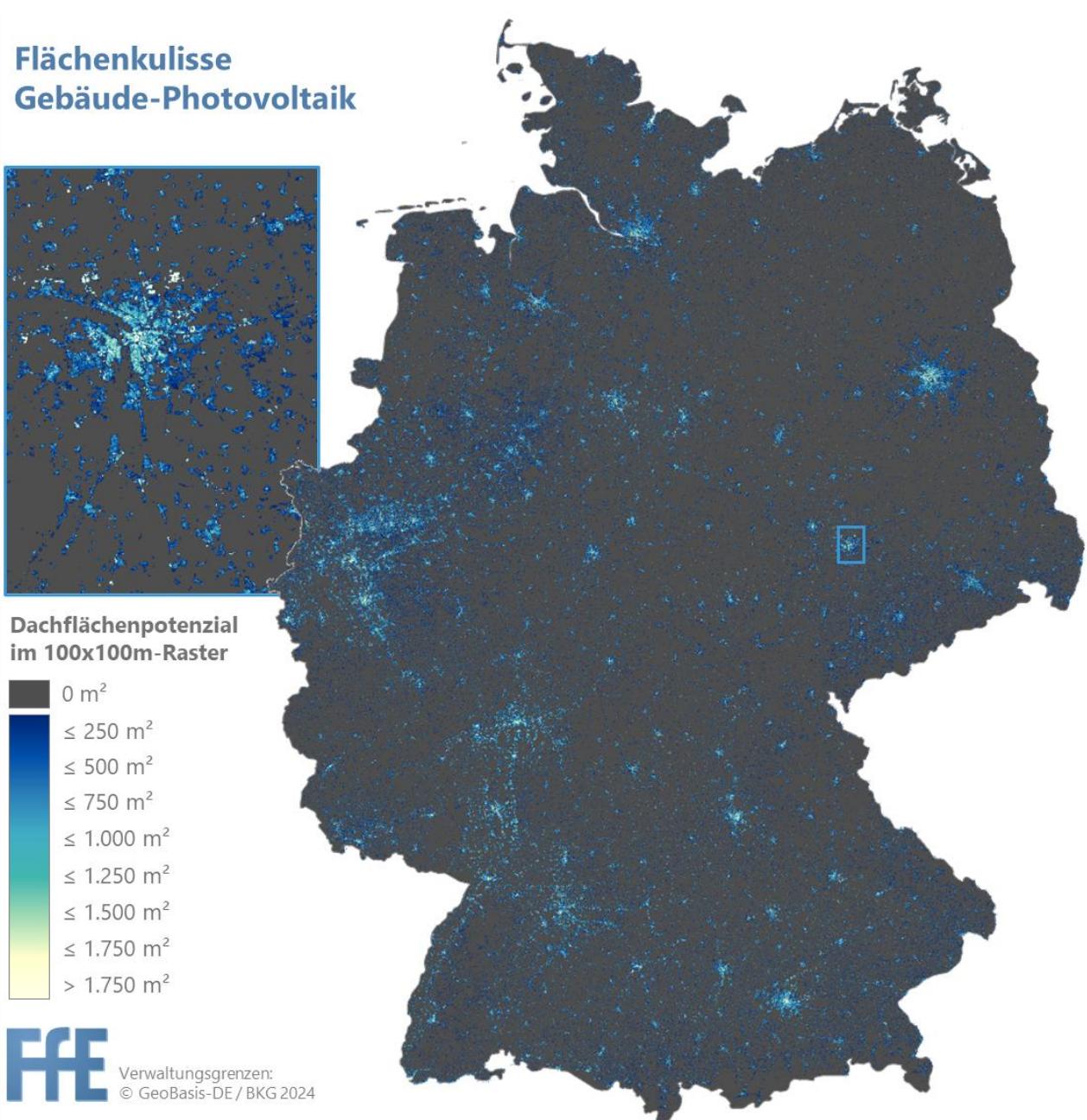


Abbildung 13: Flächenkulisse Gebäude-Photovoltaik

Deutschland (DE) als auch das vorhandene Dachflächenpotenzial berücksichtigt.

Für den Ansatz zur Abbildung der Zubaudynamik wird iterativ zunächst für jede Gemeinde bzw. jeden Bezirk, ausgehend vom Startjahr, für alle Folgejahre bis 2037 bzw. 2045 der gewichtete durchschnittliche Zubau ($Z_{GEM,Jahr}$) der letzten sechs Jahre ($Z_{GEM,Jahr-i}$) berechnet. Dabei wird der Zubau der weiter zurückliegenden Jahre geringer gewichtet.

$$Z_{GEM,Jahr} = Z_{GEM,Jahr-1} \times 0,25 + Z_{GEM,Jahr-2} \times 0,25 + \\ Z_{GEM,Jahr-3} \times 0,25 + Z_{GEM,Jahr-4} \times 0,1 + \\ Z_{GEM,Jahr-5} \times 0,1 + Z_{GEM,Jahr-6} \times 0,05$$

Für den Ansatz zur Regionalisierung anhand des verbleibenden Dachflächenpotenzials wird in einem ersten Schritt der Anteil p_{GEM} des Dachflächenpotenzials in der Gemeinde Pot_{GEM} am Gesamt-Dachflächenpotenzial Deutschlands Pot_{DE} berechnet:

$$p_{GEM,Jahr} = \frac{Pot_{GEM,Jahr}}{Pot_{DE,Jahr}}$$

Um den Zubau in Gemeinden bzw. Bezirken mit geringem verbleibendem Potenzial gegen null konvergieren zu lassen, wird je Gemeinde bzw. Bezirk der jeweils resultierende Wert beider Ansätze anschließend in jedem Jahr mit dem nicht erschlossenen Anteil des Dachflächenpotenzials in der Gemeinde bzw. dem Bezirk multipliziert und bei Überschreitung des Potenzials auf Null gesetzt. Anschließend werden die Indikatoren mittels Division durch die Gesamtsumme der vorläufigen Indikatorwerte der einzelnen Gemeinden normiert.

$$I_{hist,GEM,Jahr} = \frac{Z_{GEM,Jahr} \times \max(1 - p_{perschlossen,GEM,Jahr}, 0)}{\sum_{GEM} Z_{GEM,Jahr} \times \max(1 - p_{perschlossen,DE,Jahr}, 0)}$$

$$I_{pot,GEM,Jahr} = \frac{p_{GEM,Jahr} \times \max(1 - p_{perschlossen,GEM,Jahr}, 0)}{\sum_{GEM} p_{GEM,Jahr} \times \max(1 - p_{perschlossen,GEM,Jahr}, 0)}$$

Anhand der berechneten Indikatoren werden im Anschluss die Mantelzahlen je Bundesland und Jahr auf die einzelnen Gemeinden des jeweiligen Bundeslandes regionalisiert. Dabei werden 80 % der Mantelzahl anhand von I_{hist} und 20 % anhand von I_{pot} regionalisiert.

In Abbildung 14 ist exemplarisch die Entwicklung der installierten Photovoltaikleistung zweier Gemeinden dargestellt.

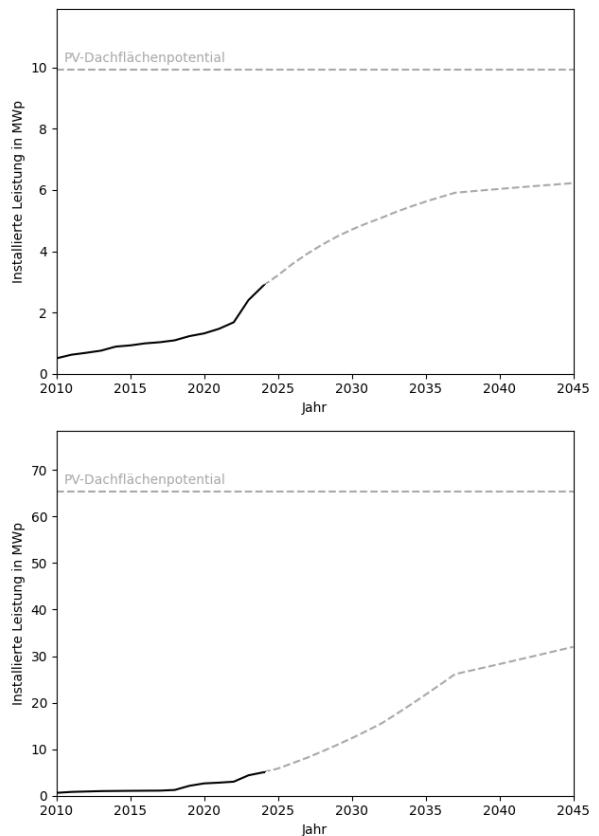


Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung in zweier Gemeinden

Die Steigung der Ausbaukurve von Gemeinde A ist gegenüber der Ausbaukurve von Gemeinde B aufgrund der höheren Zubaudynamik in den letzten sechs historischen Jahren deutlich steiler, flacht jedoch infolge der schnelleren Annäherung an die Potenzialgrenze im weiteren Verlauf zunehmend ab. Der im Jahr 2037 auftretende Knick in der modellierten Ausbaukurve resultiert aus der von den Mantelzahlen vorgegebenen nationalen Entwicklung.

3.2 Freiflächen-Photovoltaik

Basierend auf dem Anlagenbestand wird die zukünftige Entwicklung der installierten Leistung unter Berücksichtigung vorhandener Potenziale, geplanter Anlagen aus dem MaStR sowie den von den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern mitgeteilten Anschlussbegehren berechnet.

Im Gegensatz zu der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Verpflichtung zur Registrierung von geplanten WEA im MaStR, besteht für in Planung befindliche Freiflächen-PVA keine entsprechende gesetzliche Grundlage. Theoretisch ist es möglich bereits zu einem frühen unkonkreten Planungsstand eine Anlage zu registrieren.

Geplante Anlagen aus den Marktstammdaten sowie die angefragte Leistung der Netzanschlussbegehren sind daher nicht zweifelsfrei voneinander trennbar. Daher wird für jede Gemeinde bzw. jeden Bezirk ein Regionalszenario des Mindestzubaus berechnet, das sich aus dem größeren Wert der geplanten Leistung nach MaStR und der angefragten Netzanschlussleistung ergibt.

Der weitere Zubau von Freiflächen-PVA wird auf landwirtschaftlichen Flächen modelliert. Aufgrund mangelnder flächendeckender Datenverfügbarkeit können Konversionsflächen und Deponien nicht berücksichtigt werden, es sei denn, bestehende oder geplante

Freiflächenanlagen entsprechen bereits diesen Flächenkategorien. Um das raumverträgliche Potenzial abzuschätzen, wird eine Flächenanalyse mittels GIS-Anwendung durchgeführt und dieses differenziert nach Raumwiderstand ausgewiesen (siehe Abbildung 15). Der Raumwiderstand bestimmt in der Bauplanung allgemein die Machbarkeit von Infrastrukturmaßnahmen. Die Bewertung der Flächen basiert dabei auf einem Kriterienkatalog [16]. Um zusätzliche Praxisnähe zu gewährleisten, werden die Ergebnisse aus Interviews mit PV-Anlagenprojektierern berücksichtigt und im Einzelfall von der Bewertung in [16] abgewichen. Gebiete mit einem sehr hohen Raumwiderstand

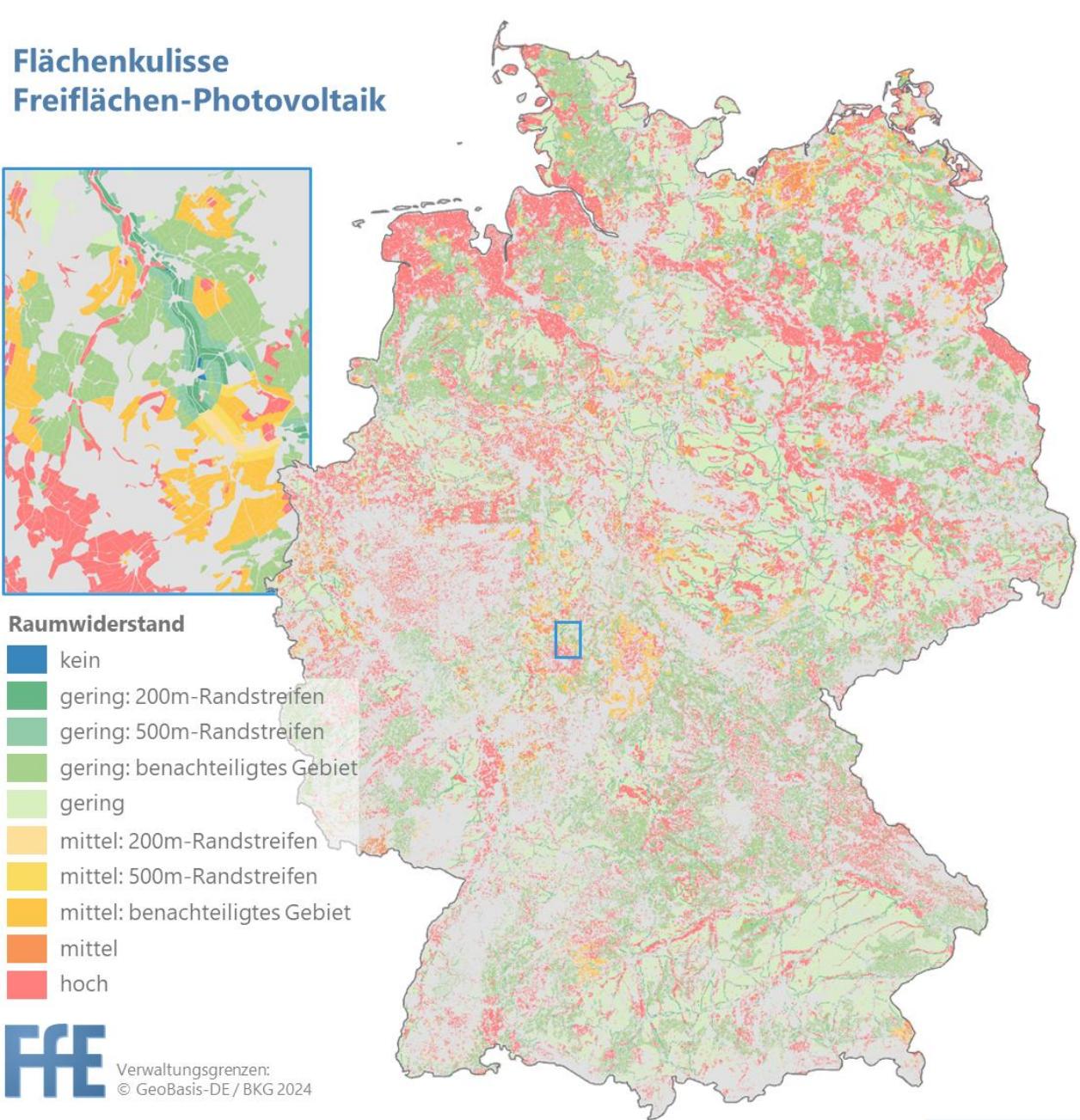


Abbildung 15: Flächenkulisse Freiflächen-Photovoltaik

werden als Ausschlussgebiete betrachtet. Dazu zählen beispielsweise

Naturschutzgebiete und Kernzonen von Biosphärenreservaten. Landwirtschaftliche Flächen ohne identifizierten Raumwiderstand werden zusätzlich in die Kategorie Randstreifen untergliedert, sofern sich diese in 200 m bzw. 500 m Abstand zu einer Autobahn oder Schienenstrecke befinden. Innerhalb des Randstreifens von 200 m sind Freiflächenanlagen baurechtlich privilegiert, d.h. für diese ist nach [17] kein Bebauungsplan notwendig. Innerhalb von 500 m entlang von Autobahnen und Schienenwegen befinden sich die Anlagen in der EEG-Flächenkulisse für Ausschreibungen [18]. Ein Überblick über die Flächenkriterien, die zur Erhebung der Freiflächenpotenziale berücksichtigt wurden, sowie deren Bewertung ist in Abbildung 16 dargestellt.

Nach der Ermittlung der nach Raumwiderstand differenzierten Potenzialflächen wird die für die Ausbaumodellierung zugelassene Gesamtpotenzialfläche je Gemeinde und Bezirk berechnet. Hierbei wird

angenommen, dass das Potenzial von Flächen mit geringerem Raumwiderstand zu einem höheren Anteil für die Errichtung von Freiflächen-PVA genutzt wird. Die Gesamtpotenzialfläche je Gemeinde und Bezirk Pot_{ges} wird bestimmt, indem die Flächen Pot_i der einzelnen Widerstandsklassen i mit den entsprechenden Gewichtungsfaktoren multipliziert und aufsummiert werden. Je höher das Subskript, desto höher ist hierbei der Raumwiderstand.

$$Pot_{ges} = Pot_1 + Pot_2 \times 0,5 + Pot_3 \times 0,25 + Pot_4 \times 0,125 + Pot_5 \times 0,0625 + Pot_6 \times 0,03125$$

Das ungewichtete Flächenpotenzial ist im Anhang in A-Tabelle 13 mit einer Leistungsdichte von 1 MW/ha dargestellt. Es wird angenommen, dass Flächen mit bestehenden Anlagen auch nach Ende der Nutzungsdauer der Anlagen weiter genutzt werden, da diese Flächen bereits infrastrukturell erschlossen sind und ihre Eignung bewiesen ist.

Raumwiderstand	Flächenkategorie	Kürzel	Bewertung
kein	Bestehende Freiflächenanlage	Pot ₀	0%
gering	Landwirtschaftliche Fläche ohne identifizierten Raumwiderstand	200m-Randstreifen	Pot ₁ 100%
		500m-Randstreifen	Pot ₁ 100%
		benachteiligtes Gebiet	Pot ₂ 50%
			Pot ₃ 25%
mittel	Biosphärenreservat (Entwicklungszone) Trinkwasserschutzgebiet (Zone 3) Heilquellschutzgebiet (qualitativ III) Heilquellschutzgebiet (quantitativ A)	200m-Randstreifen	Pot ₄ 12.5%
		500m-Randstreifen	Pot ₄ 12.5%
		benachteiligtes Gebiet	Pot ₅ 6.25%
			Pot ₆ 3.125%
hoch	FFH-Gebiet SPA-Gebiet Biosphärenreservat (Pflegezone) Trinkwasserschutzgebiet (Zone 2) Heilquellschutzgebiet (qualitativ II) Überschwemmungs-/Vorranggebiet Hochwasserschutz Landschaftsschutzgebiet		
			Pot ₇ 0%
sehr hoch	Siedlungsfläche Wald Gewässer Naturschutzgebiet Naturdenkmal Nationalpark Biosphärenreservat (Kernzone) Ramsar-Gebiet Trinkwasserschutzgebiet (Zone 1) Heilquellschutzgebiet (qualitativ I)		
			Pot ₈ 0%

Abbildung 16: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands gegenüber Freiflächen-PVA

3.3 Ergebnis

Bei Gebäude-PVA erfolgt die Regionalisierung der Ausbauzahlen auf Basis gesamtdeutscher Vorgaben, während bei Freiflächen-PVA eine Aufteilung der Ausbauzahlen auf Ebene der Bundesländer vorgenommen wird. Die entsprechenden Mantelzahlen für Gebäude-PVA sind in Tabelle 6 und für Freiflächen-PVA in Tabelle 7 dargestellt.

Das Ergebnis der Regionalisierung ist die je Gemeinde und Bezirk ausgewiesene installierte Leistung der Szenarien A, B und C für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045. Diese Werte sind nach Anlagentyp differenziert

und enthalten zusätzlich die Information, welcher Anteil der installierten Leistung direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossen ist.

Die räumliche Verteilung der regionalisierten installierten Leistungen wird für Szenario A in Abbildung 17, für Szenario B in Abbildung 18 und für Szenario C in Abbildung 19 in Form von Heatmaps veranschaulicht. Die für die Bundesländer aggregierten Werte der regionalisierten installierten Leistung von Gebäude-PVA sind im Anhang in A-Tabelle 10 enthalten.

Tabelle 6: Mantelzahlen für den Ausbau von Gebäude-Photovoltaik in MW

	2037			2045		
	A	B	C	A	B	C
DE	152.544	190.244	207.494	175.045	217.545	237.545

Tabelle 7: Mantelzahlen für den Ausbau von Freiflächen-Photovoltaik in MW

Bundesland	2037			2045		
	A	B	C	A	B	C
SH	8.271	10.873	12.063	9.824	12.756	14.136
HH	2	3	4	3	4	4
NI	13.502	19.061	21.604	16.819	23.086	26.035
HB	17	17	18	17	18	18
NW	4.731	6.694	7.592	5.903	8.116	9.157
HE	2.889	4.522	5.270	3.863	5.705	6.572
RP	5.810	7.673	8.526	6.922	9.023	10.011
BW	9.185	12.668	14.262	11.263	15.190	17.038
BY	32.321	40.621	44.418	37.275	46.631	51.034
SL	1.022	1.168	1.234	1.109	1.273	1.350
BE	9	17	21	14	23	27
BB	10.058	12.985	14.324	11.805	15.104	16.657
MV	9.993	12.821	14.115	11.681	14.869	16.370
SN	7.208	9.259	10.197	8.432	10.743	11.831
ST	9.230	11.610	12.699	10.650	13.333	14.596
TH	3.208	5.164	6.059	4.375	6.581	7.619
DE	117.456	155.156	172.406	139.955	182.455	202.455

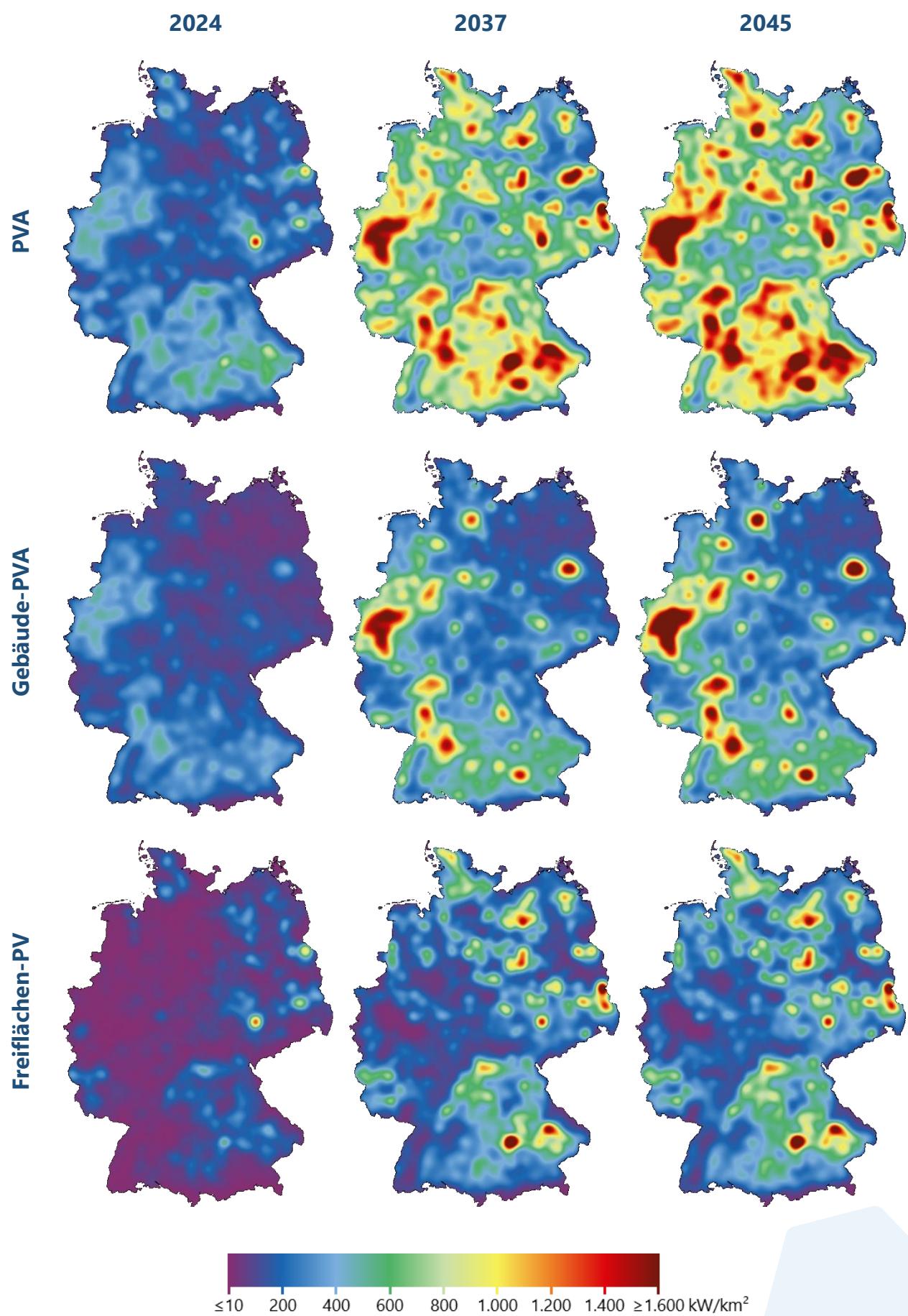


Abbildung 17: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario A

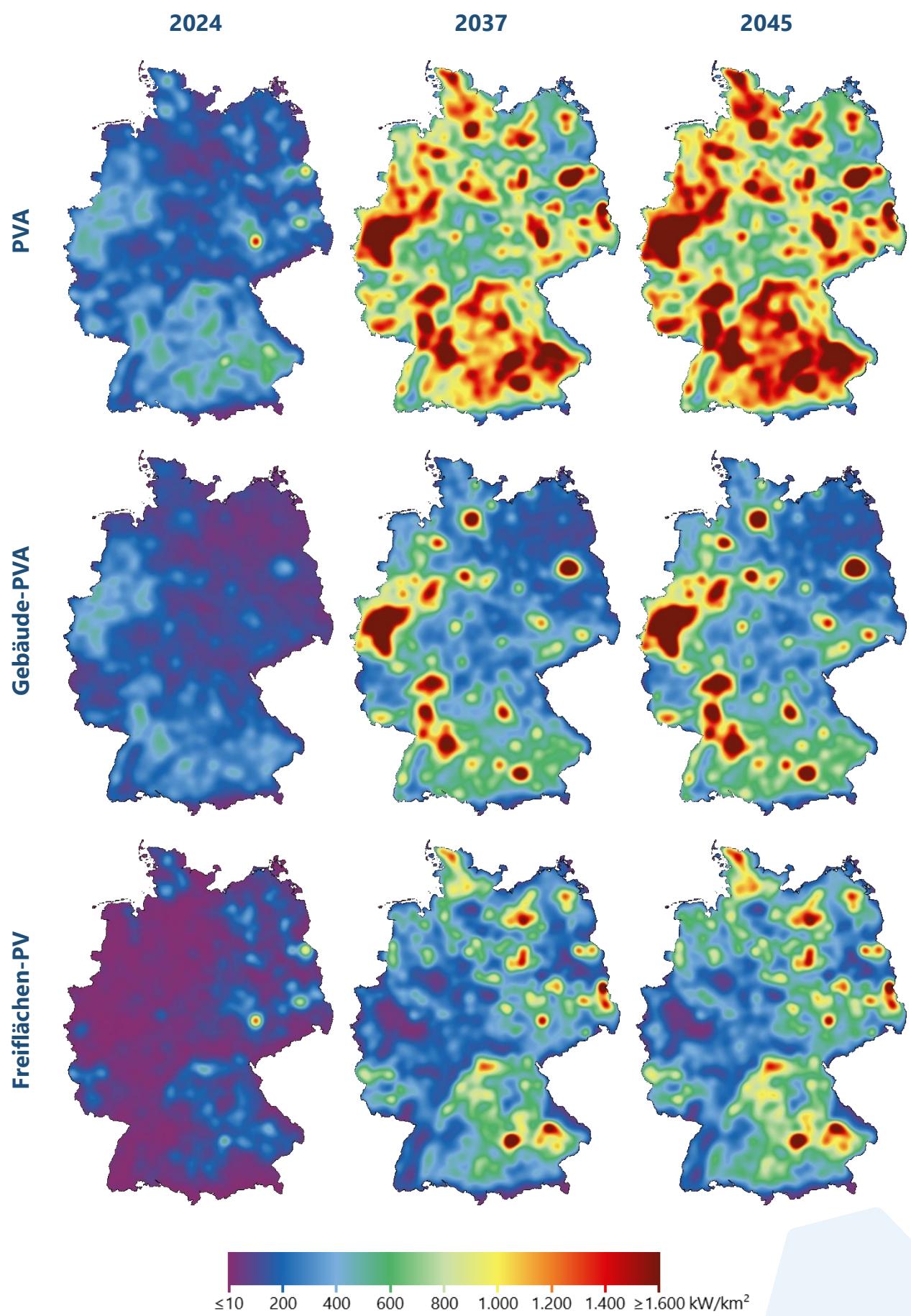


Abbildung 18: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario B

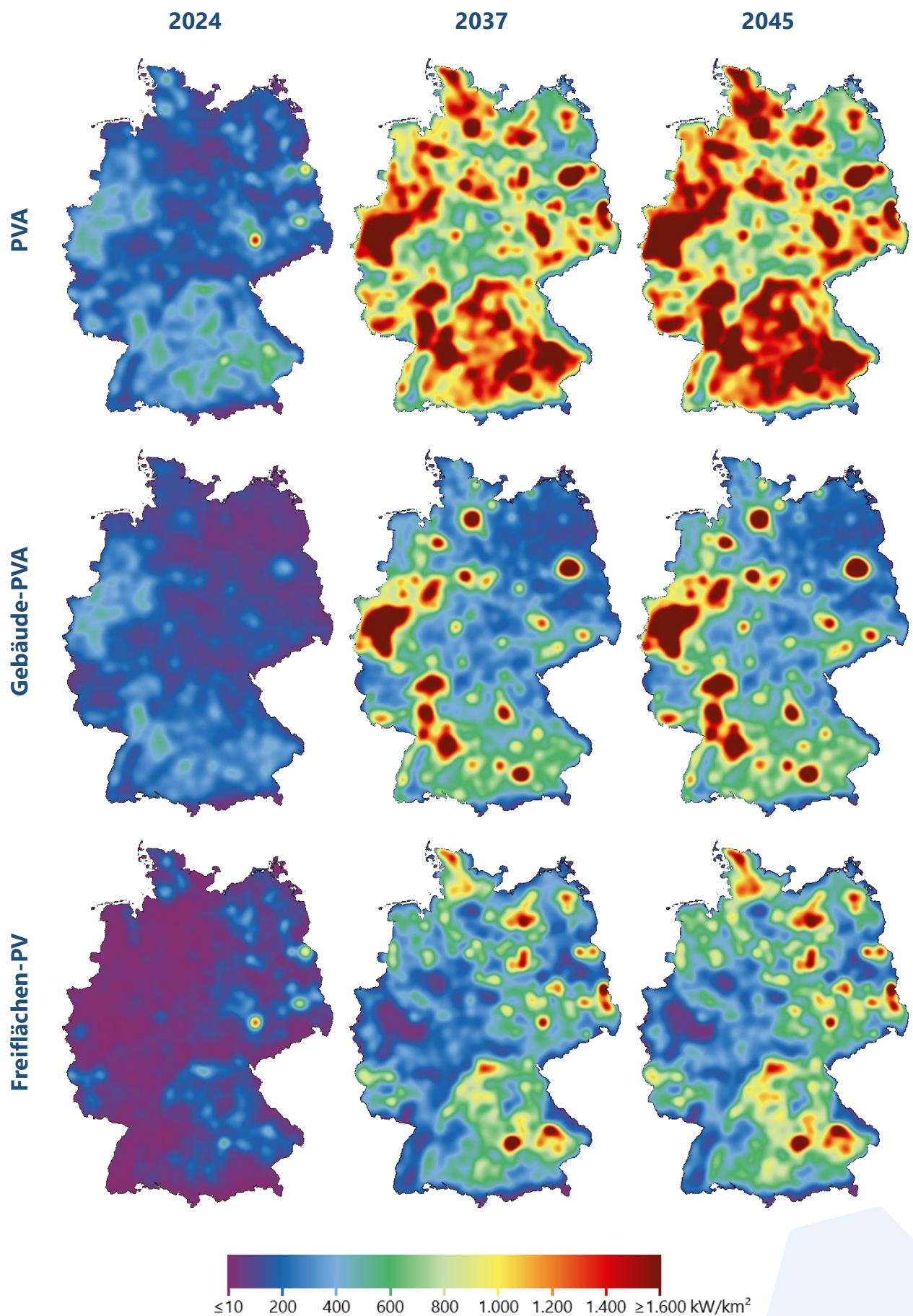


Abbildung 19: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario C



4

Biomasse, Laufwasser und Kleinbatteriespeicher

4 Biomasse, Laufwasser und Kleinbatteriespeicher

Im Folgenden werden die Methoden und die Ergebnisse der Regionalisierung von Biomasse- und Wasserkraftanlagen sowie Kleinbatteriespeicher vorgestellt.

4.1 Biomasse und Laufwasser

Die Regionalisierung von Biomasseanlagen und Wasserkraftwerken orientiert sich am Anlagenbestand. Die Datenbasis bildet hier das MaStR. Bei Laufwasser wird die Anlagenleistung von Grenzkraftwerken zu 50 % in deutschen Gemeinden verortet.

4.2 Kleinbatteriespeicher

Batteriespeicher mit einer Maximalleistung von bis zu 10 kW werden im Rahmen der Studie als

Kleinbatteriespeicher definiert. Diese werden häufig in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage installiert und derzeit meist zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt. Ausgehend vom derzeitigen Anlagenbestand erfolgt daher die regionale Verteilung des Zubaus von Kleinbatteriespeichern anhand der regionalen Zubauverteilung von PVA auf Ein-, Zwei-, Reihen- und Doppelhäusern. Die Datenbasis für den Bestand bildet auch hier das MaStR.

4.3 Ergebnis

Die Regionalisierung basiert auf den in Tabelle 8 aufgeführten Mantelzahlen auf Deutschlandebene. Die Ergebnisse werden in Form und Heatmaps für Biomasse und Laufwasser in Abbildung 20 und für Kleinbatteriespeicher in Abbildung 21 dargestellt.

Tabelle 8: Mantelzahlen für den Ausbau von Biomasse- und Laufwasseranlagen sowie Kleinbatteriespeicher in MW

Deutschland	2037			2045		
	A	B	C	A	B	C
Laufwasser	Bestand	Bestand	Bestand	Bestand	Bestand	Bestand
Biomasse	5.000	5.000	5.000	3.000	3.000	3.000
Kleinbatterie- speicher	46.700	59.500	65.300	59.700	73.700	80.900

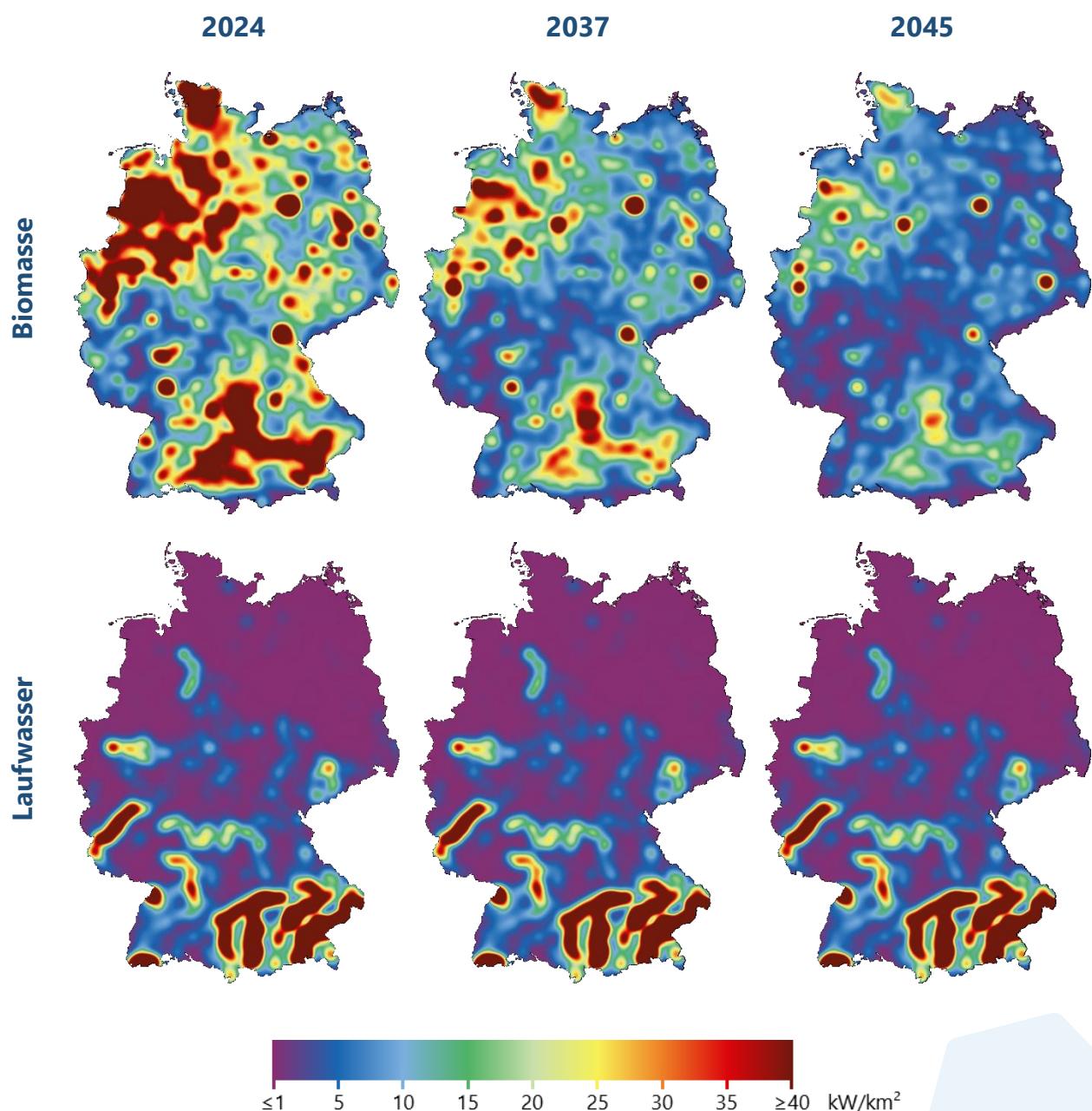


Abbildung 20: Biomasse und Laufwasser – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C

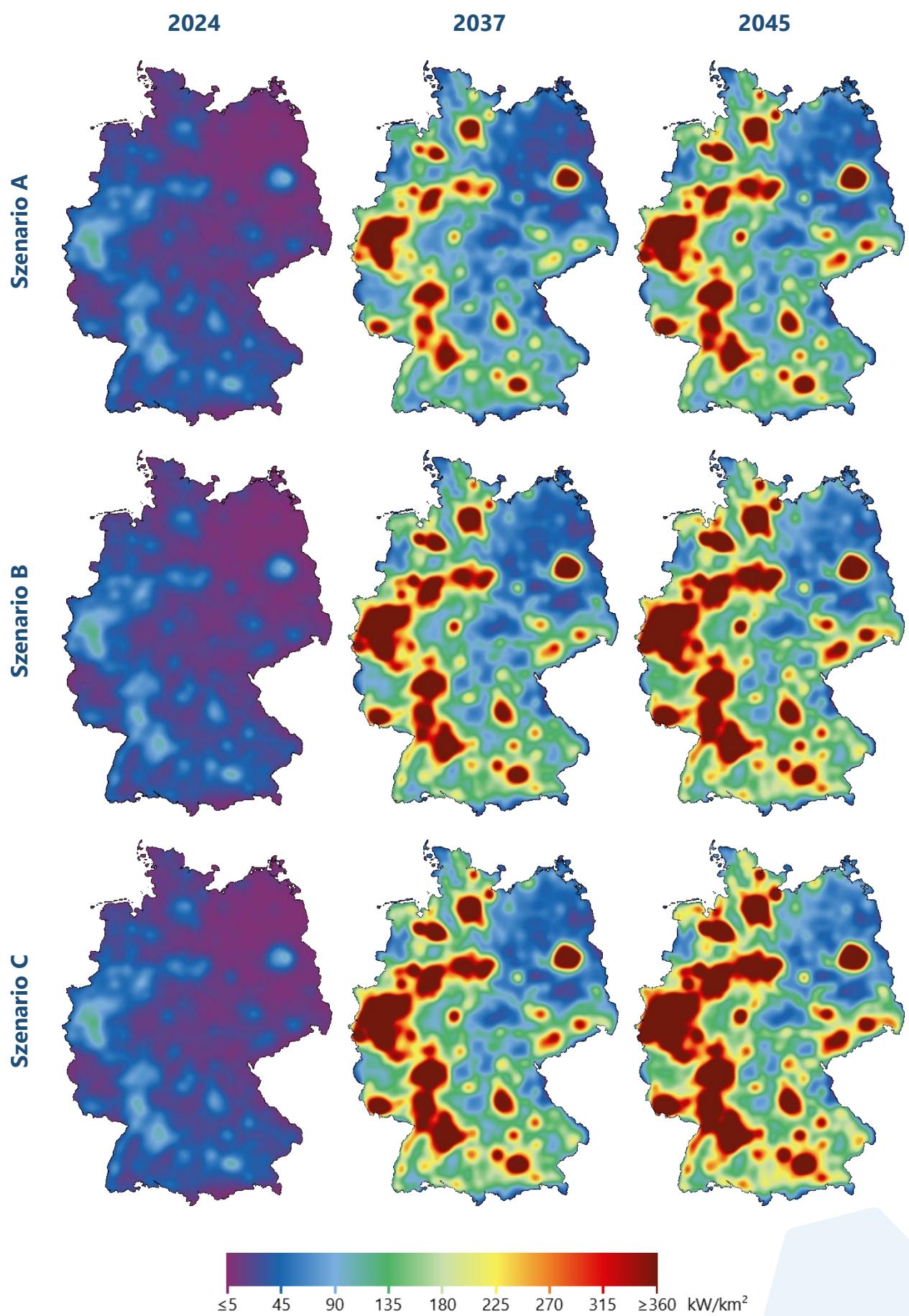


Abbildung 21: Kleinbatteriespeicher – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C

Literaturverzeichnis

- [1] Genehmigung des Szeniorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2025.
- [2] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) (EnWG). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2017-08-31; Berlin: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2017.
- [3] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. (Abruf am 2025-2-20); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.
- [4] Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses - zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land an die Bundesregierung gemäß § 98 EEG - Bericht 2024. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024.
- [5] 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 2022-7-20, Version vom 2025-8-12; Bonn: Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2025.
- [6] Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030. Berlin: Guidehouse Germany GmbH, 2022.
- [7] Pape, Carsten: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Kassel: Fraunhofer IEE, 2023. DOI: 10.24406/publica-1093.
- [8] Kommunale Planungsgrundlage - Windenergie - Wertingen. München: ENIANO GmbH, 2023.
- [9] Gebietskulisse Wind für den Energie-Atlas Bayern - Ausschlussgebiete - Risikogebiete. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2023.
- [10] Digitales Landschaftsmodell 1:250 000 (DLM250). In <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/digitale-landschaftsmodelle/digitales-landschaftsmodell-1-250-000-ebenen-dlm250-ebenen.html>. (Abruf am 2024-3-19); Frankfurt-am-Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2021.
- [11] Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias; Jetter, Fabian: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein "2 % Szenario" in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 5 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [12] Analyse der Langfristszenarien 3 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. In <https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/analyse-der-langfristszenarien-3-des-bmwk>. (Abruf am 2024-6-25); Berlin, Deutschland: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 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] Jetter, Fabian; Bosch, Stephan: Energiewende auf dem Dach - Siedlungsstrukturelle Informationen als Grundlage zur Berechnung des Solarpotenzials auf Wohngebäuden. In: Kartographische Nachrichten. Bonn: Gesellschaft für Kartographie und Geomatik (DGfK e.V.), 2016

- [15] Senft, Felix: A method for assessing the global technical photovoltaic roof-top potential based on open geo data. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Europa Universität Flensburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Flensburg, 2021.
- [16] Büchs, Sebastian: Steuerung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in Unterfranken - Planungshilfe für Städte, Gemeinden und Projektträger. Würzburg: Regierung von Unterfranken, 2023.
- [17] Baugesetzbuch (BauGB). Ausgefertigt am 1960-6-23, Version vom 2023-7-28; Berlin: Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [18] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2023). Ausgefertigt am 2014-7-21, Version vom 2023-7-26; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gemeinden und Bezirke als räumliche Ebene der Regionalisierungsergebnisse.....	7
Abbildung 2: Standortkorrektur von Windenergieanlagen aus dem MaStR anhand von OSM	10
Abbildung 3: Standortkorrektur von WEA aus dem MaStR am Beispiel des Landkreises Höxter.....	11
Abbildung 4: Heatmap zur regionalen Verteilung des Anlagenbestands	14
Abbildung 5: Berechnung von Windparkflächen zur Bestimmung des Rückbaus von WEA	15
Abbildung 6: Räumliche Verteilung der Windeignungsgebiete in Deutschland	16
Abbildung 7: Flächenkulisse Windenergie	18
Abbildung 8: Ermittlung optimaler Windparkkonfigurationen.....	19
Abbildung 9: Auswahl standorttypischer WEA basierend auf den minimalen Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Vollaststunden der letzten zehn Jahre	19
Abbildung 10: WiSTI-Beispiel – Beplanung von Potenzialflächen mit standorttypischen WEA	20
Abbildung 11: Windenergie an Land – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C	23
Abbildung 12: Heatmap der regionalen Verteilung des Anlagenbestandes von Photovoltaikanlagen	25
Abbildung 13: Flächenkulisse Gebäude-Photovoltaik	26
Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung in zweier Gemeinden	27
Abbildung 15: Flächenkulisse Freiflächen-Photovoltaik	28
Abbildung 16: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands gegenüber Freiflächen-PVA.....	29
Abbildung 17: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario A	31
Abbildung 18: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario B	32
Abbildung 19: Photovoltaik – Regionale Verteilung der installierten Leistung in Szenario C	33
Abbildung 20: Biomasse und Laufwasser – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C	36
Abbildung 21: Kleinbatteriespeicher – Regionale Verteilung der installierten Leistung in den Szenarien A, B und C.	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Räumliche Ebene der Mantelzahlen	6
Tabelle 2: Installierte Leistung des Anlagenbestands je Bundesland zum 31.12.2024	12
Tabelle 3: Ausgewiesene Flächen für Windenergie* sowie Flächenziele der Bundesländer nach WindBG	17
Tabelle 4: Zukünftige Referenz-WEA.....	19
Tabelle 5: Mantelzahlen für den Ausbau von Windenergie an Land	22
Tabelle 6: Mantelzahlen für den Ausbau von Gebäude-Photovoltaik.....	30
Tabelle 7: Mantelzahlen für den Ausbau von Freiflächen-Photovoltaik	30
Tabelle 8: Mantelzahlen für den Ausbau von Biomasse- und Laufwassermanlagen sowie Kleinbatteriespeicher	36
A-Tabelle 9: Gebäude-Photovoltaik – Dachflächenpotenzial je Bundesland	42
A-Tabelle 10: Gebäude-Photovoltaik – Regionalisierte installierte Leistung, aggregiert nach Bundesländern	43
A-Tabelle 11: Windenergie an Land – Abstände um Restriktionsflächen	44
A-Tabelle 12: Windenergie an Land – Unbewertetes Leistungspotenzial je Bundesland, ohne Anlagenbestand	47
A-Tabelle 13: Freiflächen-Photovoltaik – Unbewertetes Flächen- und Leistungspotenzial nach Raumwiderstand je Bundesland, ohne Anlagenbestand.....	48

Anhang

A-Tabelle 9: Gebäude-Photovoltaik – Dachflächenpotenzial in km² und MW je Bundesland

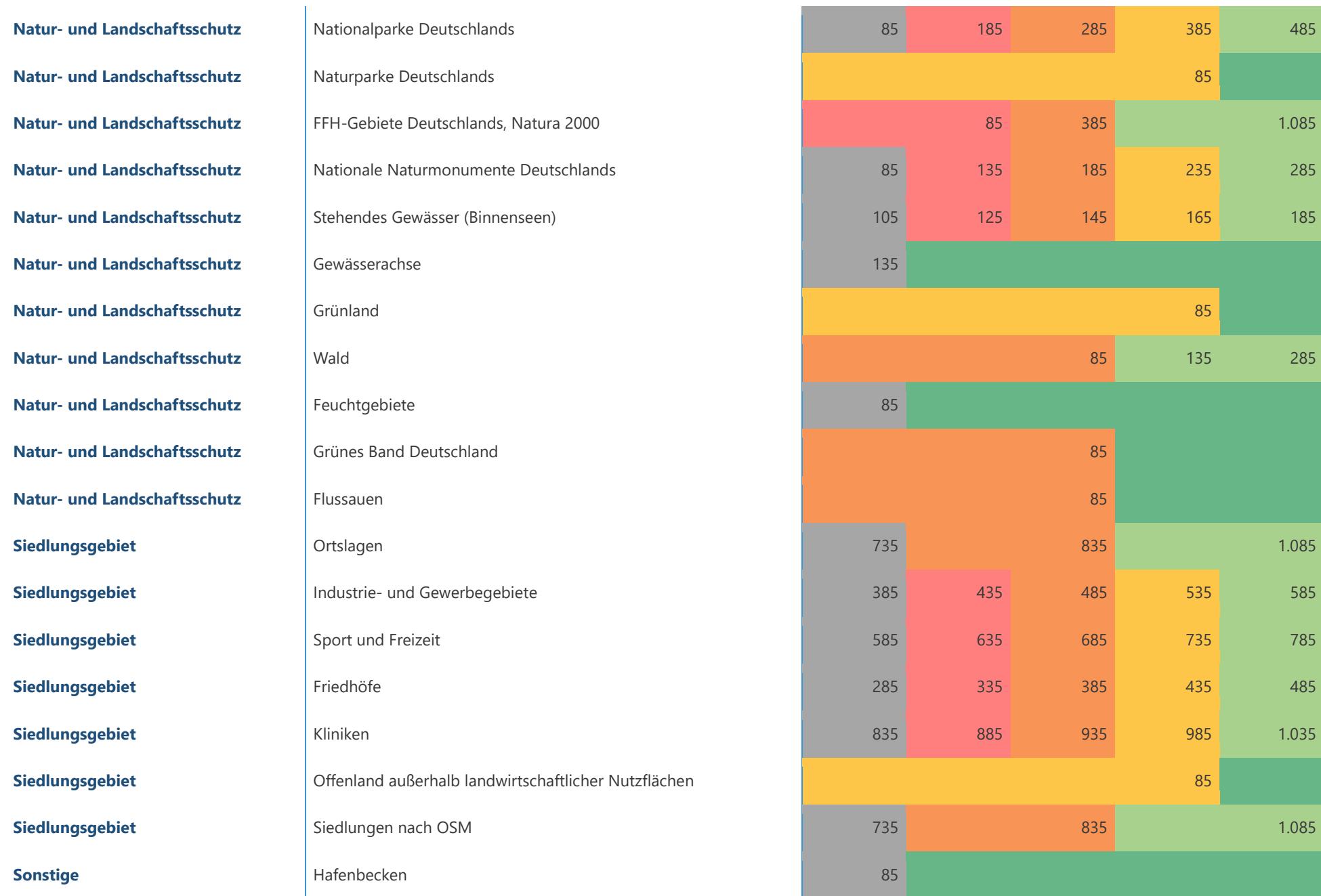
Bundesland	km ²	MW
SH	82	16.470
HH	27	5.376
NI	254	50.865
HB	14	2.826
NW	431	86.233
HE	147	29.355
RP	114	22.714
BW	287	57.432
BY	412	82.434
SL	28	5.666
BE	39	7.705
BB	84	16.785
MV	60	11.972
SN	114	22.769
ST	67	13.395
TH	59	11.878

A-Tabelle 10: Gebäude-Photovoltaik – Regionalisierte installierte Leistung in MW, aggregiert nach Bundesländern

Bundesland	2037			2045		
	A	B	C	A	B	C
SH	5.172	6.674	7.364	6.113	7.809	8.608
HH	1.058	1.662	1.945	1.501	2.194	2.524
NI	17.682	22.119	24.140	20.305	25.270	27.592
HB	640	950	1.094	856	1.208	1.374
NW	28.496	36.267	39.806	33.111	41.802	45.865
HE	9.535	12.162	13.363	11.117	14.073	15.462
RP	7.954	9.861	10.732	9.068	11.216	12.226
BW	22.422	26.789	28.771	24.818	29.715	32.011
BY	31.826	37.869	40.636	35.255	42.109	45.355
SL	1.642	2.172	2.417	1.976	2.579	2.864
BE	1.709	2.550	2.941	2.300	3.258	3.711
BB	5.589	7.029	7.689	6.460	8.089	8.859
MV	3.589	4.653	5.147	4.277	5.497	6.079
SN	6.507	8.667	9.665	7.891	10.346	11.507
ST	4.737	5.815	6.311	5.383	6.609	7.190
TH	3.986	5.006	5.475	4.613	5.770	6.317
DE	152.544	190.244	207.494	175.045	217.545	237.545

A-Tabelle 11: Windenergie an Land – Abstände um Restriktionsflächen

Kategorie	Beschreibung	Restriktion:				
		Ausschluss	sehr hoch	hoch	mittel	gering
Abstände (Puffer) um Restriktionsfläche in m						
Artenschutz	RAMSAR-Gebiete Deutschlands	85	185	285	385	485
Artenschutz	Vogelschutzgebiete Deutschlands (SPA), Natura 2000		85	385		1.085
Artenschutz	Important Bird Area (IBA)		85		385	
Infrastruktur	Seismische Messstationen (GRSN) - Ausschlussgebiete	85				
Infrastruktur	Seismische Messstationen (GRSN) - Restriktionsgebiete	85		85		
Infrastruktur	DWD Radarstationen	85				5.085
Infrastruktur	Bauwerk am Gewässer	85				
Infrastruktur	Hoch-/Höchstspannungsleitung	185		250		
Militärische Belange	Schutzgebiete Sonstiges Recht (Militärische Flächen)	85				
Natur- und Landschaftsschutz	Alpenplan, Zone C	85				
Natur- und Landschaftsschutz	DLM250: Gewässer	85				
Natur- und Landschaftsschutz	Naturschutzgebiete Deutschlands	85	135	185	235	285
Natur- und Landschaftsschutz	Zonierung der Biosphärenreservate Deutschlands	85				
Natur- und Landschaftsschutz	Landschaftsschutzgebiete Deutschlands			85		285



Sonstige	Fläche Besonderer Funktionaler Prägung	500	535	585	635	685
Sonstige	Bundesgrenze	85				
Verkehr	Bundesautobahnen	250	275	300	325	350
Verkehr	Funkfeuer	3.085	4.085	6.085	8.085	10.085
Verkehr	Sonstige Straßen	175	200	225	250	275
Verkehr	Flughäfen	3.085				
Verkehr	Flugplätze	1.845				
Verkehr	Gleisanlagen und Schienenwege	150				
Wasserwirtschaft	Wasserschutzgebiete (TWS III, qual I, qual II, TWS I, TWS II, qual III)	85				

A-Tabelle 12: Windenergie an Land – Unbewertetes Leistungspotenzial in MW je Bundesland, ohne Anlagenbestand

Bundesland	geplant nach MaStR	Repowering in WEG	WEG	Repowering nicht in WEG	Restriktion sehr gering	Restriktion gering	Restriktion mittel	Restriktion hoch	Restriktion sehr hoch
SH	2.566	5.560	9.994	432	1.709	5.444	3.392	29.113	22.356
HH	4	84	52	12			28	256	36
NI	4.901	9.280	24.168	1.365	7.860	17.810	17.082	165.294	58.005
HB	14	112	124	8				36	472
NW	8.209	3.455	16.531	1.798	4.798	6.115	12.923	64.591	29.204
HE	2.043	1.118	14.611	276	1.097	4.138	4.347	68.606	55.457
RP	1.378	2.678	15.482	587	2.717	3.310	5.547	54.637	60.472
BW	1.042	781	17.771	171	1.557	7.447	8.316	115.616	111.348
BY	919	1.348	25.289	220	3.042	11.325	10.016	253.693	105.804
SL	112	242	2.305	83			490	6.386	2.151
BE							11	418	550
BB	2.800	9.867	14.083	1.064	5.628	12.767	9.250	119.756	81.333
MV	2.199	2.955	18.906	710	1.945	9.063	3.435	52.472	89.588
SN	557	935	2.239	192	2.225	4.772	3.350	52.695	26.165
ST	1.475	5.159	2.981	2.019	18.150	19.553	16.726	102.663	25.432
TH	1.179	1.595	5.451	259	7.145	12.084	5.390	71.627	34.128

A-Tabelle 13: Freiflächen-Photovoltaik – Unbewertetes Flächen- und Leistungspotenzial nach Raumwiderstand in ha bzw. MW (1 ha = 1 MW) je Bundesland, ohne Anlagenbestand

Bundesland	gering 200m- Randstreifen	gering 500m- Randstreifen	gering benachteiligtes Gebiet	gering	mittel 200m- Randstreifen	mittel 500m- Randstreifen	mittel benachteiligtes Gebiete	mittel	hoch
SH	34.824	58.533	418.359	367.335	655	1.057	18.566	7.205	180.762
HH	86.397	134.197	968.944	941.835	1.967	3.152	34.336	5.856	374.907
NI	232	308	385	842	0	0	0	0	277
HB	28.691	43.528	437.127	156.013	2.585	4.188	30.296	6.321	411.814
NW	6	16	108	12	6	21	74	0	7.075
HE	24	12	0	112	18	44	0	336	7.742
RP	19.753	30.420	181.251	140.894	7.379	11.903	77.680	77.386	154.257
BW	27.948	43.137	308.134	344.684	7.662	12.321	72.678	101.920	309.484
BY	57.849	87.258	687.155	535.075	7.720	12.754	77.341	66.060	749.984
SL	29.746	43.597	88.311	391.836	9.541	15.078	22.505	103.372	161.431
BE	17.059	28.131	269.832	125.174	520	884	2.567	2.532	63.045
BB	1.858	3.549	9.583	22.727	457	682	1.491	13.675	6.873
MV	28.992	46.345	155.636	312.744	2.072	3.227	7.917	18.926	93.366
SN	35.502	53.639	93.621	527.680	1.737	2.811	22.957	22.286	243.766
ST	26.696	39.865	266.399	377.952	1.308	2.296	9.874	12.500	132.558
TH	25.261	39.464	168.360	268.858	3.548	6.295	64.427	32.667	97.957

