



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

REGIONALISIERUNGSMETHODIK ERNEUERBARER ENERGIEN FÜR DAS SZENARIO B 2024 IM NETZ- ENTWICKLUNGSPLAN STROM 2014, 2. ENTWURF

GRUNDLAGE FÜR DAS SZENARIO B 2024*

4. NOVEMBER 2014

1 Einführung

Mit der zum 01.08.2014 in Kraft getretenen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat der Gesetzgeber wesentliche Rahmenbedingungen des Ausbaus erneuerbarer Energien verändert bzw. konkretisiert. Die Änderungen konnten bei der Konzeption des im Frühjahr vorgelegten Netzentwicklungsplans 2014 naturgemäß noch nicht berücksichtigt werden.

Aus heutiger Sicht erscheint aber die neue Regionalisierung für den Netzentwicklungsplan 2015, die in Kenntnis des Koalitionsvertrages und der Verständigung zwischen Bund und Ländern auf die Eckpunkte eines neuen EEG vom 01.04.2014 von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) entwickelt und im Entwurf des Szenariorahmens NEP 2015 vorgelegt wurde, gut geeignet, den ab dem 01.08.2014 geltenden energiepolitischen Rahmenbedingungen gerecht zu werden.

Bei der Überarbeitung des Szenarios B 2024 kam die von den ÜNB vorgeschlagene Regionalisierungsmethodik im Szenariorahmen NEP 2015 zur Anwendung. Die Anwendung dieser Regionalisierungsmethodik bildet die Grundlage für das Szenario B 2024*. Diese Methodik wurde im Szenariorahmen zum NEP 2015 zur Konsultation gestellt und wird auf den folgenden Seiten nochmals in Grundzügen beschrieben.

2 Regionalisierung erneuerbarer Energien

Für das Verständnis der regionalen Zuordnung der erneuerbaren Erzeugungsanlagen (EE-Erzeugungsanlagen) sind einige grundlegende Rahmenbedingungen wichtig:

- Die Übertragungsnetzbetreiber haben keinen Einfluss auf die räumliche Verteilung der zukünftig erwarteten EE-Erzeugungsanlagen.
- Es finden alle EE-Erzeugungsanlagen mit Anschluss an alle Netzebenen Berücksichtigung.
- Der zum Referenzzeitpunkt bekannte Bestand dezentraler EE-Anlagen mit Einspeisung in die Höchst- und Hochspannungs- sowie in die Nieder- und Mittelspannungsnetze konnte regional gut zugeordnet werden.
- Die ÜNB müssen Annahmen zur zukünftigen regionalen Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen treffen.
- Für die Überarbeitung des Szenarios B 2024 wurden im Vorfeld der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2015 von den ÜNB zwei Begleitgutachten von der Deutschen Energie-Agentur (dena) und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) sowie eine Stakeholderbefragung zur Regionalisierung erneuerbarer Energien beauftragt und durchgeführt, deren Ergebnisse ebenso in die verbesserte Regionalisierungsmethodik eingeflossen sind.
- In den folgenden Kapiteln wird die Methodik zur Regionalisierung der Mantelzahlen je Energieträger beschrieben. Die Ergebnisse sind in einem separaten Dokument zusammengefasst. Sämtliche Ergebnisse basieren dabei auf der aktuell verfügbaren Datenbasis zur neuen Regionalisierungsmethodik. Diese wird ständig weiter verbessert und detailliert. Durch weitere Verbesserungen wie beispielsweise Eingangsparameter (u. a. neue Vorrangflächen für Wind onshore) sind zusätzliche Anpassungen möglich.

2.1 Windenergie onshore

Anforderungen an die Methodik zur regionalen Verteilung von Wind onshore

Auf Basis von Analysen zu Regionalisierungsansätzen in Studien und den bisherigen Netzentwicklungsplänen, sowie Workshops und Interviews mit Stakeholdern wurden folgende Anforderungen für eine Methodik zur regionalen Verteilung der Mantelzahlen für Wind onshore identifiziert:

- Als Startwert für die weitere regionale Verteilung der EE-Mantelzahlen sollen neben dem Ist-Bestand die genehmigten Anträge für neue Windenergieanlagen einfließen, um die absehbare weitere Entwicklung in den Bundesländern zu berücksichtigen. Da diese Anträge nicht einheitlich vorlagen, wurden auch historische Zubauraten genutzt.
- Für das Repowering von Bestandsanlagen soll der bei einer Leistungserhöhung im Allgemeinen deutlich erhöhte Flächenbedarf pro Anlage berücksichtigt werden. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass in der Vergangenheit bebaute Flächen z. T. nicht für ein Repowering geeignet sind (u. a.: größere Höhen moderner Anlagen in Verbindung mit den Abstandsregelungen sowie Altanlagen außerhalb von Vorrang-/Eignungsflächen).
- Für die regionale Verteilung des weiteren Neubaus von Wind onshore ist die Verfügbarkeit von ausgewiesenen Vorrang- und Eignungsflächen ein zentraler Einflussfaktor.
- Da die Ziele der Bundesländer für den Ausbau von Wind onshore teilweise über die heute ausgewiesenen Flächen hinausgehen, sind in dem durch die Netzentwicklungsplanung abgedeckten Zeitraum von zehn bzw. 20 Jahren weitere Flächenausweisungen anzunehmen bzw. konkret angekündigt. Für die Regionalisierung soll dies durch die Ergänzung von Potenzialflächen berücksichtigt werden, die zeitlich verzögert (nach fünf Jahren oder ggf. entsprechend konkreter Ankündigungen der Bundesländer) für den Ausbau von Wind onshore zur Verfügung stehen.

- Die regionale Verteilung der EE-Mantelzahlen erfolgt mit gleicher Erschließungswahrscheinlichkeit auf die im jeweiligen Jahr verfügbaren Flächen, sofern dort jeweils ein Mindestertrag vorliegt. Eine weitere Unterscheidung der Standorte nach Windhöflichkeit erfolgt nicht, da windschwächere Standorte entsprechend dem Referenzertragsmodell des EEG eine den Standortnachteil ausgleichende längere Anfangsvergütung erhalten.

Bestandsanalyse

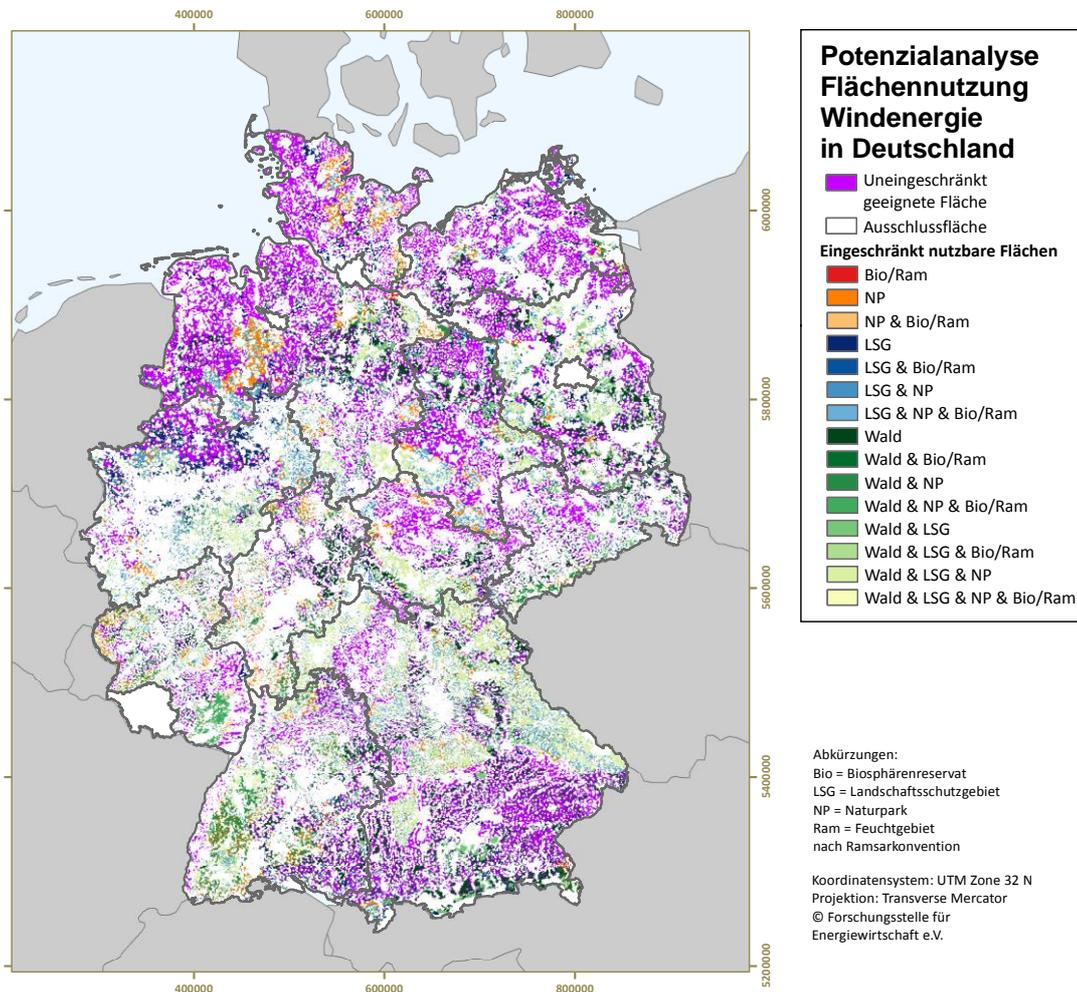
Zur räumlichen Abbildung des historischen Ausbaus der Windenergie onshore werden die folgenden Datenquellen herangezogen und zusammengeführt:

- OpenStreetMap,
- Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber.

Potenzialanalyse

Im Rahmen der Potenzialanalyse werden bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen, aber auch potenzielle zukünftige Flächen für Windenergieanlagen betrachtet. Bereits ausgewiesene und angekündigte Vorrangflächen können sofort im Modell erschlossen werden, potenzielle zukünftige Flächen nur mit einem zeitlichen Verzug. Als Randbedingung für den zukünftigen Ausbau der Windenergie wird ein technisches bzw. wirtschaftliches Potenzial bestimmt. Für Windenergie nicht geeignete Flächen (Siedlungen, Verkehrswege, Schutzgebiete) inklusive einzuhaltender Abstände werden ausgeschlossen. Für Windenergie eingeschränkt nutzbare Flächen (z. B. Wald oder Naturparks) werden gesondert berücksichtigt. Die daraus resultierenden geeigneten Flächen sind in Abbildung 1 dargestellt.

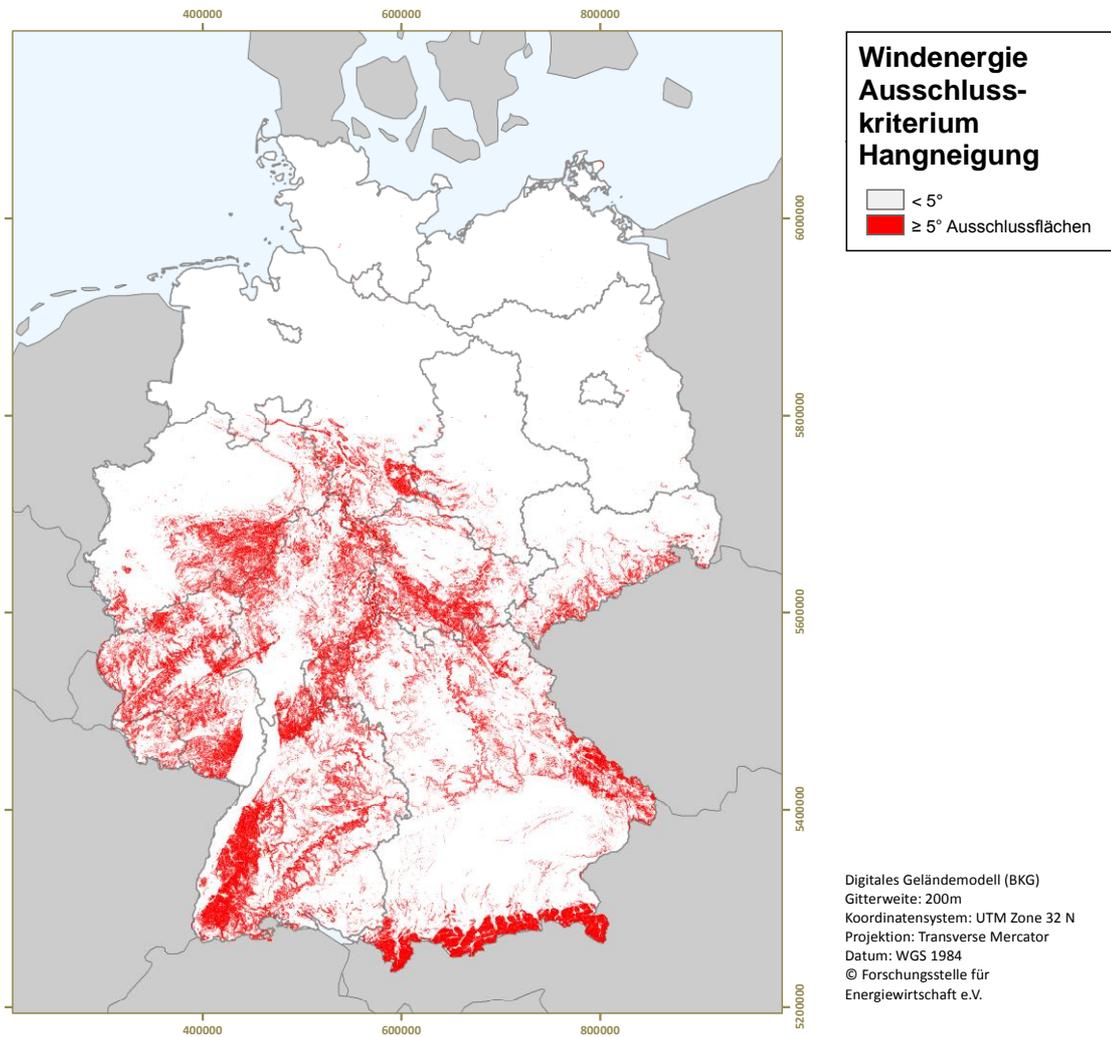
Abbildung 1: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

Zusätzlich werden aufgrund erschwelter Erschließbarkeit und vergleichsweise hohen Investitionskosten Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° ausgeschlossen (siehe Abbildung 2).

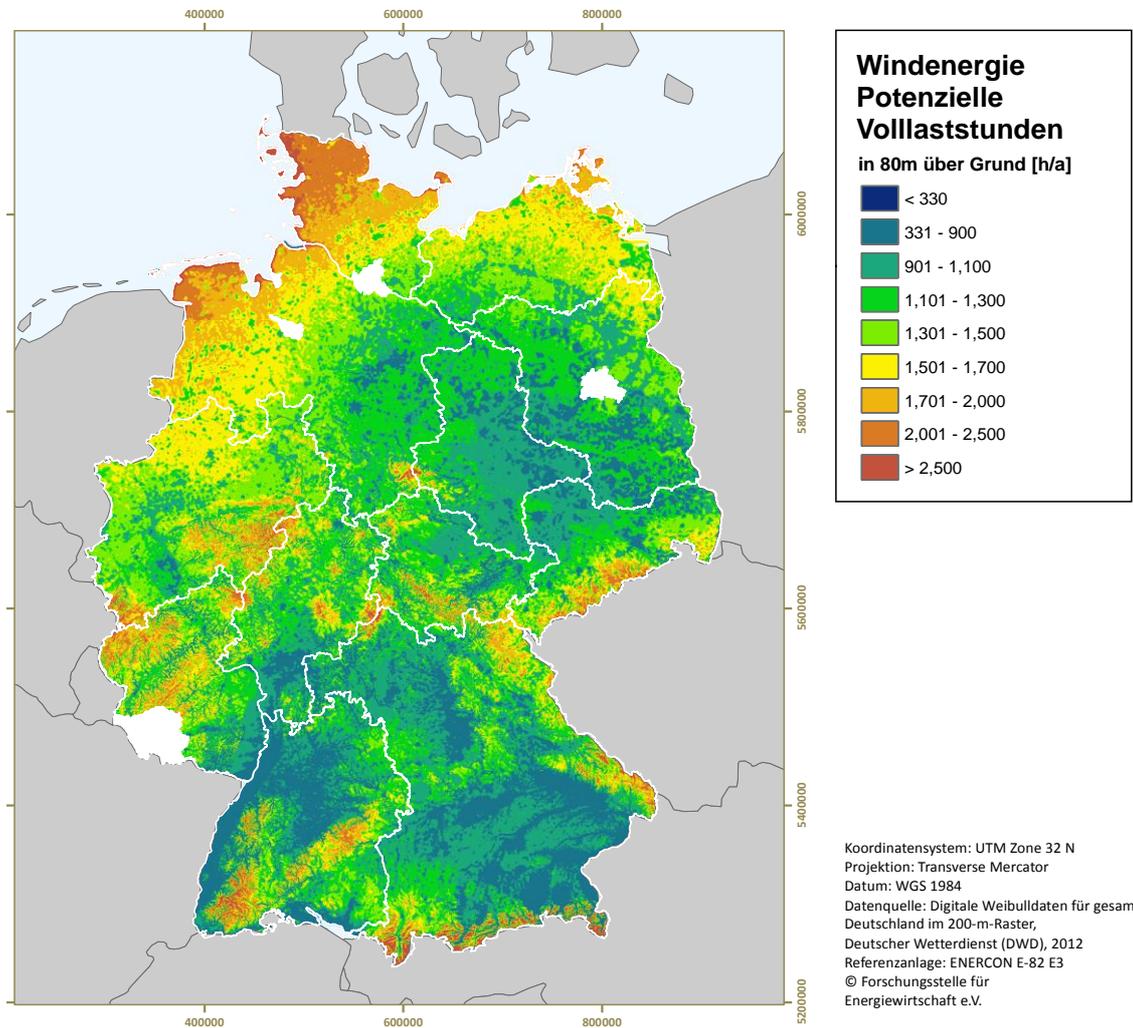
Abbildung 2: Ausschluss von Standorten mit einer Hangneigung von mehr als 5°



Quelle: FfE

Die wirtschaftliche Priorisierung der Standorte erfolgt über die potenziellen Volllaststunden (siehe Abbildung 3).

Abbildung 2: Beispielhafte Darstellung der potenziellen Volllaststunden in 80 m über Grund



Quelle: FfE

Diese werden für verschiedene Windenergieanlagen aus den Windhäufigkeiten (Weibulldaten des Deutschen Wetterdienstes) im 200 m-Raster berechnet. Das wirtschaftliche Potenzial umfasst nur Standorte mit einem definierten Mindestertrag. Für Standorte, die mit anderen Nabenhöhen oder Anlagentypen bebaut werden, ergibt sich eine andere Bewertung der Wirtschaftlichkeit.

Im ersten Schritt wird für jedes Bundesland das technisch erschließbare Potenzial für den zu erwartenden Zubau ermittelt. Diese wird mit den Bundeslandzielen abgeglichen. Somit wird garantiert, dass der Ausbau in einem Bundesland diese Grenze nicht überschreitet.

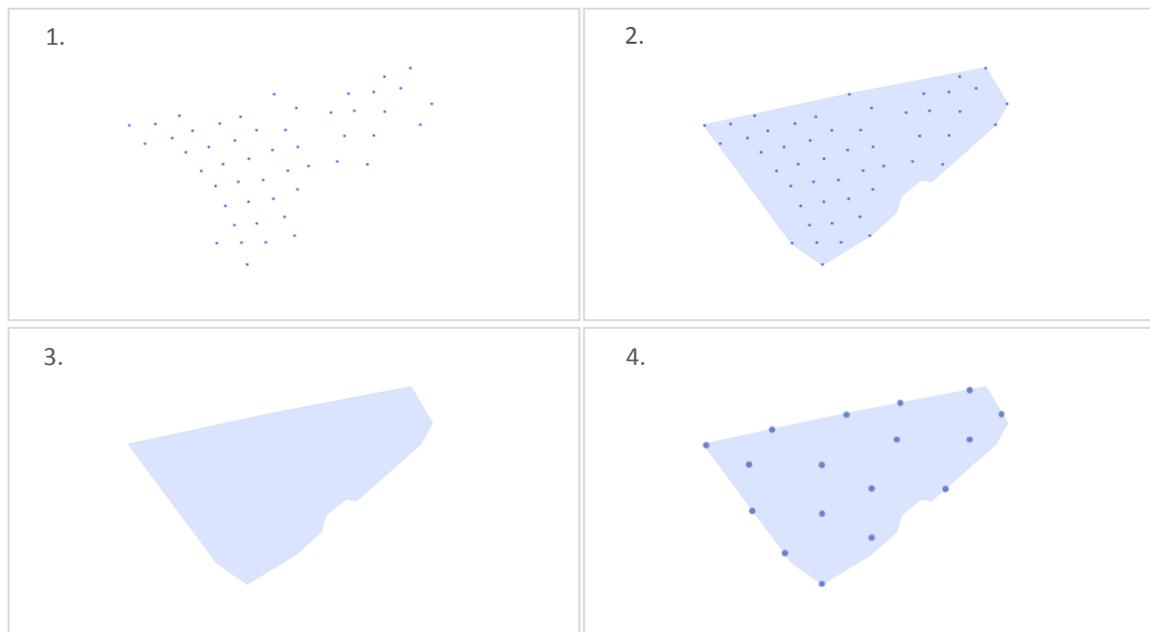
Modellierung des Ausbaus und des Repowering

Die Modellierung des Ausbaus erfolgt anlagenscharf. Die Erschließungswahrscheinlichkeit für einen Standort hängt von dessen Ertrag und seinen gewichteten Abwertungsfaktoren (z. B. Wald oder Naturpark oder auch Kombinationen von Faktoren) ab. An den Ertrag wird hierbei nur eine Mindestanforderung gestellt. Gebiete mit einem höheren Ertrag erhalten keine höhere Erschließungswahrscheinlichkeit.

Beim Repowering wird die Fläche des bestehenden Windparks aufgewertet (siehe Abbildung 4, Grafik 1 und 2). Alte Windparks werden also mit hohen Erschließungswahrscheinlichkeiten durch neue Windparks ersetzt (siehe Abbildung 4, Grafik 3 und 4). Windparks in Ausschlussflächen werden am Ende ihrer technischen Lebensdauer rückgebaut.

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Modellierung von Repowering:

1. bestehende Windenergieanlagen
2. Definition eines Windparks, der wie eine Vorrangfläche behandelt wird
3. Außerbetriebnahme der bestehenden Windenergieanlagen
4. Repowering mit größeren Anlagen



Quelle: FfE

Das verwendete Modell verteilt die Windenergieanlagen standortscharf anhand der Kriterien und nach einem Monte-Carlo-Ansatz solange, bis die Mantelzahl für Deutschland und das jeweilige Szenario erreicht ist. Der Zubau von Anlagen erfolgt mit einer Standardreferenzanlage von 3 MW Leistung.

2.2 Photovoltaik

Anforderungen an die Methodik zur regionalen Verteilung von Photovoltaik

Auf Basis von Analysen zu Regionalisierungsansätzen in Studien und den bisherigen Netzentwicklungsplänen sowie Workshops und Interviews mit Stakeholdern wurden folgende Anforderungen für eine Methodik zur regionalen Verteilung der Mantelzahlen von Photovoltaik (PV) identifiziert:

- Altanlagen im Bestand, deren Lebensdauer endet, werden ersetzt. Es erfolgt keine wesentliche Leistungserhöhung.
- Aus der Differenz der Mantelzahlen von Photovoltaik und dem Bestand ergibt sich der Zubau im jeweiligen Szenario. Für die Bestimmung der Aufteilung des Zubaus von PV auf Dach- bzw. Freiflächenanlagen wird die Höhe des im Regierungsentwurf zur EEG-Novellierung vom 08.04.2014 angekündigten Ausschreibungsvolumen für Freiflächenanlagen (400 MW p.a.) verwendet (aktuell, d. h. im August 2014, befindet sich eine Leistung von 600 MW in der Konsultation zur Ausschreibung).
- Die regionale Verteilung des Neubaus von PV-Anlagen auf Gebäuden soll entsprechend der verfügbaren Dachflächen (inkl. Industriedachflächen) und des bisher in einem Gebiet erfolgten Verlaufs der Erschließung des Potenzials für PV erfolgen (um implizit Einflüsse durch die Bevölkerungsstruktur, Verfügbarkeit von Kapital, Sättigungseffekte u. ä. zu berücksichtigen).
- Die regionale Verteilung des Neubaus von Freiflächenanlagen erfolgt entsprechend der Verfügbarkeit von Flächen, auf denen Anlagen durch das EEG gefördert werden können (z. B. entlang von Verkehrswegen), wobei bevorzugt Standorte verwendet werden, die sich hinsichtlich Bodenpreis und solarer Einstrahlung auszeichnen.

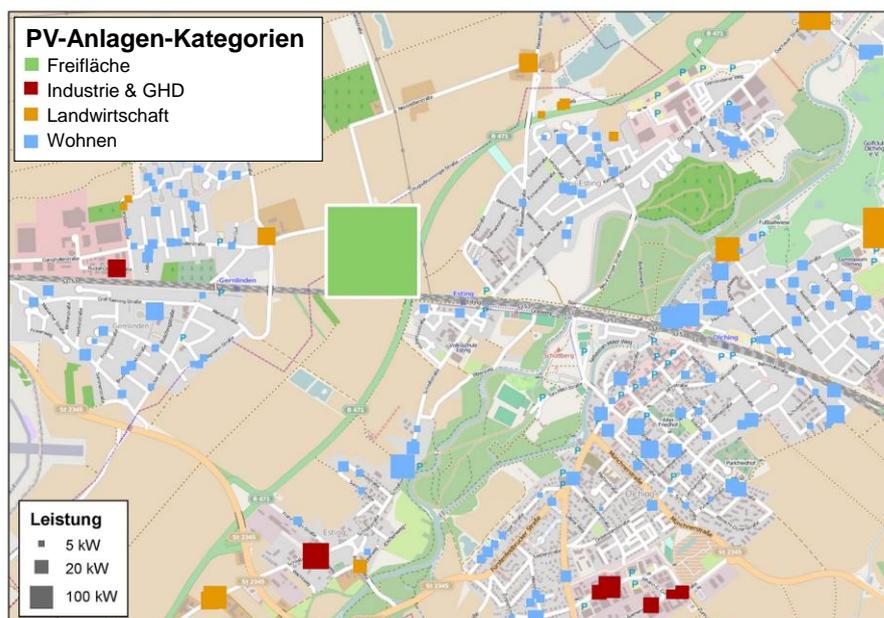
Bestandsanalyse

Zur räumlichen Abbildung des historischen Ausbaus der PV werden die folgenden Datenquellen herangezogen und mittels GIS (Geoinformationssystem)-Analyse zusammengeführt:

- georeferenzierte Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber,
- Flächennutzung nach OpenStreetMap, Digitales Landschaftsmodell (DLM), CORINE Land Cover (CLC).

Dabei können vier verschiedene Anlagen-Kategorien identifiziert werden (siehe Abbildung 5).

Abbildung 4: Georeferenzierter PV-Bestand inklusive Identifikation vier verschiedener Anlagen-Kategorien



Quelle: FfE

Potenzialanalyse

Bei der Bestimmung des PV-Potenzials auf Gebäuden werden die folgenden Kategorien unterschieden: Wohngebäude, gewerbliche Gebäude (Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, GHD) und landwirtschaftliche Gebäude. Das resultierende Potenzial für jede dieser Kategorien berechnet sich auf Basis folgender Untersuchungen:

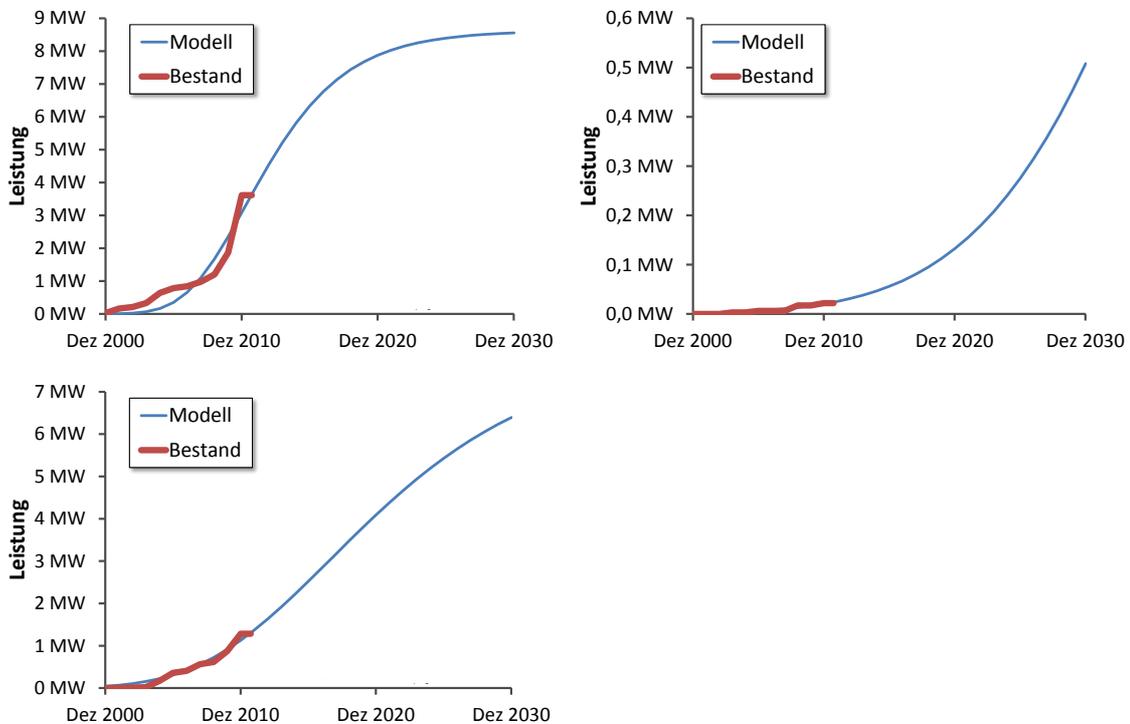
- Auswertung von Daten der Statistischen Landesämter zur Gebäudestruktur und Wohnfläche (DESTATIS) ,
- Auswertung der Flächennutzung nach OpenStreetMap und CORINE Landcover (CLC),
- Klassifizierung nach Siedlungstyp,
- Auswertung ausgewählter Solardachkataster,
- Parametrisierung der siedlungstypischen Verschattung,
- Analyse von Dachaufbauten.

Das Flächenpotenzial für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen übersteigt den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches. Daher wird das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen aufgrund der aktuell gültigen förderpolitischen Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Flächen entlang von Verkehrswegen begrenzt. Konversionsflächen sind gesondert zu betrachten.

Regionalisierung – Modellierung des Ausbaus

Die Modellierung des zu erwartenden Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgt in einem ersten Schritt über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up-Ansatz). Abbildung 6 veranschaulicht beispielhaft die resultierenden Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden.

Abbildung 5: Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden (Bottom-Up-Ansatz)



Quelle: FfE

Anschließend erfolgt eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven, sodass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden (Top-Down-Ansatz). Der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen orientiert sich an dem Ausbau der vergangenen drei Jahre und dem Potenzial entlang von Verkehrsflächen.

2.3 Biomasse

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden die georeferenzierten Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen.

Potenzialanalyse

Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird vereinfacht über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung (exklusive Moore und Heiden) aus der Regionalstatistik entnommen und über eine GIS-Analyse erfasst.

Regionalisierung – Modellierung des Ausbaus

Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus der energetischen Nutzung von Biomasse erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial. Eine Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und PV wäre technisch umsetzbar und würde zu einer Erhöhung der installierten Leistung der Bestandsanlagen führen. Jedoch besteht unter den aktuellen förderpolitischen Rahmenbedingungen noch kein signifikanter Anreiz für die Umrüstung von Bestandsanlagen zu einer solchen Flexibilisierung.

2.4 Wasserkraft

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Wasserkraftanlagen werden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sowie die georeferenzierte Liste der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW herangezogen.

Potenzialanalyse

In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (Wasserhaushaltsgesetz, Wasserrahmenrichtlinie) ist der Bau neuer Wasserkraftanlagen in Deutschland stark eingeschränkt. Daher wird vereinfacht angenommen, dass der zukünftige Ausbau der Wasserkraft in Deutschland in erster Linie über den Ausbau bestehender Wasserkraftanlagen erfolgt.

Regionalisierung

Die Leistungssteigerung wird durch die Umrüstung der bestehenden Wasserkraftanlagen erreicht, daher wird der zu erwartende Ausbau der Wasserkraft über den Anlagenbestand regionalisiert.

2.5 Geothermie

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Geothermie-Anlagen werden die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur herangezogen.

Potenzialanalyse

Potenziell geeignete Gebiete für Geothermie werden über das Geothermische Informationssystem für Deutschland als Flächenpotenzial erfasst.

Regionalisierung

Die Regionalisierung des Ausbaus der Geothermie erfolgt vereinfacht zu 50 % über den Anlagenbestand und zu 50 % über die Flächenpotenziale.

2.6 Deponie-/Klärgas

Die zukünftige, regionalisierte Entwicklung der installierten Leistung von Deponie- und Klärgas-Anlagen wird durch eine Leistungssteigerung von Bestandsanlagen erreicht.

3 Übersicht über die Ergebnisse der Regionalisierung erneuerbarer Energien

Die Ergebnisse der neuen Regionalisierungsmethodik für B 2024* je Bundesland und Energieträger sind in einem separaten Dokument unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZj aufgeführt.