

Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025

Methodik und Ergebnisse

Projektbezeichnung:

Regionalisierung der dezentralen
Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025

Auftraggeber:

50Hertz
Amprion
TenneT
TransnetBW

Auftragnehmer:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffe.de

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

Inhalt

1	Kurzfassung	1
2	Windkraft onshore	3
2.1	Technik	3
2.2	Bestand.....	5
2.3	Zubaumodell für Windenergieanlagen.....	7
2.3.1	Grundidee und Algorithmus.....	7
2.4	Potenzial	8
2.4.1	Verfügbare Flächen.....	8
2.4.2	Repowering.....	12
2.4.3	Vorrang- und Eignungsflächen.....	14
2.4.4	Zusammenfassung und Ergebnisse	15
3	Photovoltaik	21
3.1	Technik	21
3.2	Bestand.....	23
3.3	Potenzial	27
3.3.1	Freifläche	27
3.3.2	Wohngebäude.....	27
3.3.3	Gewerbliche Gebäude.....	27
3.3.4	Landwirtschaftliche Gebäude	28
3.3.5	Zusammenfassung.....	28
3.4	Modellierung des PV-Ausbaus	30
4	Zubaumodellierung Windenergie im NEP 2025	31
4.1	Windkraft (Bundeslandwerte)	32
4.2	Windkraft (kleinräumige Verteilung).....	34
5	Szenario Photovoltaik.....	37
6	Weitere dezentrale Stromerzeugung.....	39
6.1	Biomasse	39
6.2	Geothermie	39

6.3	Gruben-/Deponie-/Klär gas.....	40
6.4	Wasserkraft.....	40
7	Literaturverzeichnis.....	41

1 Kurzfassung

Der von der Bundesnetzagentur am 19.12.2014 genehmigte Szenariorahmen beschreibt mögliche Entwicklungen zur Nutzung der verschiedenen regenerativen Energiequellen. Der größte Zubau wird dabei für die Nutzung von Windenergie- und Solaranlagen an Land ausgewiesen, hieraus leiten sich die Untersuchungsschwerpunkte für die kleinräumige Modellierung des Ausbaus ab.

Eine detaillierte Betrachtung – wie für Windenergieanlagen(WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) durchgeführt – gliedert sich in eine kurze Beschreibung der Technologie, Erfassung des aktuellen Anlagenbestands, Bilanzierung des Potenzials je Technologie differenziert nach verschiedenen Annahmen bzw. Szenarien und eines Modells zur Beschreibung des zu erwartenden, zukünftigen Anlagenbestands. Basierend auf diesen Daten und Modellen kann der zukünftige Ausbau mit Szenarien beschrieben werden.

Die Erfassung des WEA-Bestands erfolgt standortscharf. Eingangsdaten sind Meldungen der Landesämter, Netzbetreiber und OpenStreetMap (OSM). Als Standorte für neue WEA werden verfügbare Flächen basierend auf Daten des digitalen Landschaftsmodells (DLM), der Bundesämter für Naturschutz und Gewässerkunde und des Geländemodells unter Berücksichtigung des potenziellen Ertrags (Datenbasis Deutscher Wetterdienst) bestimmt. Im Rahmen der Modellierung werden die bereits ausgewiesenen, aber auch die in Planung befindlichen Flächen der Raumordnungsbehörden als potenzielle Standorte für WEA den theoretisch verfügbaren Flächen vorgezogen. Das eingesetzte Zubaumodell beschreibt in diesen Flächen einen anlagenscharfen Zubau von WEA. Zusätzlich wird auch ein anlagenscharfes Repowering innerhalb von bestehenden Windparks modelliert.

Die Anlagenstammdaten zu den PVA werden den Anlagenregistern der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entnommen, nach Freiflächen- und Gebäude-PVA differenziert und den Gemeinden bzw. PLZ-Gebieten zugeordnet. Das Potenzial für PVA auf Gebäuden wird mit einem Bottom-Up-Ansatz basierend auf statistischen Daten und Auswertungen einzelner Solardachkataster bestimmt. Die Bestandsentwicklung der Gebäude-PVA wird über eine Sigmoid-Funktion basierend auf historischer Entwicklung und Potenzial je Gemeinde bestimmt.

Der Zubau von Freiflächen-PVA wird deutlich geringer ausfallen als in den letzten Jahren. Das Potenzial in Konversionsflächen und entlang von Verkehrsflächen übersteigt den zu erwartenden Ausbau deutlich. Der modellierte Ausbau orientiert sich an den Zubauzahlen der letzten drei Jahre.

Die weiteren regenerativen Stromerzeuger sind Biomasse, Wasserkraft sowie sonstige Erneuerbare (Geothermie Gruben-/Deponie-/Klärgas). Die Bestandserfassung erfolgt überwiegend aus den EEG-Anlagenregistern der ÜNB sowie nach Verfügbarkeit weiteren Quellen. Die Modellierung des zukünftigen Anlagenbestands berücksichtigt den aktuellen Bestand und eine Abschätzung des regionalen Potenzials.

2 Windenergie onshore

Unter Berücksichtigung des durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Genehmigungsdokuments zum Szenariorahmen 2025 werden nachfolgend die Datenbasis, Modelle, Annahmen und Potenziale für WEA vorgestellt. Zunächst wird die Erfassung des aktuellen Anlagenbestands beschrieben. Nachfolgend werden das verwendete Regionalisierungsmodell und die Potenziale für WEA unter verschiedenen Randbedingungen (u.a. verschiedenen Flächenkategorien) vorgestellt.

2.1 Technik

Windenergieanlagen (WEA) wandeln die kinetische Energie der Luft in elektrische Energie um. Damit stellt die Nutzung der Windenergie eine indirekte Nutzung der Sonnenenergie dar. Durch die Einstrahlung werden Temperaturunterschiede in der Luft erzeugt, beim Ausgleich dieser Unterschiede entsteht Wind.

Die Energie des Windes ist eine Funktion der Luftdichte und der Geschwindigkeit und kann nach Gleichung (2-1) und Gleichung (2-2) berechnet werden.

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2-1)$$

$$P = \dot{E} = \frac{1}{2}\dot{m}v = \frac{1}{2}\rho\dot{V}v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2-2)$$

Die kinetische Energie des Windes ist somit proportional zum Quadrat der Windgeschwindigkeit. Da der Volumenstrom ebenfalls proportional zur Windgeschwindigkeit ist, ist die Leistung des Winds proportional zur dritten Potenz der Windgeschwindigkeit. Somit ist die Windgeschwindigkeit bei der Standortwahl von Windenergieanlagen ein wichtiger Parameter.

Typische Windgeschwindigkeiten reichen von 0,2 m/s für Windstille über 3,4 bis 5,4 m/s für schwachen Wind bis zu 20,8 bis 24,4 für einen Sturm /REE–01 09/.

Beim Ausbau der Windkraft und der technischen Entwicklung der WEA sind insbesondere drei Trends zu beobachten: Nutzung der Offshore-Windenergie, größere und höhere WEA sowie das Repowering älterer WEA.

Während der bisherige Ausbau in Deutschland zu großen Teilen auf dem Festland umgesetzt wurde, nehmen immer mehr Offshore-Windparks den kommerziellen Betrieb auf. Dabei kommt auch der zweite Trend zum Tragen: die Tendenz zu immer größeren Anlagen, sowohl hinsichtlich Rotordurchmesser als auch der Nabelhöhen. In **Abbildung 2-1** ist die Entwicklung der einsetzbaren Rotordurchmesser und somit auch der Leistungsklassen dargestellt.

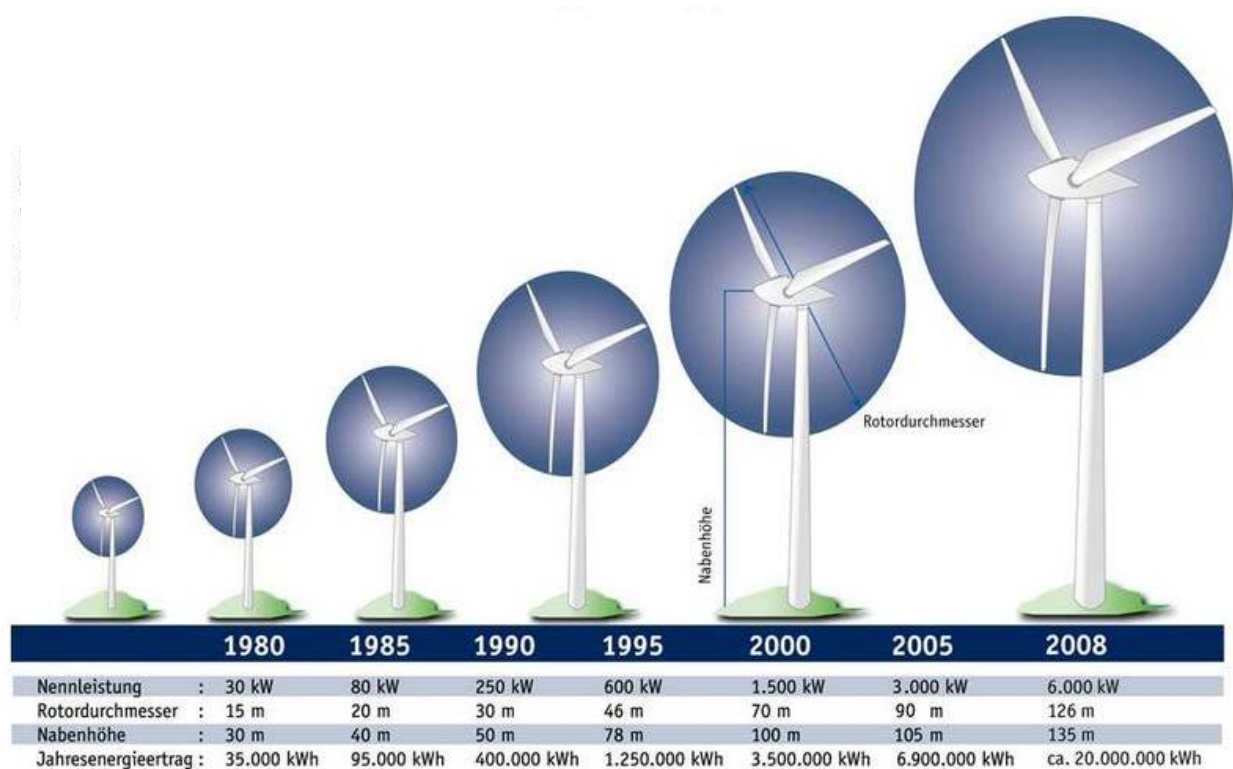


Abbildung 2-1: Leistungssteigerung von Windenergieanlagen seit 1980 /BWE-02 08/

Beim Ausbau der Offshore-Windenergienutzung kommen in den bisher errichteten Windparks Anlagengrößen von 3 bis 5 MW zum Einsatz /DENA-08 10/.

Neben den immer größeren und höheren herkömmlichen WEA bieten verschiedene Hersteller auch kleinere WEA mit Leistungen bis 75 kW an. Die IEC-NORM 61400-2:2006 definiert als Kleinwindkraftanlagen alle Anlagen mit einer überstrichenen Rotorfläche kleiner als 200 m^2 bei 350 W/m^2 . Daraus ergibt sich eine maximale Leistung von 70 kW. Die Turmhöhen sind auf 20 m begrenzt. Diese Kleinwindanlagen werden im EEG mit demselben Fördersatz gefördert wie große Anlagen, weisen aber deutlich höhere spezifische Investitionskosten auf. Der Bundesverband Windenergie (BWE) nennt als Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Einsatz Windgeschwindigkeiten ab 7 m/s und nicht abgelenkte Windströmung. Bei Nabenhöhen kleiner 20 m liegen diese Voraussetzungen nur selten vor. Bei den aktuellen Rahmenbedingungen ist der Einsatz von Kleinwindanlagen nur für den Inselbetrieb, beispielsweise zur Versorgung von abgelegenen Ferienhäusern, Mobilfunk- oder Forschungsstationen, sinnvoll und wird in dieser Studie nicht betrachtet /BWE-01 09/.

2.2 Bestand

Der Bestand an Windenergieanlagen ist standortscharf inklusive technischer Parameter (Leistung, Jahr der Inbetriebnahme, Anlagentyp) zu erfassen. Da für Deutschland kein einheitlicher, flächendeckender Datensatz, der diese Anforderungen erfüllt vorliegt, müssen eine Vielzahl von Quellen geeignet zusammengeführt werden.

Zu diesen Quellen zählen Veröffentlichungen der Landesämter, der Bundesländer (/STMUG-01 11/, /LUGV-01 14/, /LUBW-01 14/) und Datensätze von ausgewählten Verteilnetzbetreibern. Diese Daten enthalten neben exakten Koordinaten häufig auch technische Parameter wie die Leistung oder das Inbetriebnahmejahr der WEA. Den vollständigsten, aktuellsten und vor allem flächendeckenden Datensatz zu WEA kann dem OpenStreetMap-Projekt /OSM-01 12/ entnommen werden. Allerdings weist dieser Datensatz häufig keine oder nur eine eingeschränkte Beschreibung der technischen Parameter auf. Eine weitere flächendeckende und vollständige Erfassung der WEA kann über die Anlagenregister der ÜNB erfolgen. Diese werden in einer EEG-Datenbank zusammengefasst und aufbereitet /FFE-40 10/. Die Zusammenführung der verschiedenen Quellen ist in **Abbildung 2-2** schematisch dargestellt.

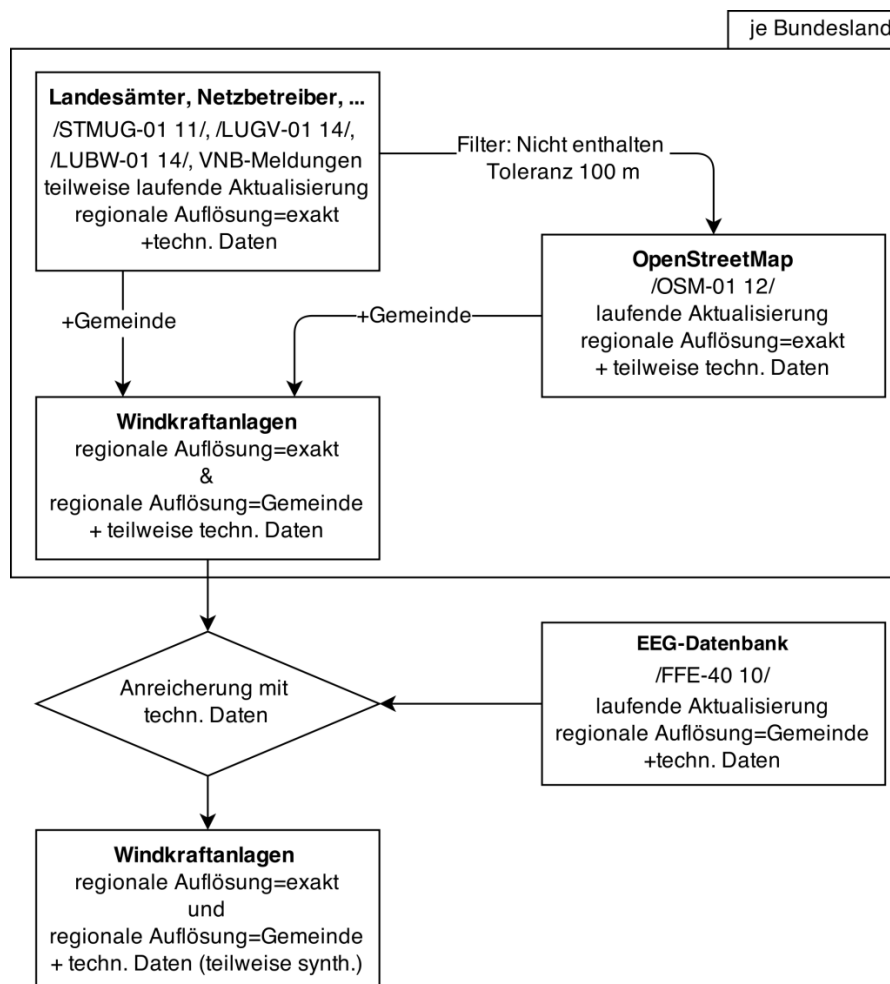


Abbildung 2-2: Schematischer Ablauf zur Synthese eines flächendeckenden Datensatz zur Beschreibung des WEA-Bestands in Deutschland.

Zum Stand November 2014 umfasst dieser Datenbestand etwa 23.100 WEA mit einer Leistung von insgesamt 36,8 GW. Zu allen Anlagen ist die Leistung bekannt (teilweise synthetisch). Zu etwa einem

Drittel der Anlagen sind weitere technische Parameter wie die Nabenhöhe oder der Anlagentyp bekannt. Durch das Erschließen weiterer Datenquellen wird die Qualität des Datensatzes sukzessiv erhöht.

In **Abbildung 2-3** ist ein Auszug aus diesem Datensatz visualisiert. Zusätzlich sind Schutzgebiete (grün) und Siedlungen (rot) dargestellt.

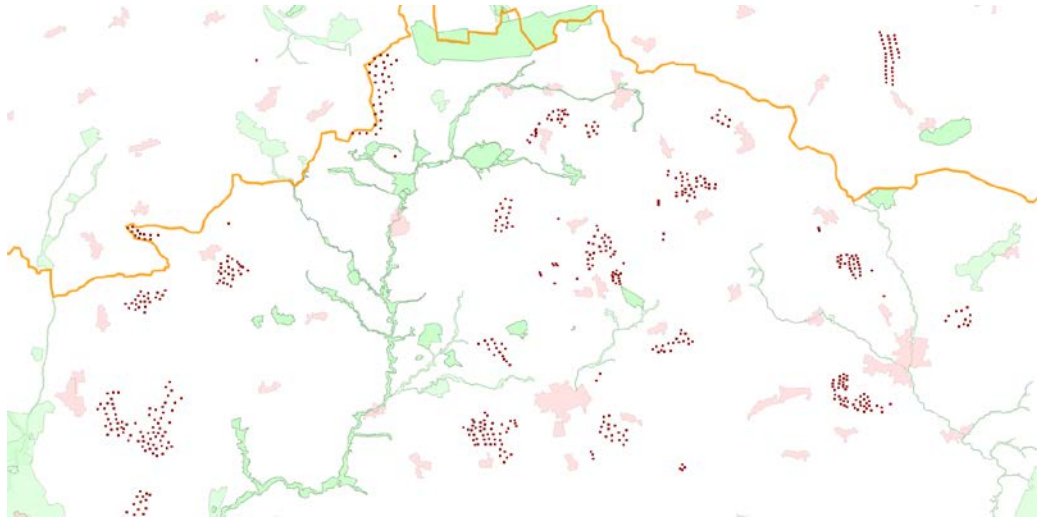


Abbildung 2-3: WEA-Standorte.

Zur Visualisierung der Leistungsdichte kann über die Kernel-Density-Methode, siehe **Abbildung 2-4** erfolgen. Dargestellt sind die WEA in Deutschland und Österreich.

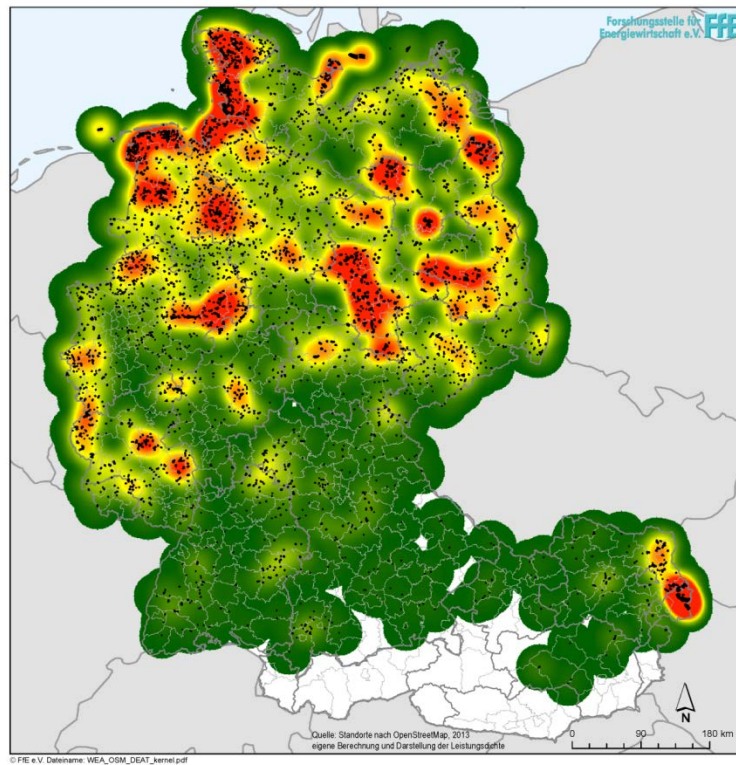


Abbildung 2-4: Leistungsdichte von WEA (Kernel-Density-Methode).

2.3 Zubaumodell für Windenergieanlagen

Analog zum anlagenscharf erfassten Bestand an WEA wird auch die Modellierung des Ausbaus anlagenscharf durchgeführt. In diesem Kapitel werden der Algorithmus und die Eingangsparameter des verwendeten Modells erläutert und die Funktionsweise an einigen Beispielen dokumentiert.

2.3.1 Grundidee und Algorithmus

Im Zubaumodell wird der Bau von WEA in einer Auflösung von 200x200m in Anlehnung an /IWES-02 11/ simuliert. **Abbildung 2-5** veranschaulicht schematisch das entsprechende Vorgehen in vier Schritten:

1. Die Zelle mit der höchsten Volllaststundenzahl im Raster wird identifiziert. Dies ist der Standort für die erste WEA.
2. Alle Zellen, die innerhalb eines fest vorgegeben Abstands zur WEA liegen, werden ausgeschlossen. Dieser Abstand beträgt 5 Rotordurchmesser, der Rotordurchmesser einer WEA beträgt 82 m.
3. Der Algorithmus endet, sobald ein bestimmtes Ausbauziel erreicht ist, oder sobald keine Zellen mehr verfügbar sind - in diesem Fall stellt die resultierende installierte Leistung das gesamte Potenzial für Windenergie dar.

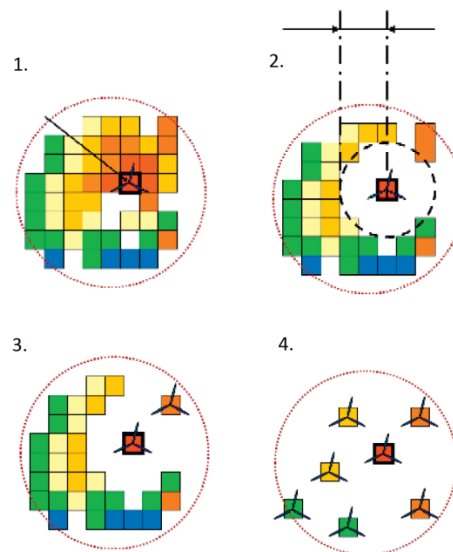


Abbildung 2-5: Methodik zur Standortwahl für WEA in Anlehnung an /IWES-02 11/

Um zu berücksichtigen, dass die zukünftigen Standorte der WEA nicht exakt vorhersehbar sind, sondern nur abgeschätzt werden können, wird für die Modellierung ein stochastischer Ansatz implementiert /TROU-01 07/. Somit können die Ergebnisse der einzelnen Rechendurchläufe des Zubaumodells aufgrund entsprechender Zubau-Wahrscheinlichkeiten bewusst eine gewisse Variabilität aufweisen.

2.4 Potenzial

Das Potenzial der Windenergienutzung in Deutschland kann nach verschiedenen Kriterien analysiert und ausgewiesen werden. Bei der Angabe eines Potenzials sind diese Kriterien stets anzugeben.

Aus technischer Sicht kann das Potenzial auf allen verfügbaren Flächen bestimmt werden. Als verfügbare Fläche wird jede nicht grundsätzlich auszuschließende Fläche definiert. Im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 wird für diese Flächenkategorie auch die Bezeichnung „nutzbare Fläche“ verwendet. Eine Variation hiervon ist das bewertete Potenzial. Flächen mit eingeschränkter Eignung (z.B. Waldgebiete, Landschaftsschutzgebiete) werden über einen Faktor abgewertet. In Übereinstimmung mit den Vorgaben der Bundesnetzagentur werden im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans weder die 10 H Regelung noch zusätzliche Abstände zu den Richtfunkfeuern berücksichtigt. Die maximale Hangneigung beträgt – unter Berücksichtigung der verwendeten Daten und der Verteilung des Anlagenbestands – maximal 5 Grad. Die „physische“ Hangneigung am Standort kann höher ausfallen.

Das Potenzial für das Repowering von bestehenden Anlagen ist innerhalb der bestehenden Windparkflächen, also ohne zusätzlichen Flächenverbrauch, zu bestimmen.

Die größte Relevanz für die zukünftige Entwicklung hat aus der Sicht vieler Konsultationsteilnehmer und der Bundesnetzagentur das Potenzial in ausgewiesenen Flächen. Die Flächen werden von der Raumordnung ausgewiesen und in verschiedene Kategorien (Windvorrang-/Windeignungs-/Windvorbehaltsflächen) eingeteilt.

Zusätzlich können diese Potenziale hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit weiter differenziert werden. Die Wirtschaftlichkeit eines Standortes kann über die potenziellen Volllaststunden bestimmt werden. Hierbei sind zusätzlich die geltenden Förderinstrumente (u.a. EEG 2014) zu berücksichtigen.

Nachfolgend werden die verschiedenen Potenziale differenziert ausgewiesen.

2.4.1 *Verfügbare Flächen*

Verfügbare Flächen sind alle Flächen, die nicht grundsätzlich auszuschließen sind. Ausgehend von der gesamten Fläche des Bundesgebietes werden die verschiedenen Flächenkategorien sukzessiv berücksichtigt. Eine vollständige Beschreibung erfolgt in /KLI-01 14/.

Datenbasis

Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die verwendeten Geodatenquellen und deren Aktualität.

Tabelle 2-1: *Eingesetzte Geodaten zur Analyse der verfügbaren Fläche für WEA*

Datenquelle		Aktualität
/BKG-01 13/	Digitales Landschaftsmodell topographische Objekte; 1:250.000	2012
/BKG-04 09/	Verwaltungsgrenzen als Vektordaten; 1:250.000	2008, lfd. Aktual.
/OSM-01 12/	OpenStreetMap	2014, lfd. Aktual.
/BFN-01 11/, /BFN 01 13/	Bundesamt für Naturschutz Natura 2000	2012, 2014
/BFG-01 13/	Bundesamt für Gewässerkunde Wasserschutzgebiete in Deutschland	2009-2013
/CLC-01 09/	CORINE Land Cover 1:100.000	2006, 2012
/BKG-02 13/	Digitales Geländemodell, Gitterweite 200 m	2013

Basierend auf diesen Datenquellen wurden die Ausschlussflächen und Abstände nach **Tabelle 2-2** definiert. WEA können nicht in diesen Flächen errichtet werden.

Tabelle 2-2: *Ausschlussflächen und Abstände*

Ausschlussfläche	Abstand in Meter
Gewässer (Still- und Fließgewässer)	50
Flughafen	4000
Schienen	100
Bahnhof	800
Verkehr Autobahn	100
Verkehr Bundesstraße	50
Verkehr Kreisstraße	20
Siedlungsfläche	800
Einzelgebäude	800
Industriefläche	400
Sonstige Fläche	400
Naturschutzgebiet	200
Flora-Fauna-Habitat	200
Nationalpark	200
Vogelschutzgebiet	200
Wasserschutzgebiet (Zone I+II) 0	0

Ausschlusskriterien

Eine vorgelagert durchgeführte Bestandsanalyse hat gezeigt, dass Naturparke und Landschaftsschutzgebiete einen signifikanten Anlagenbestand aufweisen. Ihre Nutzung darf somit nicht ausgeschlossen werden. Biosphärenreservaten sind differenziert zu betrachten und müssen möglicherweise ausgeschlossen werden. /HSWT-01 13/ beschreibt die Standortfindung in Naturparks mittels Zonierungskonzept. Die Nutzung von Wäldern und notwendige Einschränkungen werden unter anderem in /STMELF-01 13/, /MKUNRW-01 11/, /BSR-01 11/ diskutiert. Eine Nutzung der Wälder wird auch in den Potenzialstudien /IWES-02 11/ und /UBA 04 13/ angenommen. Eine sorgfältige

Standortwahl wird vom Bundesamt für Naturschutz in Wäldern gefordert. Eine Fokussierung auf bereit intensiv forstwirtschaftlich genutzte Wälder, wie z.B. Fichten- und Kiefernforste, kommt somit in Frage /BFN-03 11/.

Somit sind Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit: Waldgebiete, Biosphärenreservate, Landschaftsschutzgebiete, Naturparke und Ramsargebiete. WEA können unter bestimmten Umständen in diesen Gebieten errichtet werden. Bei der Ausweisung der verfügbaren Fläche sind diese Gebiete zu berücksichtigen. Eine gesonderte Ausweisung ist sinnvoll. Die daraus resultierenden verfügbaren Flächen sind in **Abbildung 2-6** dargestellt.

Zusätzlich werden aufgrund erschwelter Erschließbarkeit und vergleichsweise hohen Investitionskosten Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 5° ausgeschlossen, siehe **Abbildung 2-7**. Die Hangneigung bezieht sich hierbei auf ein Raster mit einer Schrittweite von 200 m. Dies bedeutet somit nicht, dass die Errichtung von WEA bei größeren Hangneigungen ausgeschlossen ist. In Einzelfällen können WEA auch an Standorten mit größerer Hangneigung errichtet werden.

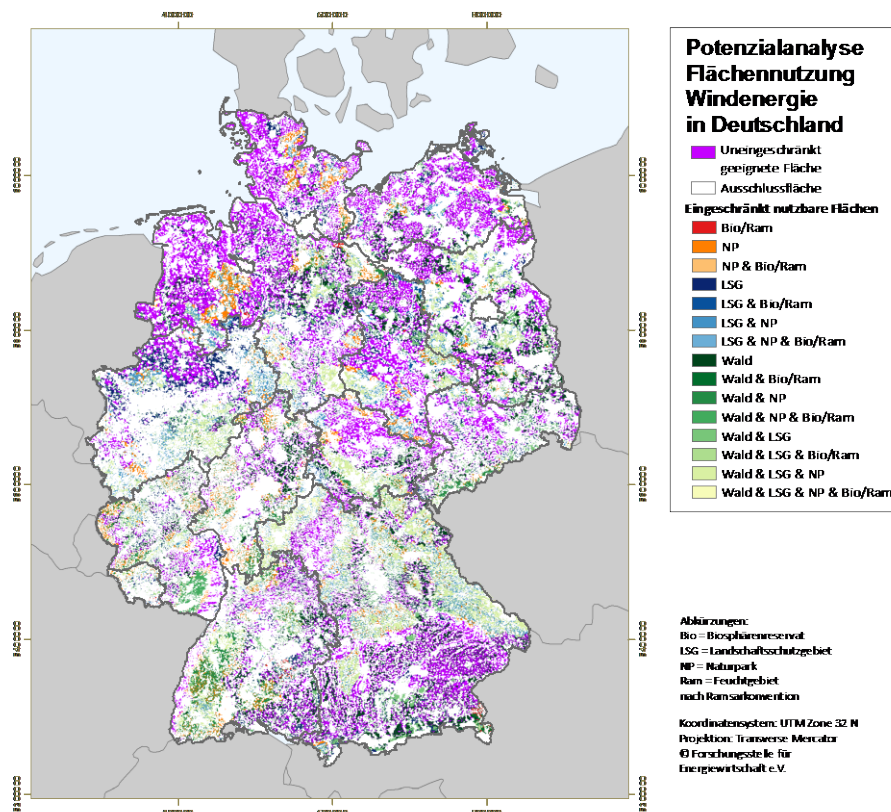


Abbildung 2-6: *Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie in Deutschland /KLI-01 14/*

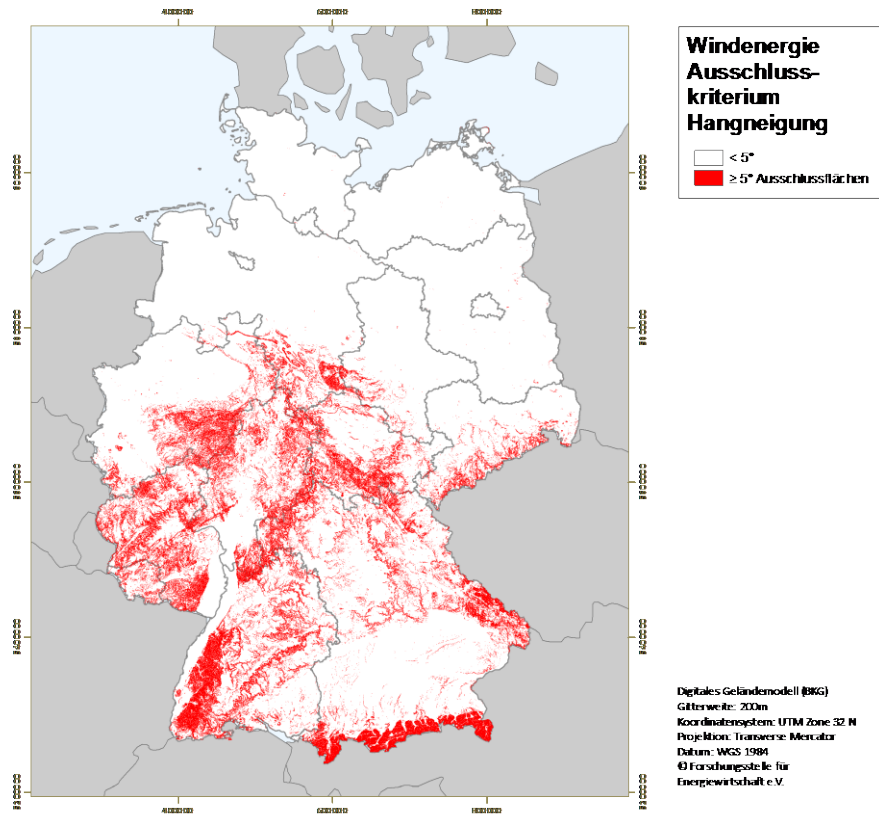


Abbildung 2-7: *Ausschluss von Standorten mit einer Hangneigung von mehr als 5°, Rasterweite 200 m /KLI-01 14/*

Ertrag

Die verfügbaren Flächen können zusätzlich durch Berücksichtigung der potenziellen Volllaststunden weiter eingeschränkt werden. Die potenziellen Volllaststunden werden basierend auf den Weibull-Verteilungen der Windgeschwindigkeit /DWD-02 12/ bestimmt. Diese Daten liegen für ein 200 m-Raster vor und erlauben unter Auswahl einer Kennlinie die Berechnung des potenziellen Ertrags in 80 m Höhe über Grund. Für größere Höhen liegen nur die mittleren Windgeschwindigkeiten vor, aus diesen können keine potenziellen Volllaststunden berechnet werden. Auch in der BWE-Studie zum Potenzial der Windenergienutzung am Land /IWES-02 11/ werden DWD-Daten im 80 m Höhe verwendet. Die äquivalenten Volllaststunden in größeren Höhen steigen mit etwa 1 % je Höhenmeter. 1.000 h in 80 m Höhe entsprechen somit 1.700 h in 150 m Höhe.

Der Grenzwert nach /IWES-02 11/ für Starkwindanlagen beträgt somit 1.330 h in 80 m Höhe bzw. für Schwachwindanlagen 940 h in 80 m Höhe. Diese Werte passen gut mit den Analysen der Bestandsanlagen überein. In **Abbildung 2-8** sind die potenziellen Volllaststunden für eine Enercon E82 E2 dargestellt. Für die Berechnung ist eine Anlage zu wählen, die mit einer entsprechenden Nabenhöhe verfügbar ist.

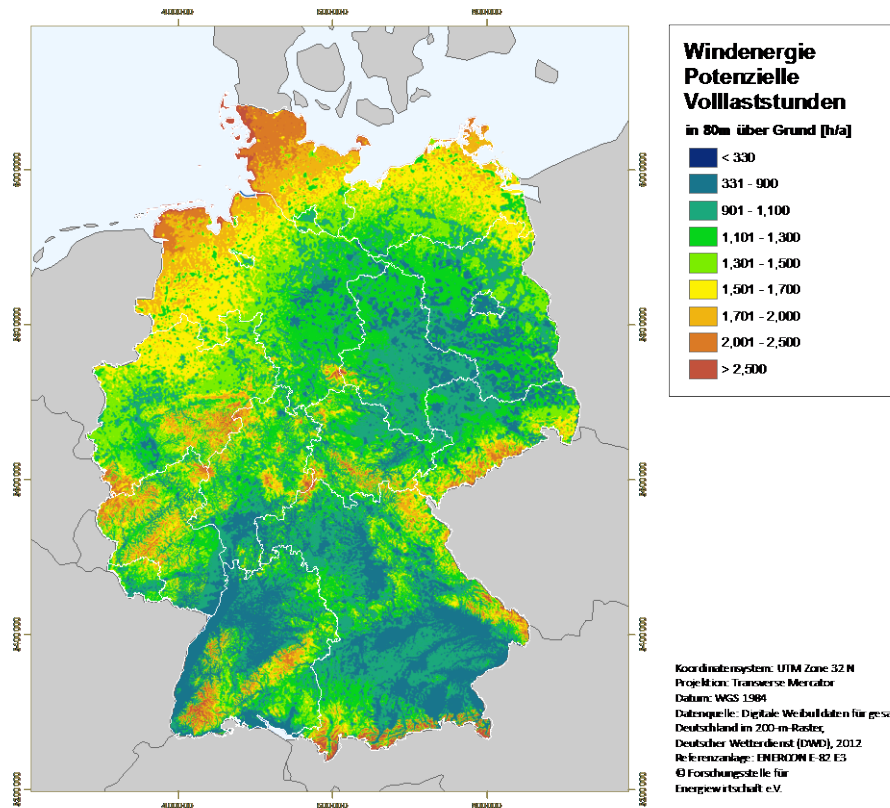


Abbildung 2-8: *Potenzielle Volllaststunden in 80 m über Grund. Visualisierung nach /KLI-01 14/, Datenbasis /DWD-02 12/*

Durch die geringe Höhe des Datensatzes bildet dieser deutlich die Oberflächenrauigkeit (Wälder, Siedlungen) ab (siehe auch /KLI-01 14/, Abbildung 5). Mit zunehmender Höhe würde diese Information wieder verschwinden.

2.4.2 Repowering

Mit Repowering wird die Erneuerung bzw. Modernisierung von bestehenden Windparks bezeichnet. Alte WEA mit geringerer Leistung und Nabenhöhe werden zu Gunsten neuer, höherer WEA zurückgebaut. Somit erhöht sich der spezifische Ertrag und es verringert sich die Anlagenanzahl. In /DEWI-01 14/ wird der Stand der Windenergienutzung in Deutschland zum 30.06.2014 diskutiert. Für das erste Halbjahr 2014 wird das Repowering mit einem Rückbau von 123 Anlagen (74 MW) und einem Zubau von 71 Anlagen (204 MW) angegeben. Der Nettozubau beträgt somit 130 MW. Im Vergleich zum gesamten Zubau im gleichen Zeitraum (2.275 MW) ist der Anteil des Repowerings noch gering. Die Bedeutung von Repowering wird mit steigendem Alter des Anlagenbestands zunehmen.

Definition Windpark

Die Synthese des WEA-Bestands wurde in Kapitel 2.2 beschrieben. Ergebnis ist ein Datensatz mit Standort und technischer Leistung je WEA. Die Verortung erfolgt als Punkt. Zur Modellierung des Repowerings wird eine Fläche je Windpark benötigt. Diese Fläche muss über ein geeignetes Verfahren aus den Punkten je WEA berechnet werden. In **Abbildung 2-9** ist der schematische Ablauf zur Berechnung der Windparkflächen dargestellt.

Ausgangssituation ist der Datenbestand nach Abbildung 2-2. Um jede WEA wird ein Umkreis von 325 m erstellt. Sich berührende Umkreise definieren zusammengehörige WEA. Innerhalb eines Windparks

betragen somit die maximalen Abstände von WEA zueinander 650 m. Die Wahl der Parameter basiert auf Erfahrungswerten und optischen Kontrollen.

Alle WEA können nun eindeutig einem Windpark zugeordnet werden. An dieser Stelle ist noch keine Aussage zur Form des Windparks getroffen worden. Der zuvor gewählte Puffer dient lediglich dazu, die Zugehörigkeit von WEA zu bestimmen.

Die Form des Windparks wird aus der Schnittmenge zweier Modelle bestimmt. Das erste Modell ist die konvexe Hülle eines Windparks, das zweite Modell eine verbindende Linie aller WEA-Punkte. Die verbindende Linie wird im Anschluss mit einem 150 m Puffer versehen. Auch hier basiert die Wahl der Parameter auf Erfahrungswerten und optischen Kontrollen.

Mit dem vorgestellten Modell ergeben sich zum Stand November 2014 in Deutschland 4.412 Windparks. Ein Windpark kann nach dieser Definition auch aus einer einzelnen WEA bestehen. Unter Berücksichtigung einer Mindestanlagenanzahl von 3 ergeben sich eine mittlere Leistung von 6 MW und eine mittlere Anlagenanzahl von 9,5 je Windpark.

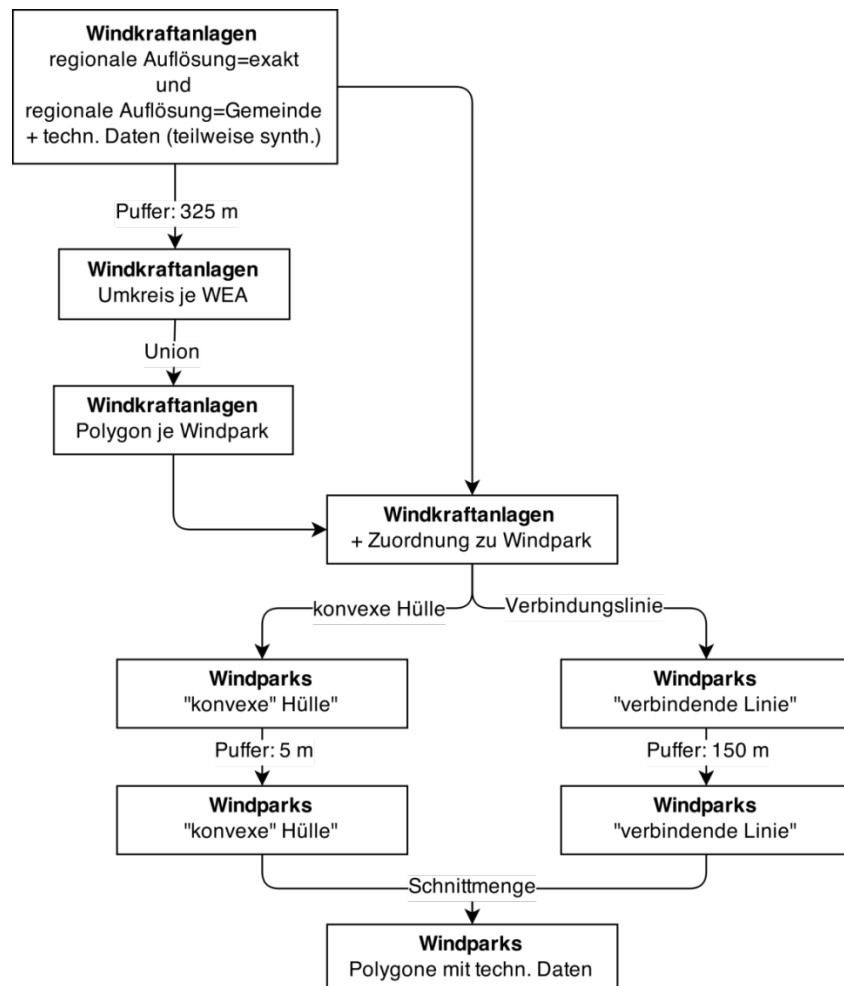


Abbildung 2-9: Schematischer Ablauf zur Synthese eines flächendeckenden Datensatz zur Darstellung von Windparkflächen.

Bei der Modellierung wird nur die Fläche des bestehenden Windparks betrachtet, siehe **Abbildung 2-10**, Schritt 1 und 2. Alte WEA werden im Modell entfernt (Schritt 3) und durch neue WEA ersetzt (Schritt 4). Die neuen WEA haben eine größere Leistung und Rotordurchmesser als die alten WEA. Somit steigen die notwendigen Abstände der WEA zueinander und die Anlagenanzahl sinkt.

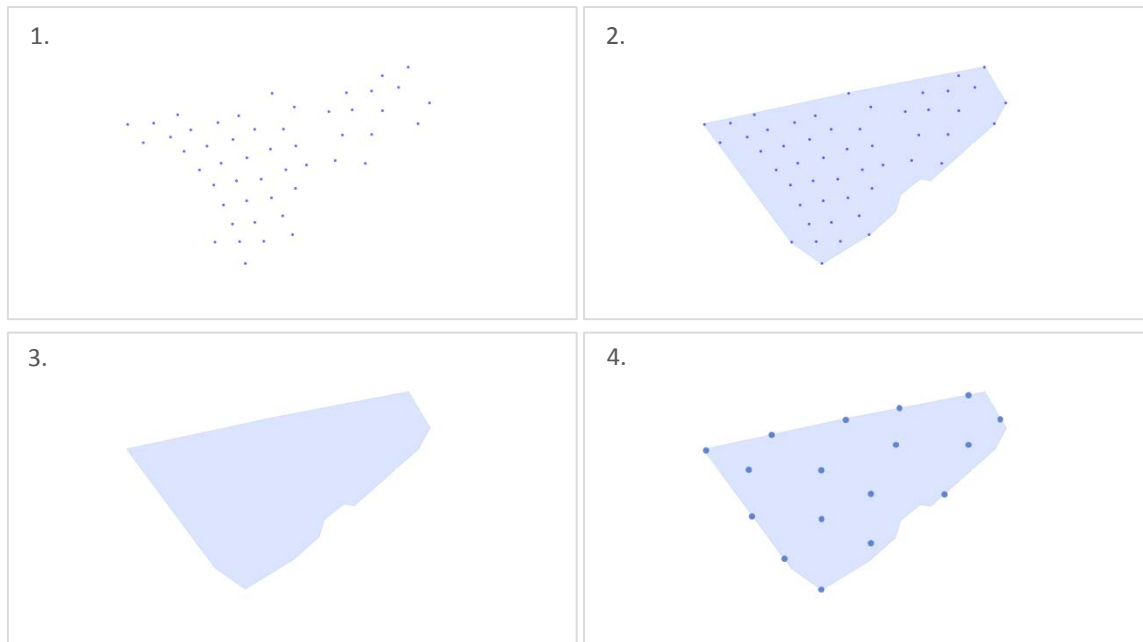


Abbildung 2-10: *Modellierung des Repowerings: 1. Bestehende WEA, 2. Definition eines Windparks, 3. Außerbetriebnahme der bestehenden WEA, 4. Repowering mit größeren WEA*

Im Rahmen der Modellierung können die Abstände der WEA zueinander variiert werden. Die Analyse bestehender Windparks und Repowering-Maßnahmen hat gezeigt, dass mit zu groß gewählten Abständen im Mittel keine Leistungssteigerung erfolgen wird. Durch die Wahl kleinerer Abstände kann die bis August 2014 nach /EEG-01 12/ geforderte Leistungssteigerung um den Faktor 2 erreicht werden. Die heute erreichten Leistungssteigerung (Faktor 2,7 /DEWI-01 14/) werden teilweise durch 1:1 Ersatz von alten und leistungsschwachen Einzelanlagen erreicht.

2.4.3 Vorrang- und Eignungsflächen

Für die zukünftige Entwicklung der Windenergie stellen die veröffentlichten Vorrang- und Eignungsflächen eine der wichtigsten Einflussgrößen dar. Dies wurde auch im Vorfeld der Erstellung des 1. Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 begrüßt. Diese Flächen beschreiben nicht nur die Menge der Standorte für zukünftige WEA, sondern begrenzen durch ihre außergebietliche Ausschlusswirkung für raumbedeutsame WEA sogar die weitere zukünftige Entwicklung. /BNETZA-05 11/

Bei den verfügbaren Flächen nach Kapitel 2.4.1 handelt es sich um eine eher konservative, vereinfachte Abschätzung der verfügbaren Flächen. Nicht alle regionalen Aspekte können bei dieser überregionalen Analyse berücksichtigt werden. Die veröffentlichten Vorrang- und Eignungsgebiete für Windenergie hingegen wurden im Rahmen der Regionalplanung unter Berücksichtigung regionaler Einflussgrößen bestimmt. Es ist somit davon auszugehen, dass diese Flächen uneingeschränkt genutzt werden können. Zusätzliche Abstände zu den in den dargestellten Schutzgebieten sind bei Vorrangflächen nicht einzuhalten bzw. sind falls notwendig bereits berücksichtigt. Da die Flächen bereits ausgewiesen sind, ist davon auszugehen, dass auch die Genehmigung und der Bau von WEA leichter und schneller umzusetzen sind.

Im Rahmen der Modellierung werden Vorrangflächen priorisiert erschlossen. Bei der Erschließung der Vorrangflächen wird ebenfalls das Zubaumodell für Windenergie eingesetzt. Das Vorgehen erfolgt somit analog zum Repowering.

2.4.4 Zusammenfassung und Ergebnisse

In Kapitel 2.4.1 bis 2.4.3 wurden die verschiedenen Potenziale eingeführt und die notwendige Datenbasis vorgestellt. Die notwendige Datenbasis umfasst insbesondere die relevanten Flächen. Mögliche, zukünftige technische Entwicklungen ergeben sich aus Kapitel 2.1. Basierend auf dem Zubaumodell (siehe Kapitel 2.3) kann der maximale Ausbau innerhalb der verschiedenen Flächentypen bestimmt und das gesamte Potenzial in der Einheit der elektrischen Leistung angegeben werden.

Bestand nach Flächeneignung

In **Abbildung 2-11** ist der aktuelle Anlagenbestand, klassifiziert nach den sechs Kategorien nach /IWESD-02 11/, dargestellt. Schwachwindanlagen befinden sich primär in den Bundesländern Sachsen-Anhalt, Brandenburg, Sachsen sowie Teilen Niedersachsens. Zusätzlich gibt es einige Schwachwind-WEA in Unterfranken. Standorte in Waldgebieten sind bis heute nur sehr wenige erschlossen worden.

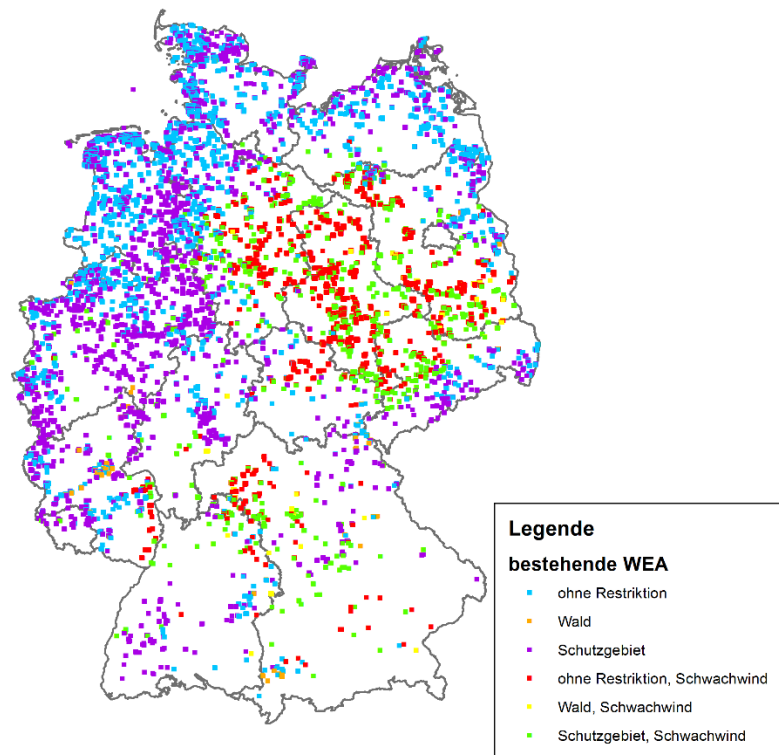


Abbildung 2-11: Bestehende WEA, Klassifizierung in Anlehnung an /IWES-02 11/.

Für das Untersuchungsgebiet ist die Häufigkeit der unterschiedlichen Klassen der Bestandsanlagen in **Tabelle 2-3** dargestellt.

Tabelle 2-3: *Häufigkeit und Klassifizierung von Bestandsanlagen, Angaben in MW*

Gebiet	Starkwind ohne Restr.	Starkwind Wald	Starkwind Schutzgebiet	Schwachwind ohne Restr.	Schwachwind Wald	Schwachwind Schutzgebiet	ausgeschlossen
1 SH	2.727	3	170	2	0	0	795
2 HH	2	0	0	0	0	0	50
3 NI	4.171	0	548	1.123	4	186	1.440
4 HB	28	0	23	0	0	0	147
5 NW	1.190	7	1.161	6	0	30	891
6 HE	287	3	152	12	65	28	303
7 RP	749	268	489	234	4	27	446
8 BW	167	8	138	88	4	33	133
9 BY	104	81	149	232	70	116	194
10 SL	21	0	159	0	0	5	14
11 BE	0	0	0	0	0	0	2
12 BB	1.560	11	19	2.057	160	211	1.002
13 MV	1.512	4	30	13	0	0	490
14 SN	285	11	22	276	6	22	410
15 ST	41	0	2	3.232	14	295	537
16 TH	280	8	37	545	1	4	187
DE	13.123	402	3.099	7.820	327	957	7.041

Die Standorte der bestehenden WEA liegen bevorzugt in den Kategorien Starkwind (mit oder ohne Restriktion) und Schwachwind ohne Restriktion. Zusätzlich liegt ein nennenswerter Anlagenbestand in eigentlich ausgeschlossenen Flächen. Einzelbetrachtungen haben gezeigt, dass diese WEA teilweise in oder unmittelbar an gewerblich bzw. industriell genutzten Flächen liegen. Diese Flächen werden in der Flächenanalyse zunächst ausgeschlossen.

Potenzial in verfügbaren Flächen

In **Abbildung 2-12** sind die potenziellen Standorte nach /IWES-02 11/ im Vergleich zur Vorgehensweise nach Kapitel 2.4.1 dargestellt. Das gesamte, unbewertete Potenzial in Deutschland beträgt knapp 1.000 GW. Um diesen Ausbau zu erreichen müssten in allen nicht ausgeschlossenen Flächen alle 600 Meter eine WEA gebaut werden. Die Ergebnisse sind tabellarisch in **Tabelle 2-4** zusammengestellt.

Sensitivitätsanalysen zeigen, dass das Potenzial sehr sensibel auf die Variation von zwei Parametern reagiert. Der erste Parameter ist die angesetzte minimale Volllaststundenzahl, der zweite Parameter ist der Abstand zu Wohnflächen. Auch in /UBA-04 13/ (Abbildung 12) wird der reziproke Einfluss des Abstands auf das Potenzial dargestellt.

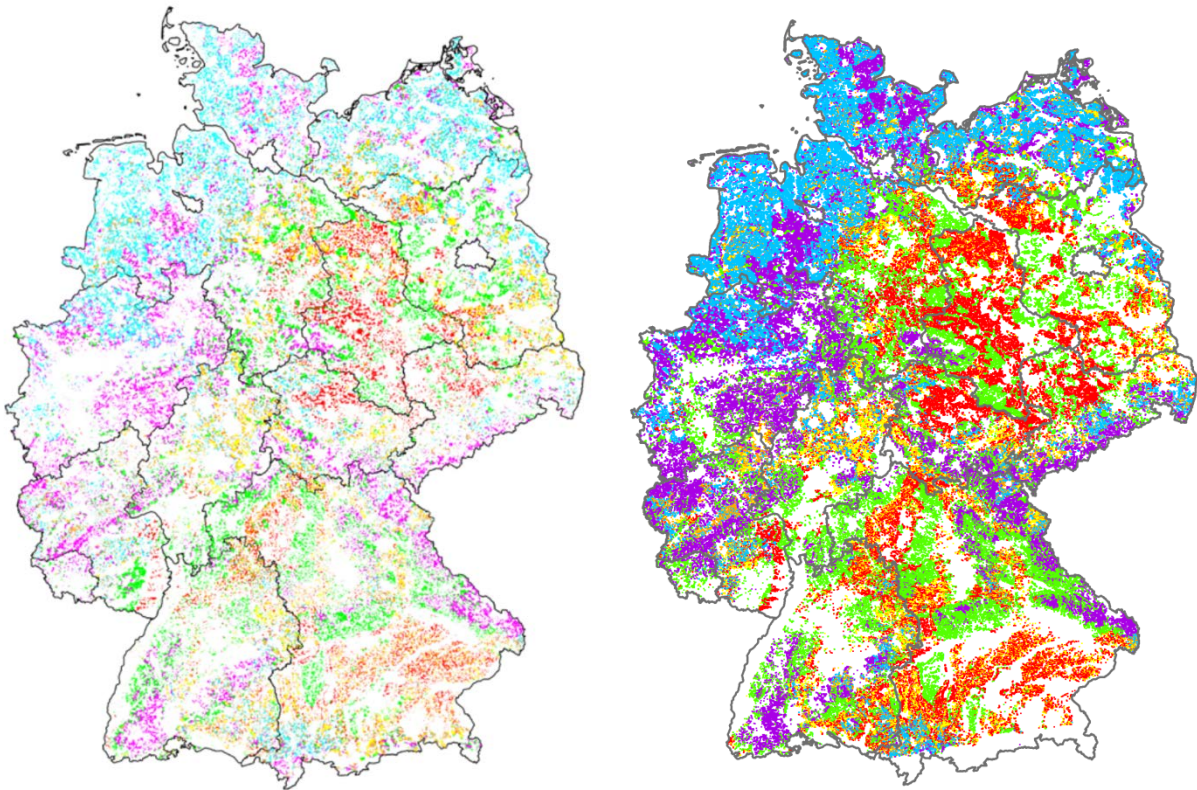


Abbildung 2-12: Potenzielle Standorte für WEA: /IWES-02 11/ (links), FfE (rechts).

Tabelle 2-4: Häufigkeit und Klassifizierung der potenziellen Standorte, Angaben in MW

Gebiet	Starkwind ohne Restr.	Starkwind Wald	Starkwind Schutzgebiet	Schwachwind ohne Restr.	Schwachwind Wald	Schwachwind Schutzgebiet
1 SH	45.729	4.014	22.749	309	891	951
2 HH	105	6	201	21	6	75
3 NI	94.608	6.183	34.584	24.534	8.358	31.026
4 HB	72	3	114	0	0	12
5 NW	27.333	2.163	67.563	1.047	627	16.704
6 HE	7.473	3.942	9.183	5.703	7.929	10.524
7 RP	8.412	6.603	19.572	4.947	3.018	7.521
8 BW	7.620	3.735	14.706	14.583	9.324	17.130
9 BY	9.189	5.253	25.464	26.628	14.079	41.337
10 SL	147	12	2.367	96	33	1.830
11 BE	36	0	63	12	24	117
12 BB	15.027	615	2.079	25.458	6.927	14.862
13 MV	51.258	5.970	14.721	7.317	5.718	6.504
14 SN	7.362	2.574	10.158	12.192	3.075	6.930
15 ST	150	0	2.313	35.037	2.184	16.818
16 TH	5.724	2.301	7.719	17.145	4.686	7.371
DE	280.245	43.374	233.556	175.029	66.879	179.712

Bewertetes Potenzial in verfügbaren Flächen

Für die Modellierung des Ausbaus sind potenzielle WEA-Standorte in Gebieten mit unterschiedlicher Flächennutzung mit unterschiedlichen Bewertungen zu versehen. Die Bewertungen sind in **Tabelle 2-7** dargestellt. Standorte in Ausschlussgebieten (z.B. Naturschutzgebiete, FFH-Schutzgebiete,

Nationalparke) werden immer mit dem Wert Null gewichtet. An Hand der dargestellten Abwertungen multipliziert mit der allgemeinen Erschließungswahrscheinlichkeit kann das Modell den Ausbau anlagenscharf modellieren.

Tabelle 2-5: *Bewertung von Flächen unterschiedlicher Eignung*

Abwertungskriterium			Bewertung
Kein Wald	Kein LSG	Kein Naturpark	Kein Biosphärenreservat 100 %
			Biosphärenreservat 0 %
	Naturpark	Kein Biosphärenreservat	50 %
		Biosphärenreservat	0 %
	LGS	Kein Naturpark	Kein Biosphärenreservat 50 %
			Biosphärenreservat 0 %
Naturpark	Kein Biosphärenreservat 40 %		
	Biosphärenreservat 0 %		
Wald	Kein LSG	Kein Naturpark	Kein Biosphärenreservat 75 %
			Biosphärenreservat 0 %
	Naturpark	Kein Biosphärenreservat	30 %
		Biosphärenreservat	0 %
	LSG	Kein Naturpark	Kein Biosphärenreservat 25 %
			Biosphärenreservat 0 %
Naturpark	Kein Biosphärenreservat 10 %		
	Biosphärenreservat 0 %		

Potenzial „Repowering“

Das Potenzial von Repowering-Maßnahmen innerhalb der bereits genutzten Flächen, also ohne Nachverdichtung bzw. Erweiterung von Windparks, unterliegt zwei Randbedingungen. Zum einen kann ein teilweises Repowering durchgeführt werden, d.h. nur Anlagen ab einem zu definierenden Alter bzw. unterhalb der zu definierenden Leistungsklasse erfahren ein Repowering. Zum anderen können die Abstände der WEA untereinander variiert werden. Kleinere Abstände führen zu höheren Leistungsdichten, dies erhöht somit das Potenzial für das Repowering.

Nachfolgend wird das Potenzial für Repowering in vier Varianten bestimmt. Für das Alter werden Grenzen von 18 bzw. 23 Jahren gewählt. Die Abstände in Nebenwindrichtung betragen 600 bzw. 400 Meter, in Hauptwindrichtung jeweils das 1,5-fache. In **Tabelle 2-6** sind die resultierenden Leistungen je Bundesland zusammengefasst. Die Spalte Bestand bezeichnet hier nur den für das Repowering relevanten Teil des aktuellen Anlagenbestands.

Tabelle 2-6: *Potenzial für Repowering unter verschiedenen Randbedingungen, Angaben in MW*

Bundesland	Anlagen die ein Alter von 23 Jahre erreichen			Anlagen die ein Alter von 18 Jahre erreichen		
	Bestand	großer Abstand	kleiner Abstand	Bestand	großer Abstand	kleiner Abstand
1 SH	774	1.143	1.539	1.545	2.781	2.853
2 HH	44	63	96	96	44	63
3 NI	2.074	2.907	3.747	3.783	7.450	7.761
4 HB	0	0	0	0	3	3
5 NW	1.627	2.247	2.808	2.848	3.279	3.993
6 HE	274	492	609	611	648	780
7 RP	150	264	321	322	991	966
8 BW	116	234	285	285	443	576
9 BY	94	240	270	270	793	990
10 SL	19	30	39	39	92	102
11 BE	0	0	0	0	2	3
12 BB	506	678	936	936	4.884	4.821
13 MV	537	699	966	990	2.049	1.803
14 SN	532	732	942	951	1.010	1.158
15 ST	487	654	900	903	4.120	3.654
16 TH	199	267	363	365	579	558
DE	7.431	10.650	13.821	13.943	29.167	30.084

Die Bundesländer Niedersachsen, Brandenburg und Nordrheinwestfalen weisen unter diesen Randbedingungen das größte absolute Repowering-Potenzial auf. Die relativen Leistungssteigerungen liegen um die 50 %, variieren aber deutlich zwischen den einzelnen Windparks (als Folge der Form) und den gesetzten Randbedingungen (Abstände und Mindestalter). Im Rahmen des Netzentwicklungsplans wird der Umfang des Repowerings fest vorgegeben.

Potenzial in Vorrangflächen

Das Potenzial in Vorrangflächen wird ebenfalls modelltechnisch berechnet. Somit wird keine Leistungsdichte benötigt. Die Anlagenabstände werden wie beim Repowering mit 400 Meter in der Windnebenrichtung festgelegt. Für die Berechnung werden die Geodatendaten der Vorrangflächen benötigt. Regionen für die keine Geodaten vorliegen können nicht mit dem Modell berechnet werden. Die **Tabelle 2-7** erhebt somit keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Auch stellte die Annahme einer vollständigen Erschließung aller Vorrangflächen kein geeignetes Szenario dar. Beispielhaft sei Hessen erwähnt. Auch innerhalb eines Bundeslandes kann die Datenbasis nicht vollständig bzw. der Stand der Flächenausweisung sehr unterschiedlich ausfallen.

Tabelle 2-7: *Bestand und Potenzial durch Erschließung aller bekannter und als Geodatendaten vorliegender Vorrangflächen, Angaben in MW*

Bundesland	Bestand	Potenzial in Vorrangflächen
1 SH	3.799	8.125
2 HH	56	59
3 NI	7.596	15.238
4 HB	200	157
5 NW	3.388	11.142
6 HE	865	18.332
7 RP	2.287	5.373
8 BW	585	930
9 BY	954	18.752
10 SL	203	222
11 BE	2	4
12 BB	5.073	6.318
13 MV	2.122	4.325
14 SN	1.060	1.174
15 ST	4.123	6.256
16 TH	1.077	1.202
DE	33.390	97.610

3 Photovoltaik

Unter Berücksichtigung des Genehmigungsdokuments zum Szenariorahmen 2025 werden nachfolgend die Datenbasis, Modelle, Annahmen und Potenziale für Photovoltaikanlagen (PVA) vorgestellt. Zunächst wird die Erfassung des aktuellen Anlagenbestands dargestellt. Nachfolgend wird das Potenzial für PVA und das Modell zur Beschreibung des zukünftigen Anlagenbestands vorgestellt.

3.1 Technik

Solarzellen können Sonnenlicht direkt in elektrischen Strom umwandeln. Ein Halbleiter, der meist aus Silizium besteht, ist das Herzstück einer jeden Solarzelle und nutzt den photovoltaischen Effekt: Unter dem Einfluss von Licht (Photonen) entstehen bei bestimmten übereinander angeordneten Halbleiterschichten freie Ladungen, die als Elektronen über einen elektrischen Leiter abfließen können. Der so entstehende Gleichstrom kann direkt für den Betrieb elektrischer Geräte verwendet, in Batterien gespeichert oder in Wechselstrom umgewandelt werden /BMU-12 11/. Die letztgenannte Möglichkeit ist heute die häufigste Art, den Solarstrom zu nutzen, da er so in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Eine solche Anlage besteht im Wesentlichen aus den PV-Modulen, einem oder mehreren Wechselrichtern, einer Schutzeinrichtung zur automatischen Abschaltung bei Störungen im Stromnetz sowie dem Zähler zur Erfassung der eingespeisten Strommenge /STMWIVT-05 10/.

Rund 90 % der weltweit produzierten Solarmodule basieren gegenwärtig auf Grundlage kristalliner Siliziumwafer. Für die Herstellung werden chemisch aufbereitete Siliziumblöcke mit einem Reinheitsgrad von >99,999999 % mittels Drahtsägetechnologie zu Siliziumwafern mit einer Waferdicke von 180–210 µm, vereinzelt bereits 150 µm, und einem Waferformat von 156 x 156 mm verarbeitet. Hierbei wird zwischen monokristallinem und polykristallinem Silizium unterschieden /KBGM-01 11/, /ISE-01 14/.

In monokristallinen Siliziumzellen sind alle Kristalle gleich ausgerichtet. Da sie aus polykristallinem Silizium durch Impfen gewonnen werden, ist ihre Herstellung aufwendiger und teurer als die der polykristallinen Siliziumzellen. In diesen sind die Kristalle nicht alle gleich ausgerichtet, so dass Kongruenzen entstehen, die Verluste verursachen und somit zu einem niedrigeren Wirkungsgrad führen. Der nominelle Wirkungsgrad von kommerziellen waferbasierten PV-Modulen stieg in den letzten Jahren um ca. 0,3 %-Punkte pro Jahr auf einen Mittelwert von ca. 16 % und auf Spitzenwerte von über 20 %. Pro Quadratmeter werden damit Nennleistungen von knapp 160 W erreicht. Spitzenmodule erbringen bis über 200 W/m² /ISE-01 14/, /FFE-15 08/.

Günstiger in der Herstellung sind Dünnschichtzellen aus amorphem Silizium, das als eine 500 nm dünne Schicht auf einen Träger (in den meisten Fällen Glas) aufgedampft wird. Lithium-Solarzellen sind etwa um den Faktor 100 dünner als kristalline Zellen, und dementsprechend sind die Materialeinsparungen erheblich größer. Bis zu 99 % weniger Material wird für die Herstellung von amorphen gegenüber kristallinen Siliziumzellen bei gleicher absorbierten Menge an Sonnenlicht benötigt. In der Dünnschichttechnologie wird eine Vielzahl weiterer Stoffe und Materialkombinationen wie Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Cadmiumtellurid (CdTe) eingesetzt, deren Herstellung ähnlich der von amorphen Siliziumzellen erfolgt und die dadurch mit deutlich weniger Material als die kristallinen

Siliziumzellen auskommen /QUA-01 11/. Der nominelle Wirkungsgrad von Dünnschicht-Modulen liegt durchschnittlich bei 6-11 %, mit Spitzenwerten von 12-13 % /ISE-01 14/.

Insbesondere bei Freiflächen-PVA hat die Dünnschichttechnologie einen wichtigen Markt erschlossen. Allerdings wird sich gerade auf kleinräumigen Anlagen, wie auf Hausdächern, wo der Platz an der Sonne knapp ist, meistens für den höheren Wirkungsgrad von mono- oder polykristallinen Siliziumzellen entschieden /BMU-12 11/. Trotz des niedrigeren Wirkungsgrades kann die Installation von Dünnschichtmodulen auch auf Dachflächen sinnvoll sein. Dünnschichtmodule nutzen den diffusen Lichtanteil effektiver und sind deshalb für Standorte mit einem überdurchschnittlich hohen Anteil diffuser Strahlung besser geeignet /KLAE-01 12/.

Der Wirkungsgrad von Modulen wird unter genormten Bedingungen als Verhältnis von abgegebener elektrischer Leistung zur eingestrahlenen Leistung auf die Modulfläche bestimmt. Die Normbedingungen setzen insbesondere eine senkrechte Sonneneinstrahlung von 1.000 W/m^2 , eine Zelltemperatur von 25 °C und ein bestimmtes Einstrahlungsspektrum voraus. Im Betrieb weichen diese Bedingungen allerdings deutlich ab. Verluste durch die tatsächliche Betriebstemperatur, die variablen Einstrahlungsbedingungen, durch Verschmutzung und Leitungswiderstände sowie Wandlungsverluste des Wechselrichters werden in dem Performance Ratio (PR) berücksichtigt. PR beschreibt das Verhältnis von Nutzertrag (Wechselstromertrag), der von den realen Bedingungen beeinflusst wird, und idealisiertem Ertrag (Produkt aus Einstrahlungssumme auf die Modulfläche und den Modulwirkungsgrad) einer Anlage. Neu installierte Anlagen erreichen als Ganzes über das Jahr PR-Werte von 80-90 % /ISE-01 14/, /BMU-12 11/.

3.2 Bestand

In Deutschland tragen netzgekoppelte PVA nennenswert zur Stromversorgung bei. Im Jahr 2013 deckten PVA mit einer Stromerzeugung von 30 TWh rund 5 % des Bruttostromverbrauchs; alle erneuerbaren Energien kamen zusammen auf 25 %. An sonnigen Werktagen konnte PV-Strom zeitweise bis zu 35 %, an Sonn- und Feiertagen bis zu 50 % des Stromverbrauchs in Deutschland abdecken /ISE-01 14/.

Die Photovoltaik hat eine sehr dynamische Entwicklung in den Jahren 2010 bis 2012 erlebt. Die in Deutschland installierte Leistung ist von 2005 mit 2,1 GWp bis 2013 auf knapp 35,9 GWp um den Faktor 17 gestiegen. Der erzeugte Strommenge im Jahr 2014 beträgt 31 GWh /BMWI-10 14/. Die Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung von PV ist in **Abbildung 3-1** dargestellt.

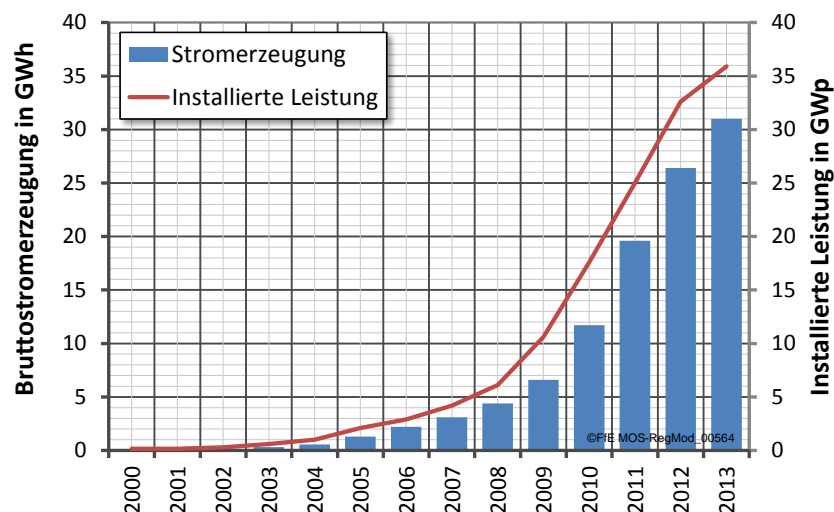


Abbildung 3-1: *Entwicklung der installierten Leistung und Stromerzeugung von PV in Deutschland nach /BMWI-10 14/*

Die PV hat ihre Entwicklung dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zu verdanken, das durch ein System von Vergütungen die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen fördert /AUG-01 14/. Obwohl die Einspeisevergütung stetig gesenkt wurde, sind PVA auf Dach- oder entsprechend geförderten Freiflächen wirtschaftlich interessant geblieben, da auch die Kosten für Photovoltaikmodule bei gleichzeitig steigenden Wirkungsgraden kontinuierlich gesunken sind /KLAE-02 12/.

Da die Stromgestehungskosten von PVA mittlerweile unter dem Strompreis für private Haushalte liegen können, wäre auch ohne eine gesetzlich festgelegte Vergütung der Eigenverbrauch des PV-Stroms wirtschaftlich darstellbar.

Erfassung des Anlagenbestands

Die verwendete EEG-Datenbank führt die Anlagenregister der ÜNB zusammen und reichert die Anlagendaten mit zusätzlichen Informationen an. Die Erfassung des Anlagenbestands erfolgt über monatliche Downloads der aktuellen Anlagenregister der ÜNB sowie über jährliche Downloads der Anlagenregister (Jahresmeldung) und Bewegungsdaten im August, siehe **Abbildung 3-2**. In einer weiteren Tabelle wird eine eindeutige Liste der Kombinationen aus Anlagenschlüssel und Übertragungsnetzbetreiber gesichert. Temporäre bzw. provisorische Anlagenschlüssel werden gefiltert und gehen nicht in diese Liste ein.

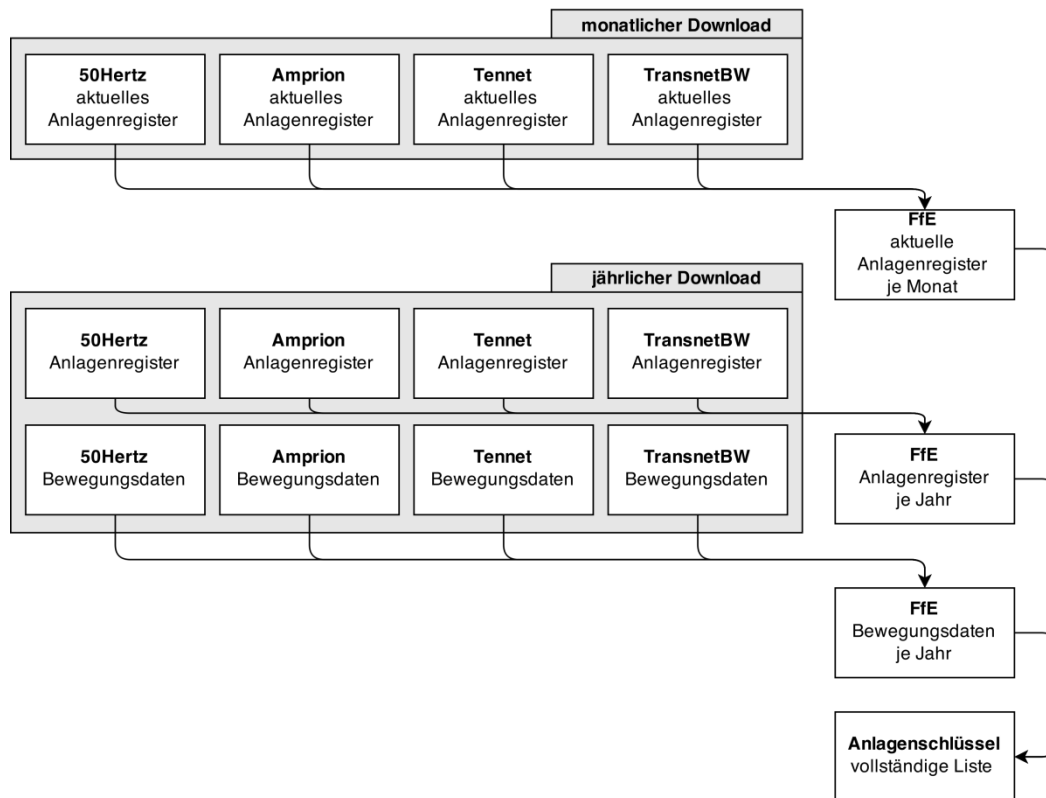


Abbildung 3-2: Zusammenführung der Quellen in der EEGDB.

Die Zusammenführung der Anlagenregister aus den verschiedenen Datenquellen umfasst auch eine Standardisierung der Attribute. Fehlende oder gekürzte Attribute (zum Beispiel die Angabe des Standorts als Straßename mit bzw. ohne Hausnummer) können aus zurückliegenden Anlagenregistern wiederhergestellt werden. Zu jedem Anlagenschlüssel und Parameter kann somit ein zeitlicher Verlauf angegeben werden. Dies ermöglicht zum Beispiel Gebiete zu identifizieren, in denen der Verteilnetzbetreiber (VNB) gewechselt hat. Auch können fehlende VNB-Meldungen kompensiert werden. Nur durch den Abgleich mit den historischen Daten ist eine möglichst aktuelle und zugleich vollständige Erfassung aller regenerativer Erzeuger möglich.

Im Rahmen der EEG-Datenbank werden den PVA weitere Attribute hinzugefügt. Für die Analysen ist insbesondere die Art der Anlage bzw. die Nutzung des Gebäudes relevant. Die Verknüpfung der PVA mit dem Attribut „Anlagentyp“ ist in **Abbildung 3-3** dargestellt. Über die Vergütungskategorien aus den Bewegungsdaten können die Freiflächenanlagen identifiziert werden. Nach Georeferenzierung der PVA auf Gebäuden können die Flächennutzung (basierend auf /CLC-01 09/, /OSM-01 12/, /BKG-01 13/) und daraus die Gebäudenutzung je PVA abgeleitet werden. Es resultiert ein PVA-Bestand mit den Attributen der Anlagenregister verknüpft mit der Art des Gebäudes.

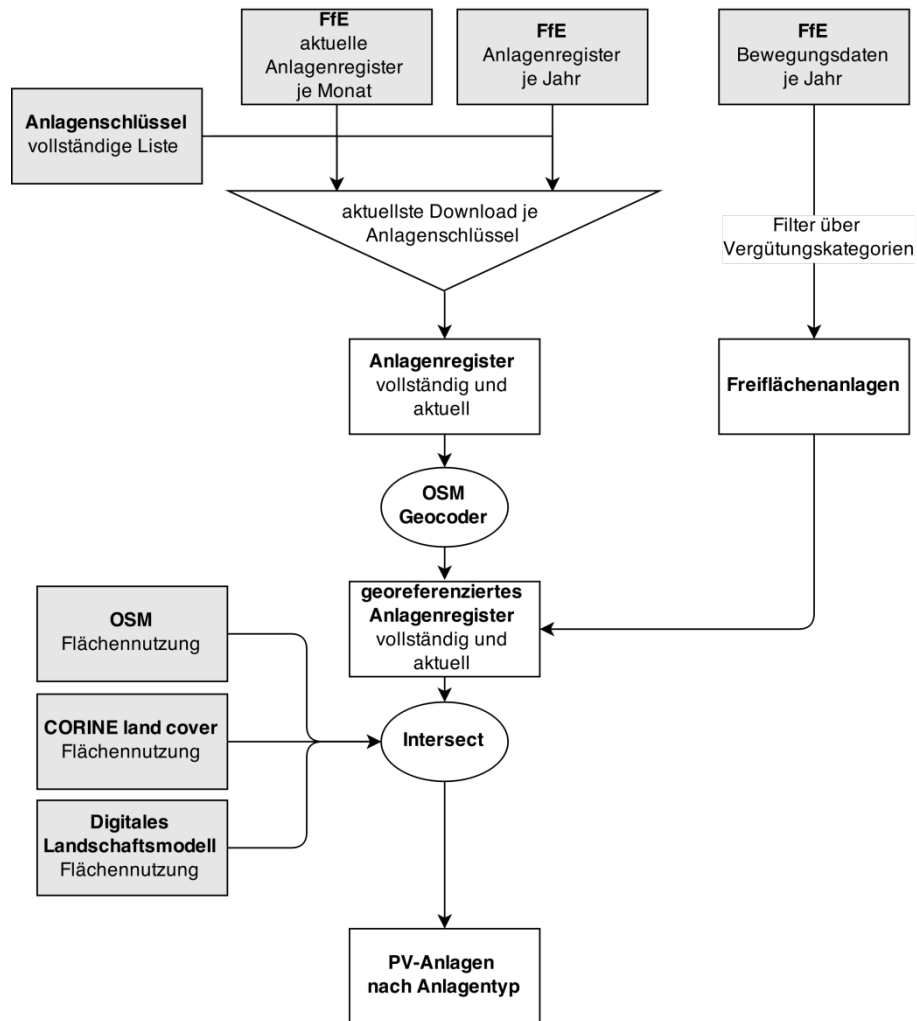


Abbildung 3-3: *Aufbereitung der Anlagenregister in der EEGDB*

In **Abbildung 3-4** stellt exemplarisch den georeferenzierten Anlagenbestand für eine Stadt dar.

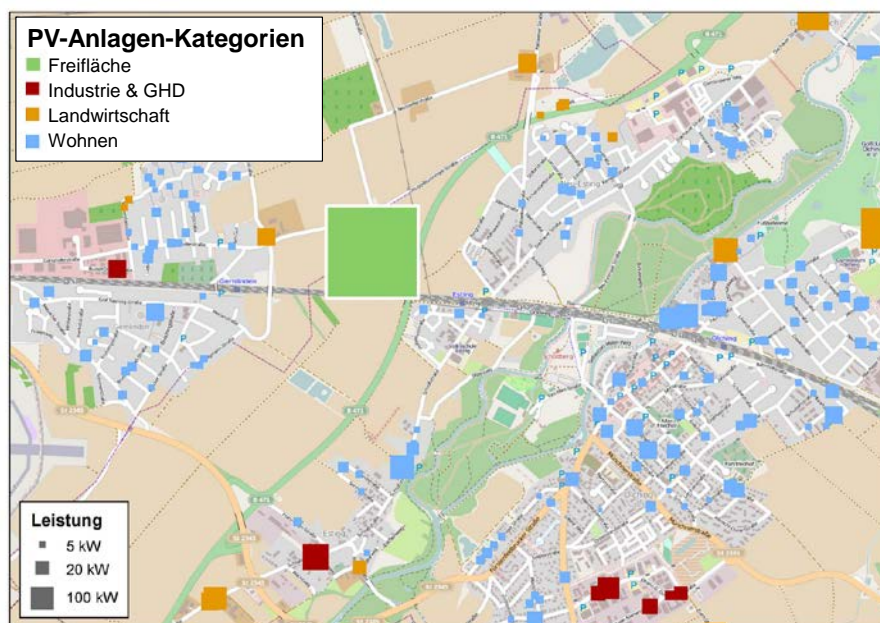


Abbildung 3-4: *Georeferenzierter PVA-Bestand inklusive Identifikation verschiedener Anlagen-Kategorien*

Differenzierte Analyse von Freiflächen-PVA und Gebäudetypen

In **Abbildung 3-5** ist die Entwicklung der installierten Leistung an PVA nach Gebäudetypen differenziert dargestellt.

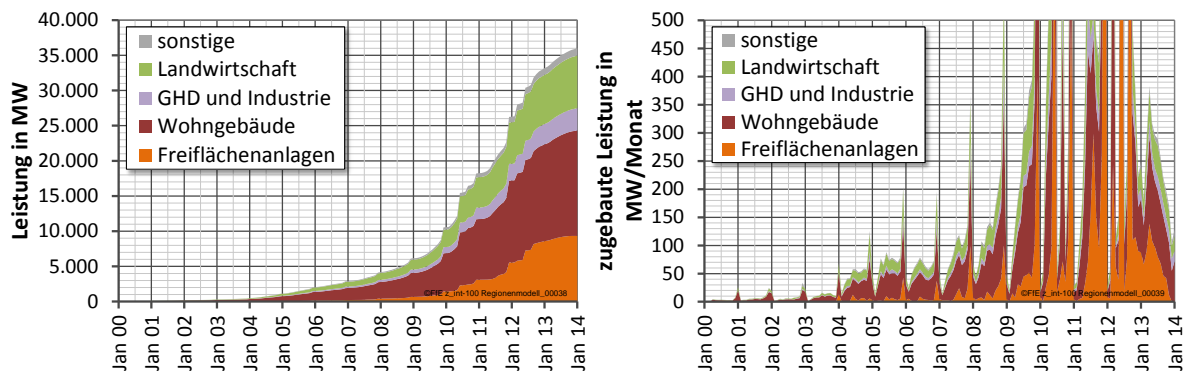


Abbildung 3-5: Entwicklung der installierten Leistung an PVA nach Gebäudetyp

Aktuell sind über 35 GW PVA installiert. Knapp 10 GW der Leistung sind in Freiflächen-PVA realisiert worden. Seit 2013 werden nur noch wenige Freiflächen-PVA neu errichtet. Weitere 15 GW sind auf Wohngebäuden realisiert worden. Die stärksten monatlichen Zubauraten gab es in den Jahren 2010, 2011 und 2012. Besonders hohe Zubauraten ergeben sich vor einer Anpassung der garantierten Einspeisevergütung. Seit Umsetzung einer monatlichen Degression der Vergütungssätze hat sich der Zubau in Deutschland sichtbar vergleichmäßigt.

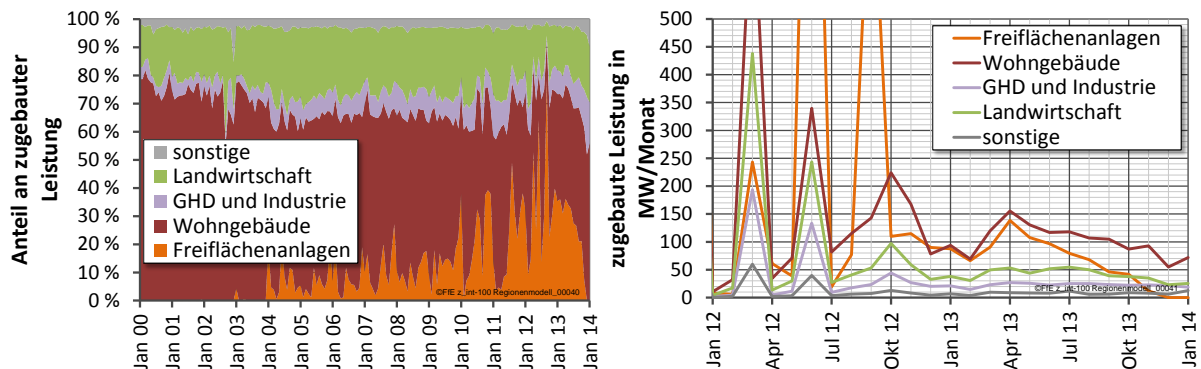


Abbildung 3-6: Entwicklung der installierten Leistung an PVA nach Gebäudetyp

In den ersten Jahren wurden überwiegend PVA auf Wohngebäuden realisiert. Ab 2004 bis 2013 haben Freiflächen-PVA einen signifikanten Anteil am Zubau gehabt, siehe **Abbildung 3-6**. Seit Oktober 2012 hat sich der monatliche Zubau für fast alle Anlagentypen deutlich verringert, der Zubau von PVA auf Wohngebäuden ist mit 100 bis 150 MW pro Monat weiterhin hoch. Geringere wirtschaftliche Orientierung bei den Betreibern von PVA auf Wohngebäuden und höhere Strombezugskosten aus dem Netz begünstigen diesen Trend.

3.3 Potenzial

„Deutschland hat unendlich viel Energie.“: Mit diesem Slogan wirbt die Agentur für Erneuerbare Energien /AEE-01 10/. Ausgehend von der in Deutschland eintreffenden Strahlung erscheint das theoretische Potenzial für Photovoltaik tatsächlich nahezu unendlich. Das technische Potenzial beträgt rund 50.000 GW. Dies berechnet sich aus der Grundfläche Deutschlands (357.000 km²) und einer Leistungsdichte von 150 W/m² für PV-Module.

Da sich der Bestand basierend auf den Gebäuden in verschiedene Anlagentypen differenzieren lässt, ist es notwendig, auch das Potential differenziert nach diesen Typen zu erheben. In diesem Kapitel werden die wesentlichen Annahmen vorgestellt und das so ermittelte Potential dargestellt.

3.3.1 Freifläche

Das Potential für PVA auf Freiflächen ist nahezu unbegrenzt. Auch das Potential auf Konversionsflächen – vor allem auf alten Truppenübungsplätzen in den neuen Bundesländern – ist deutlich höher als alle je gesetzten Ausbauziele.

Im Rahmen des Szenariorahmens 2025 orientiert sich der weitere Ausbau von Freiflächen-PVA am Ausbau der vergangenen drei Jahre und dem Potenzial entlang von Verkehrsflächen.

3.3.2 Wohngebäude

Zur Bestimmung des Potentials auf Wohngebäuden wurde auf eine Gebäudedatenbank zurückgegriffen. In dieser Datenbank ist der Gebäudebestand für alle Gemeinden Deutschlands in einer hohen Detailtiefe hinterlegt. Unter anderem gibt es Informationen zu Grundfläche, Dachfläche und Siedlungstyp. Diese Daten werden mit Auswertungen von Solardachkatastern und eigenen Analysen zu Dachaufbauten und Dachflächenfenster ergänzt, so dass sich die für PVA geeigneten Dachflächen ergeben. In **Abbildung 3-7** sind der Ablauf und die verschiedenen Datenquellen dargestellt.

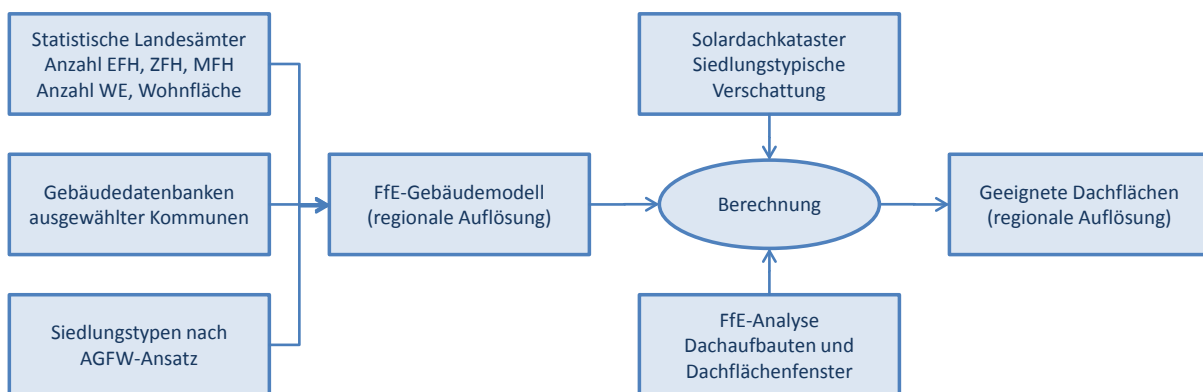


Abbildung 3-7: Ablaufdiagramm zur Bestimmung der für PV-Anlagen geeigneten Dachfläche auf Wohngebäuden.

Zusätzlich zu den Wohngebäuden wurden auch die Nebengebäude – überwiegend Garagen – in Wohngebieten untersucht.

3.3.3 Gewerbliche Gebäude

Zur Bestimmung des Potentials auf gewerblichen Gebäuden wird ein kombinierter Ansatz aus Openstreetmap-Daten (OSM-Daten) und statistischen Daten gewählt. Für zahlreiche Gemeinden kann

mit den OSM-Daten eine detaillierte Analyse der Gewerbegebiete und der Gebäude in Gewerbegebieten wie in **Abbildung 3-8** erfolgen. Durch den Vergleich dieser Daten mit den statistischen Daten zur Gewerbefläche wird das mittlere Verhältnis zwischen Gewerbefläche und Grundfläche der Gebäude in Gewerbegebieten ermittelt. Mit diesen Daten kann die Dachfläche auf gewerblichen Gebäuden bestimmt werden.

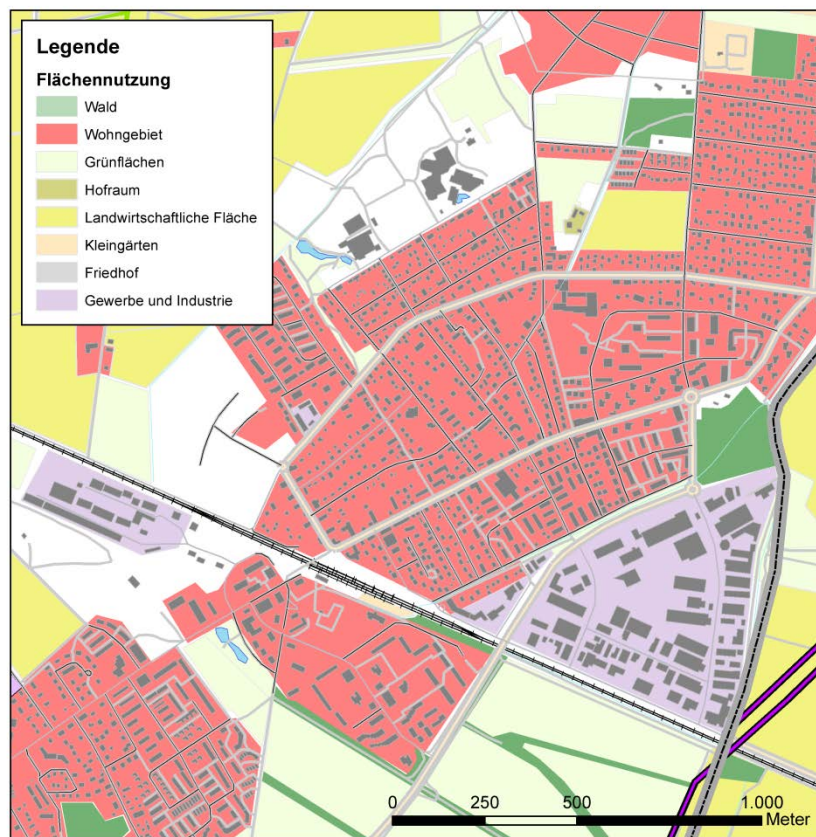


Abbildung 3-8: Flächennutzung mit OSM-Daten /OSM-01 12/.

Zusätzlich zu den Gewerbegebieten werden auch weitere gewerbliche Gebäude wie Supermärkte und Büros in Wohnhäusern, aber auch Schulen, Hotels und Krankenhäuser betrachtet.

3.3.4 Landwirtschaftliche Gebäude

Die Datenbasis zum Bestand landwirtschaftlicher Gebäude ist sehr lückenhaft. Gute Daten sind zur Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe, Art und Anzahl der Tierhaltung und landwirtschaftlich genutzten Flächen nach Fruchtart vorhanden.

In Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) wurde ein Gebäudemodell für die landwirtschaftlichen Gebäude erstellt. Aus diesem können die geeigneten Dachflächen auf landwirtschaftlichen Gebäuden bestimmt werden.

3.3.5 Zusammenfassung

In **Tabelle 3-1** ist das PV-Potential für die verschiedenen Anlagentypen und Bundesländer dargestellt. Das gesamte Potential in Deutschland beträgt 206 GW, davon entfällt knapp die Hälfte auf Wohngebäude. Bayern hat – im Vergleich zu Deutschland – im Bereich der Landwirtschaft ein hohes

Potential und im Bereich GHD und Industrie ein niedrigeres Potential. Die Stadtstaaten und Saarland haben hingegen ein relativ kleines Potential im Bereich Landwirtschaft.

Tabelle 3-1: PV-Potential nach Gebäudetyp und Bundesland, Angaben in GW

Bundesland	Wohnen					GHD und Industrie				Landwirtschaft				Summe
	Summe	EFH	ZFH	MFH	Garagen	Summe	Büro- und Verwaltung	Gewerbegebiete	sonstige Gebäude	Summe	Tierhaltung	Lagerhallen	Maschinenhallen	
SH	4,2	2,6	0,7	0,6	0,3	2,2	0,5	1,5	0,2	2,4	1,7	0,2	0,5	8,8
HH	1,4	0,6	0,1	0,6	0,1	1	0,4	0,5	0,1	0	0	0	0	2,4
NI	13,1	7,3	2,8	2,2	0,8	7,2	1,4	5,1	0,7	6,1	4,1	0,6	1,4	26,4
HB	0,6	0,3	0	0,3	0	0,4	0,1	0,3	0	0	0	0	0	1
NW	24	10,5	5,3	7	1,2	11,3	3,2	6,6	1,5	4,1	2,6	0,3	1,2	39,4
HE	8,7	3,9	2,4	1,9	0,5	3,6	1,3	1,9	0,4	1,4	0,7	0,1	0,6	13,7
RP	7,2	3,9	1,6	1,2	0,5	2,6	0,6	1,7	0,3	1,2	0,5	0,1	0,6	11
BW	15,3	6,7	4,1	3,6	0,9	8,2	2	5,3	0,9	3,3	1,7	0,1	1,5	26,8
BY	18,9	9,7	4,6	3,4	1,2	8,3	2,3	5,1	0,9	8,5	4,6	0,5	3,4	35,7
SL	1,9	0,9	0,6	0,3	0,1	0,7	0,2	0,5	0	0,1	0,1	0	0	2,7
BE	2,2	0,6	0	1,5	0,1	1,3	0,6	0,4	0,3	0	0	0	0	3,5
BB	3,3	2	0,5	0,6	0,2	4,1	0,4	3,6	0,1	1,1	0,8	0,1	0,2	8,5
MV	2	1,1	0,3	0,5	0,1	1,8	0,3	1,5	0	1,2	0,8	0,2	0,2	5
SN	4,3	1,6	0,9	1,6	0,2	3,4	0,7	2,4	0,3	1	0,7	0,1	0,2	8,7
ST	2,9	1,6	0,4	0,7	0,2	2,7	0,3	2,3	0,1	0,9	0,6	0,2	0,1	6,5
TH	2,9	1,3	0,7	0,7	0,2	1,5	0,3	1	0,2	0,9	0,6	0,1	0,2	5,3
DE	112,8	54,5	25,2	26,6	6,5	61,2	14,7	39,8	6,7	32,2	19,5	2,6	10,1	206,2

3.4 Modellierung des PV-Ausbaus

Nachfolgend wird das Zubaumodell für PVA basierend auf den asymmetrischen Sigmoidfunktionen vorgestellt. Dieses Modell wurde im Rahmen des NEP 2025 überarbeitet und abstrahiert. Das aktuelle Modell wird im Anschluss vorgestellt.

Asymmetrische Sigmoidfunktionen

Die Modellierung des zu erwartenden Ausbaus der PVA auf Gebäuden erfolgte über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei wurden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up Ansatz). **Abbildung 3-9** veranschaulicht beispielhaft die resultierenden Ausbaukurven ausgewählter Gemeinden. Die bisher nicht eindeutig abbildbaren externen Einflussgrößen (Einkommen, ...) sind durch die historische Entwicklung endogener Bestandteil des Modells und werden somit berücksichtigt.

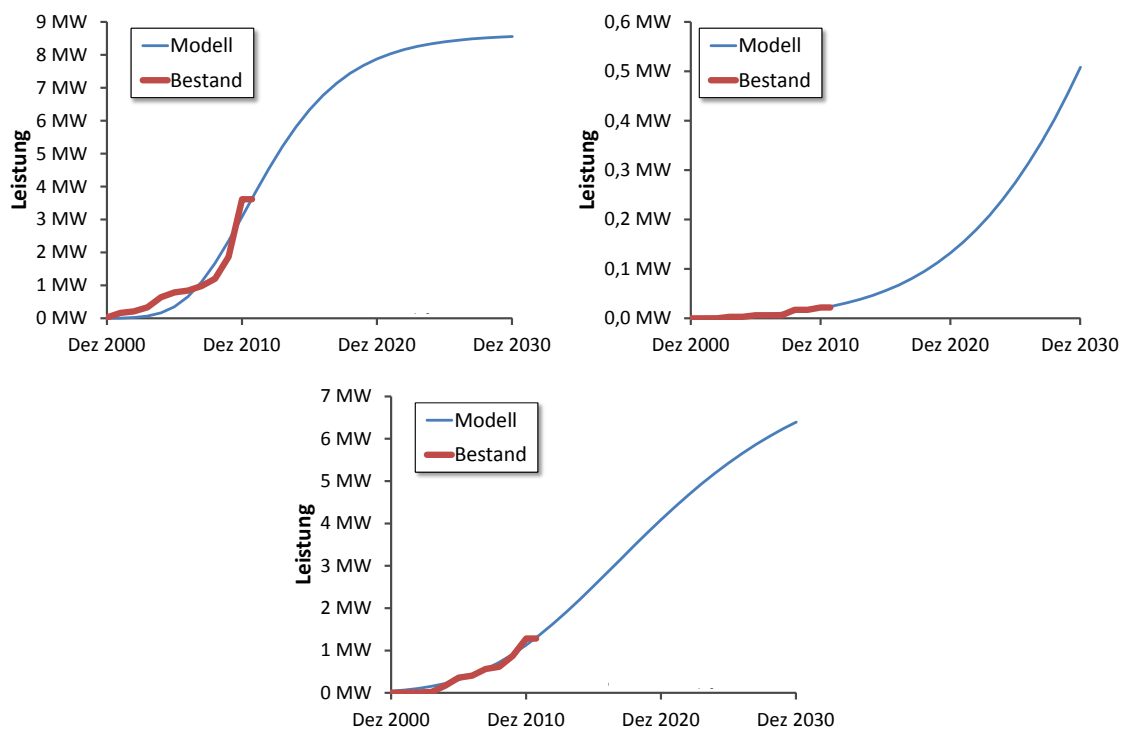


Abbildung 3-9: Ausbaukurven PVA für drei ausgewählte Gemeinden (Sigmoid)

Anschließend erfolgte eine Faltung der resultierenden, asymmetrischen Ausbaukurven, so dass in Summe die bundesweiten Ausbauziele (Mantelzahlen) erreicht werden. Beispiele zu den gefalteten Ausbaukurven sind in **Abbildung 3-10** dargestellt. Auf der x-Achse ist nun nicht mehr das Jahr, sondern der Ausbaustand in Deutschland dargestellt. Aus dieser Darstellung kann somit für jede Gemeinde die installierte Leistung an PVA für einen bestimmten Ausbaustand in Deutschland abgelesen werden.

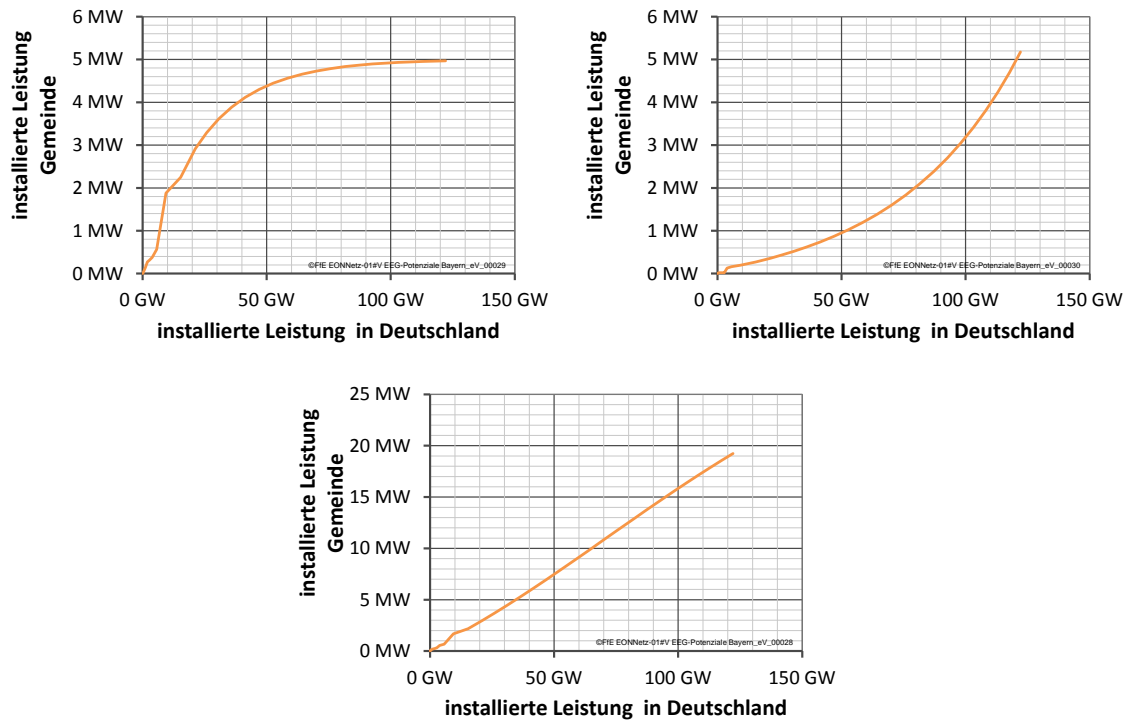


Abbildung 3-10: Ausbaukurven PVA für drei ausgewählte Gemeinden (gefaltet)

Aktueller Ansatz

Der Ansatz mit den asymmetrischen Sigmoidfunktionen ist zum einen sehr rechenintensiv, da für jede Gemeinde eine eigene Kurve über einen Solver an die historische Entwicklung angepasst werden muss, zum anderen ist er anfällig auf „Sprünge“ in der Ausbaukurve. Ein Sprung kann zum Beispiel resultieren, wenn eine große PVA in einer Gemeinde mit bisher geringem Bestand installiert wird. Die anschließende Faltung stellt zudem einen weiteren, notwendigen Aufbereitungsschritt dar.

Der neue Ansatz berechnet, basierend auf den Daten der EEG-Datenbank, direkt die in Abbildung 3-10 dargestellten Kurven. Dabei wird der funktionale Zusammenhang nach Gleichung (3-1) angenommen.

$$\frac{P(GE, heute)}{Pot(GE)} = \left(\frac{P(DE, heute)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)} \quad (3-1)$$

$Pot(GE)$: Potenzial für PVA in der Gemeinde

$Pot(DE)$: Potenzial für PVA in Deutschland

$P(GE)$: Bestand an PVA in der Gemeinde

$P(DE)$: Bestand an PVA in Deutschland

$\alpha(GE)$: Individueller Parameter je Gemeinde. Beschreibt die Ausbaudynamik

Diese Gleichung kann mit den vorliegenden Daten exakt gelöst werden. Mit dem Parameter α und dem Potenzial kann für jede Gemeinde zu jedem Ausbauziel für Deutschland die installierte Leistung direkt abgelesen werden.

4 Modellierung Windenergieanlagen

Für die Modellierung der Bestandsentwicklung von WEA sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Regenerative Ausbauziele der Bundesländer und des Bundes

- angemeldete/angekündigte Anlagen bei den Verteilnetzbetreibern
- Potenzial durch Repowering von Bestandsanlagen
- Erschließung von Vorrangflächen
- Errichtung von neuen WEA außerhalb von Vorrangflächen

Im Dokument zur Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA ist die Methodik zur Ermittlung von Stützpunkten für die Regionalisierung in Kurzform dargelegt. Die folgenden Ausführungen erläutern das Verfahren nochmals im Detail.

Auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2025 /BNETZA-13 14/ ergibt sich der in **Abbildung 4-1** dargestellte Ausbaupfad für WEA.

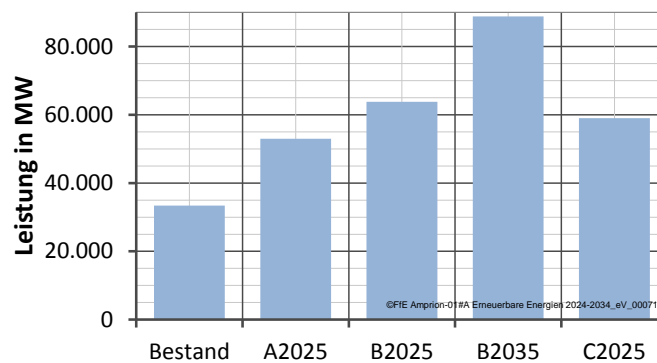


Abbildung 4-1: Szenariorahmen zur Entwicklung der Leistung aus Windenergieanlagen /BNETZA-13 14/

4.1 Windenergiezubau auf Bundeslandebene

Die oben genannten und zu berücksichtigenden Aspekte sollen als Randbedingungen über einen funktionalen und transparenten Zusammenhang zu einem Szenario zusammengeführt werden. Nachfolgend werden die einzelnen Randbedingungen vorgestellt und der funktionale Zusammenhang erarbeitet. Der funktionale Zusammenhang beschreibt die installierte Leistung je Szenario und Bundesland und stellt die Basis für die nachfolgende kleinräumige Verteilung dar.

Bestand

Der Anlagenbestand in Deutschland zum 31.12.2013:

$$P^{2013}(BL) \quad (4-1)$$

Repowering

Hier wird die jährliche Leistungssteigerung auf 500 MW begrenzt:

$$\Delta P^{RP}(BL) \quad (4-2)$$

Kurzfristiger Zubau

Der kurzfristige Zubau ergibt sich aus dem Mittelwert der von der BNetzA abgefragten Meldungen der Verteilnetzbetreiber und dem historischen Wert der vergangenen drei Jahre:

$$\Delta P^{VNB}(BL) \quad (4-3)$$

Zubau 2014

Der ausgehend vom Referenzdatum 31.12.2013 bereits bekannte Zubau bis November 2014 wird je Bundesland bestimmt.

$$\Delta P^{2014}(BL) \quad (4-4)$$

Meldung der Bundesländer

Rückmeldungen der Bundesländer mit langfristigen Ausbauzielen:

$$P^{BL}(BL) \quad (4-5)$$

Bewertetes Potenzial

Das bewertete Potenzial in verfügbaren Flächen wird über die Bewertungen nach Tabelle 2-7 je Bundesland berechnet. Das bewertete Potenzial ist unabhängig von ausgewiesenen Flächen oder Ausbauzielen, sondern beschreibt eine rein technische Bewertung der potenziellen Standorte:

$$P_{Bew}^{Pot}(BL) \quad (4-6)$$

Kurzfristige Erwartung und Repowering

Die kurzfristige Erwartung zuzüglich des zu erwartenden Repowerings wird aus der Summe des kurzfristigen Zubaus, des möglichen Repowerings und des bereits erfolgten Zubaus im Jahr 2014 bestimmt:

$$\Delta P^{Kurz+RP}(BL) = \Delta P^{RP}(BL) + \Delta P^{VNB}(BL) + \Delta P^{2014}(BL) \quad (4-7)$$

Bewertetes Restpotenzial

Das bewertete Restpotenzial berücksichtigt den Bestand und die kurzfristige Entwicklung inkl. der Leistungssteigerung durch Repowering:

$$P_{Bew}^{Rest-Pot}(BL) = P_{Bew}^{Pot}(BL) - \Delta P^{Kurz+RP}(BL) \quad (4-8)$$

Umgang mit Langfristszenarien

Die Mantelzahl für das Szenario B1 und B2 2035 ist im genehmigten Szenariorahmen höher als die summierten Bundeslandziele aus der Umfrage der ÜNB. Somit wurde eine weitere Hilfsgröße, die Variable B35* eingeführt. Sie beschreibt die langfristige Entwicklung unter Berücksichtigung der Bundeslandziele und der kurzfristigen Erwartung inkl. Repowering.

$$P^{B35*}(BL) = P^{RP2014}(BL) + \begin{cases} \Delta P^{Kurz+RP} > P^{BL}(BL) & \text{dann } \Delta P^{Kurz+RP} \\ P^{BL}(BL) > \Delta P^{Kurz+RP} & \text{dann } P^{BL}(BL) \end{cases} \quad (4-9)$$

Umsetzung für B1 und B2 2035

Für die Szenarien B1 und B2 2035 muss zunächst die Differenz zwischen der Variante B35* und der Mantelzahl gebildet werden.

$$\Delta P_{B35}^{B35*}(DE) = P^{B35}(DE) - \sum_{BL} P^{B35*}(BL) \quad (4-10)$$

Eine weitere Hilfsgröße bildet das gesamte bewertete Potenzial der Bundesländer:

$$P_{Bew}^{Pot}(DE) = \sum_{BL} P_{Bew}^{Pot}(BL) \quad (4-11)$$

Das Szenario B1/B2 2035 wird wie folgt berechnet:

$$P^{B35}(BL) = P^{B35*}(BL) + \frac{P_{Bew}^{Pot}(BL)}{P_{Bew}^{Pot}(DE)} \cdot \Delta P_{B35}^{B35*}(DE) \quad (4-12)$$

Umsetzung für A2025, B1/B2 2025, C2025

Die Szenarien A2025, B1/B2 2025 und C2025 werden durch eine energetische Interpolation zwischen der kurzfristigen Erwartung inkl. Repowering und dem Ergebnis für B1/B2 2035 gebildet. Zunächst wird der gesamte Zubau des Szenarios B1/B2 2035 je Bundesland bestimmt.

$$\Delta P^{B35}(BL) = P^{B35}(BL) - P^{2014}(BL) - \Delta P^{Kurz+RP}(BL) \quad (4-13)$$

Die energetische Interpolation erfolgt basierend auf den Mantelzahlen je Jahr und Szenario

$$P^{A25}(BL) = P^{2014}(BL) + \Delta P^{B35}(BL) \cdot \frac{P^{A25}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)}{P^{B35}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)} \quad (4-14)$$

$$P^{B25}(BL) = P^{2014}(BL) + \Delta P^{B35}(BL) \cdot \frac{P^{B25}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)}{P^{B35}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)} \quad (4-15)$$

$$P^{C25}(BL) = P^{2014}(BL) + \Delta P^{B35}(BL) \cdot \frac{P^{C25}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)}{P^{B35}(DE) - \sum_{BL} \Delta P^{Kurz+RP}(BL)} \quad (4-16)$$

4.2 Kleinräumige Verteilung des Windenergieanlagenzubaues

Die kleinräumige Verteilung der WEA erfolgt standortscharf mit einem entsprechenden Zubaumodell. Die Ausbauziele je Bundesland sind nach Kapitel 4.1 gegeben und dienen im Modell nicht als Vorgabe, sondern als Abbruchziel für den Zubau. Innerhalb der Bundesländer werden zunächst Standorte in ausgewiesenen Flächen (zum Beispiel Vorrangflächen) erschlossen. Anschließend werden weitere Standorte in verfügbaren Flächen unter Berücksichtigung der Abwertung erschlossen. Die Ergebnisse sind für die Szenarien B1/B2 2025 und B1/B2 2035 als Heat-Map basierend auf der Kernel-Density-Methode in **Abbildung 4-3** dargestellt. Zum Vergleich ist in **Abbildung 4-2** die entsprechende Darstellung für die bestehenden WEA dargestellt.

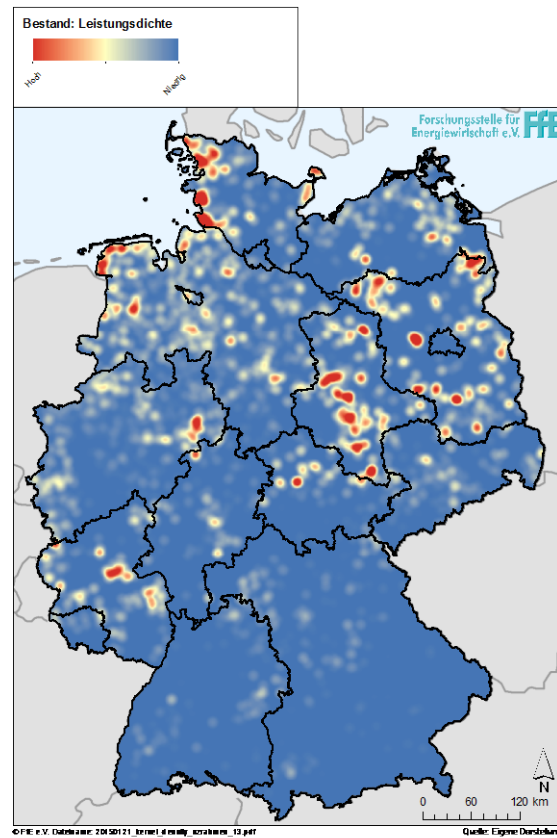


Abbildung 4-2: Leistungsdichte WEA im Bestand

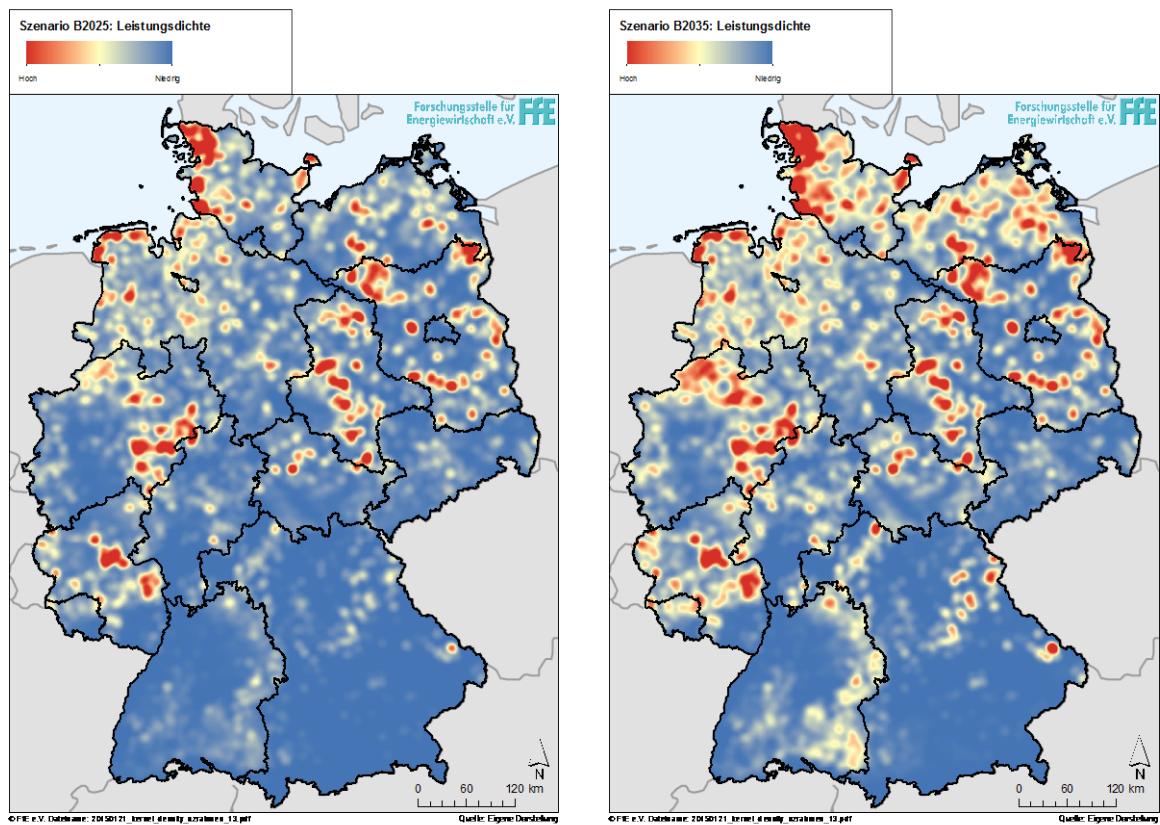


Abbildung 4-3: Leistungsdichte WEA in den Szenarien B1/B2 2025 und B1/B2 2035

5 Modellierung Photovoltaik

Für die Modellierung der Bestandsentwicklung von PVA ist eine differenzierte Betrachtung von Freiflächen-PVA und PVA auf Gebäuden notwendig. Sowohl der Anlagenbestand als auch der Zubau ist in diese beiden Anlagentyp zu differenzieren.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans werden drei Szenarien zur Beschreibung der zukünftigen Entwicklung des PV-Anlagenbestands entworfen. Die drei Szenarien unterscheiden sich in der Höhe des Ausbaus und werden mit den Buchstaben A, B und C gekennzeichnet. Die drei Szenarien werden für das Jahr 2025, das Szenario B auch für das Jahr 2035 beschrieben.

Die Höhe des Ausbaus orientiert sich am genehmigten Szenariorahmen der Bundesnetzagentur. Der Anteil der Freiflächenanlagen wird in Anlehnung an das EEG mit 400 MW je 2.500 MW angenommen. Dies entspricht 16 % des gesamten Zubaus. Für den Betrachtungszeitraum in dieser Untersuchung wird ein konstanter Anteil von 16 % am Anlagenzubau erwartet. Auf Basis des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens 2025 ergibt sich der in **Abbildung 5-1** dargestellte Ausbaupfad für PVA auf Gebäuden und Freiflächen.

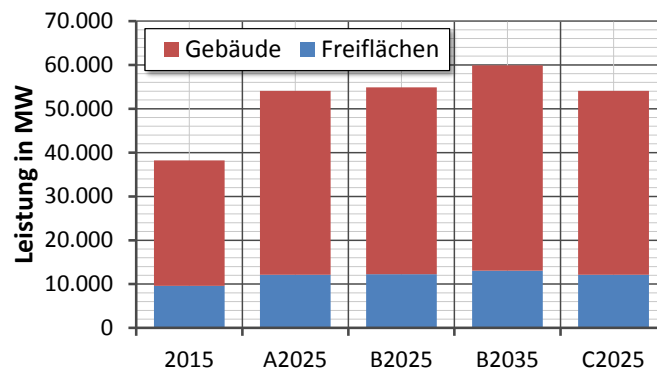


Abbildung 5-1: Szenariorahmen zur Entwicklung der PV-Leistung

Die kleinräumige Modellierung erfolgt für die Szenarien A2025, B1/B2 2025, B1/B2 2035 und C2025 mit dem in Kapitel 3.4 vorgestellten Modell basierend auf dem historischen Ausbau und dem regionalen Potenzial. In **Abbildung 4-2** sind die resultierende Leistungsdichte in kW je km² für die Szenarien B1/B2 2025 und B1/B2 2035 dargestellt. Hohe Leistungsdichten werden im Süden und Nord-Westen prognostiziert. Im Osten überwiegen einzelne Gemeinden mit hohen Leistungsdichten. Ursache hierfür sind Freiflächenanlagen. Die Leistungsdichte in den Städten ist häufig höher als im direkten Umland.

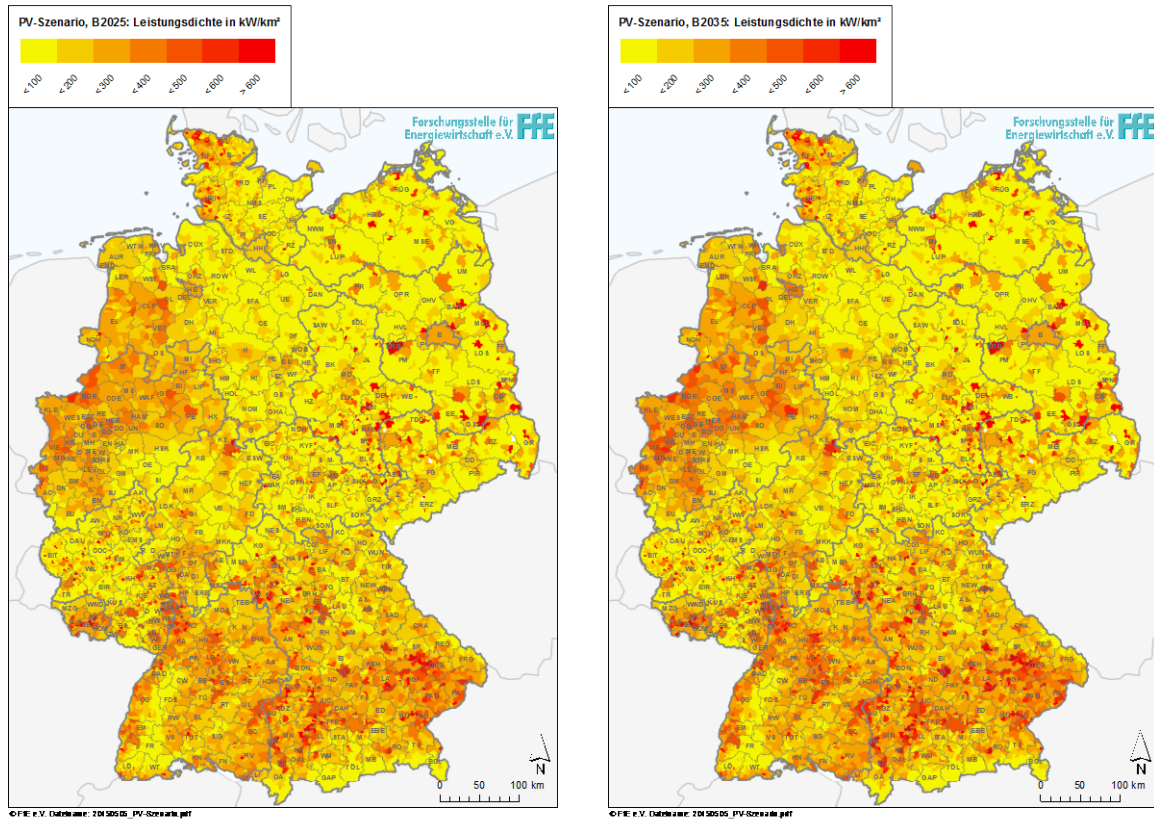


Abbildung 4-2: Leistungsdichte PVA in den Szenarien B2025 und B2035

6 Modellierung der weiteren dezentralen Stromerzeugung

Zu den weiteren dezentralen Stromerzeugern zählen Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse, Wasserkraftwerke, Geothermieranlagen sowie Anlagen zur Verstromung regenerativer Gase (Gruben-/Deponie-/Klärgas). Die Mantelzahlen für diese Erzeugungseinheiten variieren im Vergleich zum Bestand entweder kaum (Wasserkraft, Biomasse) oder aber weisen insgesamt eine geringe Relevanz auf (Geothermie). Im Rahmen der Modellierung wurden transparente Verfahren gewählt, die die Relevanz für die gesamte Prognose geeignet berücksichtigen.

6.1 Biomasse

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden die folgenden Datenquellen herangezogen:

- Georeferenzierte Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber /FFE-40 10/

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.

6.2 Geothermie

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Geothermie-Anlagen werden die folgenden Datenquellen herangezogen:

- Anlagenstammdaten der ÜNB /FFE-40 10/
- Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur /BNETZA-13 13/

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.

6.3 Gruben-/Deponie-/Klärgas

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

6.4 Wasserkraft

Bestandsanalyse

Zur Erfassung des Bestandes an Wasserkraftanlagen werden die folgenden Datenquellen herangezogen:

- Anlagenstammdaten der ÜNB /FFE-40 10/
- Georeferenzierte Liste der Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung über 1 MW /WAWI-01 04/

Potenzialanalyse

In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens (WHG, WRRL) 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.

7 Literaturverzeichnis

- AEE-01 10** Schmidt, Janine; Mühlenhoff, Jörg: Erneuerbare Energien 2020 - Potenzialatlas Deutschland. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2010
- AUG-01 14** Peyke, Gerd; Bosch, Stephan; Färber, Kathrin; Tatu, Diana; Walter, Katrin: Erneuerbare Energien von A bis Z - Geographica Augustiana. Augsburg: Universität Augsburg, Institut für Geographie, 2013, Augsburg. ISSN 1862-8680.
- BFG-01 13** Wasserschutzgebiete in Deutschland. Koblenz: Bundesanstalt für Gewässerkunde, 2013
- BFN-01 11** Schutzgebietsdaten Deutschlands im Shapeformat - Natura 2000 - Biosphärenreservate - Nationalparke - Naturparke - Naturschutzgebiete - Landschaftsschutzgebiete. Bonn: Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2011
- BFN-03 11** Windkraft über Wald - Positionspapier. Bonn: Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2011
- BKG-01 13** Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum (BKG), 2013
- BKG-02 13** Digitales Geländemodell Gitterweite 200 m. Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), 2013
- BKG-04 09** Verwaltungsgrenzen 1:250.000 - Vektordaten. Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), 2009
- BMU-12 11** Erneuerbare Energien - Innovationen für eine nachhaltige Energiezukunft. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2011
- BMWI-10 14** Entwicklung der Stromerzeugung und der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- BNETZA-05 11** Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG - Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011 in: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Energienetzausbau/Stromnetzentwicklung/GenSzenariorahmen.pdf?__blob=publicationFile. Bonn: Bundesnetzagentur, 2011
- BNETZA-13 13** Kraftwerksliste Bundesnetzagentur - Stand 16.10.2013. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2013
- BNETZA-13 14** Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung - gem. § 12a Abs. 3 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BSR-01 11** Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) - Windenergie-Erlass Bayern - Gemeinsame Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Wissenschaft, Forschung und Kunst, der Finanzen, für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, für Umwelt und Gesundheit sowie für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München: Bayerische Staatsregierung, 2011

- BWE-01 09** BWE Symposium: Kleinwindkraftanlagen in: <http://www.windenergie.de/de/themen/kleinwindanlagen/>. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V., 2009
- BWE-02 08** BWE Folien-Sammlung. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V., 2008
- CLC-01 09** CORINE Land Cover (CLC2006) - Legende. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- DENA-08 10** Windparks in der Nordsee in: www.offshore-wind.de. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DEWI-01 14** Windenergienutzung in Deutschland - Stand 30.06.2014. Wilhelmshaven: Deutsches Windenergie-Institut GmbH (DEWI), 2014
- DWD-02 12** Digitale Weibulldaten der Windgeschwindigkeit für gesamt Deutschland im 200-m-Raster. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012
- ECOFYS-01 14** Klessmann, Corinna; Wigand, Fabian: Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-Freiflächenanlagen - Wissenschaftliche Empfehlung. Berlin: Ecofys, ZSW, Takon, BBG und Partner, 2014
- EEG-01 12** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) 2012 - mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“ (sog. PV-Novelle). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2012
- EEG-01 14** Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts in: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiwirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Berlin: Bundesregierung, 2014
- FFE-15 08** Beer, M.; Corradini, R.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Vogler, G.; Zotz, M.: CO₂-Verminderung in Deutschland. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-39 14** Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen - FREM: Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell in: BWK Ausgabe 12/2014, S. 28-33. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag, 2014
- FFE-40 10** Schmid, Tobias: EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/wissenffe/artikel/>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010
- HSWT-01 13** Reinke, Markus: Modellprojekt „Standortfindung für Windkraftanlagen im Naturpark Altmühltal“ (Zonierungskonzept) in: <http://www.naturpark-altmuehltal.de/windenergie/>. Bearbeitet durch: Hochschule Weihenstephan-Triesdorf; Herausgeber: Informationszentrum Naturpark Altmühltal, 2013
- ISE-01 14** Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014

- IWES-02 11** Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011
- KBGM-01 11** Kausch, Peter; Bertau, Martin; Gutzmer, Jens; Matschullat, Jörg: Energie und Rohstoffe - Gestaltung unserer nachhaltigen Zukunft. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2011
- KLAE-01 12** Klärle, Martina; Lanig, Sandra: Solardachkataster - Berechnung und Methode in: Erneuerbare Energien unterstützt durch GIS und Landmanagement. Berlin, Offenbach: Wichmann Verlag, 2012
- KLAE-02 12** Langendörfer, Ute: Potentialanalyse Solar in: Erneuerbare Energien unterstützt durch GIS und Landmanagement. Berlin, Offenbach: Klärle, 2012
- KLI-01 14** Klinger, Diandra: Bestimmung von Windeignungsflächen mit PostGIS - Identification of suitable wind turbine sites applying PostGIS. Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule für Angewandte Wissenschaften München - Fakultät für Geoinformation, betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2014
- LUBW-01 14** Windkraftanlagen - interaktiver Dienst UDO (Umwelt-Daten und -Karten Online) . Stuttgart: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz, 2014
- LUGV-01 14** Windkraftanlagen im Land Brandenburg. Potsdam: Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz (LUGV), 2014
- MKUNRW-01 11** Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 11.07.2011 - Gemeinsamer Runderlass des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein - Westfalen (Az. VIII2 - Winderlass) und des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. X A 1 – 901.3/202) und der Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. III B 4 – 30.55.03.01). Düsseldorf: Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein, 2011
- OSM-01 12** OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) - Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. <http://www.openstreetmap.de/>, 2012
- QUA-01 11** Quaschnig, Volker: Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation. München: Hanser Verlag, 2011
- STMELF-01 13** Windkraft im Wald. München: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, 2013
- STMUG-01 11** Energie-Atlas Bayern - Web Map Service in: <http://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/>. München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2011
- STMWIVT-05 10** Bayerischer Solaratlas - Solare Energiegewinnung. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), 2010
- TROU-01 07** De Smith, Michael John; Goodchild, Michael F.; Longley, Paul: Geospatial Analysis - A Comprehensive Guide to Principles, Techniques and Software Tools - Fourth Edition. Leicester: Troubador Pub, 2007

- UBA-04 13** Lütkehus, Insa; Salecker, Hanno; Adlunger, Kirsten: Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2013
- WAWI-01 04** Heimerl, Stephan; Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanteil an der elektrischen Stromerzeugung in Deutschland 2003 in: Wasserwirtschaft (WaWi). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2004