



REGIONALISIERUNG DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIEN

**BEGLEITDOKUMENT ZUM
NETZENTWICKLUNGSPLAN 2030 (v2019)**

Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien

Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 (v2019)

Impressum:

Bericht zum Projekt:

Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren
Energien
Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030
Version 2019

Veröffentlicht am:

31.10.2018

Bearbeiter/in:

Tobias Schmid
Fabian Jetter
Claudia Konetschny

FfE-Auftragsnummer:

Ten-05

Herausgeber:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE)

Wissenschaftlicher Leiter:

Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:

Prof. Dr.-Ing. W. Mauch

Projekt-Manager:

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

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

Inhalt

1 	Zusammenfassung.....	3
2 	Ausgangssituation und Ziel	5
3 	Windenergie.....	7
3.1	Anlagenbestand.....	7
3.2	Klassifikation der Standorte nach Windhäufigkeit	10
3.3	Flächen	13
3.3.1	Windeignungsgebiete.....	13
3.3.2	Weißflächenanalyse	17
3.4	Potenzialbewertung	21
3.5	Mantelzahl auf Bundeslandebene.....	22
3.6	Modellablauf	23
4 	Photovoltaik.....	25
4.1	Anlagenbestand.....	25
4.2	Potenzial: Gebäude.....	27
4.3	Potenzial: Freiflächen	29
4.4	Modell: Gebäude.....	31
4.5	Modell: Freifläche.....	32
5 	Ergebnisse	35
6 	Literaturverzeichnis	53

1 | Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht beschreibt die kleinräumige Verteilung der installierten Leistung aus Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) zur weiteren Modellierung im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Die Entwicklung der installierten Leistung in den drei Szenarien A, B und C entspricht den Werten der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 15. Juni 2019.

WEA werden sowohl im Bestand, also auch in den Szenarien standortscharf erfasst. Die Datenbasis für den Bestand bilden die Anlagenregister der BNetzA, der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der Landesämter, Energieatlanten und OpenStreetMap. Die kurzfristige Entwicklung werden die Rückmeldungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) und die bereits genehmigten WEA berücksichtigt. Die Mantelzahlen für die Bundesländer basieren auf einer Abfrage bei den Bundesländern, bei den VNB, dem Potenzial der Bundesländer und den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden. Die kleinräumige Verteilung dieser Mantelzahlen erfolgt zunächst innerhalb der bereits ausgewiesenen Flächen für WEA, später unter Berücksichtigung von Tabuflächen basierend auf einer sogenannten Weißflächenanalyse. Der Rückbau von WEA wird in jedem Zeitschritt berücksichtigt.

PVA werden nach den zwei Anlagentypen Gebäude-PVA und Freiflächen-PVA unterschieden.

Gebäude-PVA werden basierend auf der Adresse geokodiert und mit Informationen zur Gebäudenutzung wie zum Beispiel Wohngebäude oder landwirtschaftliches Gebäude verknüpft. Das Potenzial auf Dachflächen wird basierend auf statistischen Daten, Geodaten und Analysen von Solardachkatastern bestimmt. Eine einheitliche erreichbare regionale Auflösung bildet die Gemeindeebene. Somit werden auch alle Szenarien auf der Gemeindeebene berechnet. Das Zubaumodell berücksichtigt dabei die historische Entwicklung. Gemeinden mit einem hohen Ausbaugrad bekommen auch kurz- bis mittelfristig einen höheren Zubau zugewiesen. Langfristig werden alle Dachflächen ausgeschöpft und der Zubau stagniert in diesen Regionen.

Freiflächen-PVA werden nur auf die Gemeindeebene verortet. Das Potenzial für Freiflächen-PVA entlang von Verkehrswegen wird unter Berücksichtigung weiterer Ausschlusskriterien wie Schutzgebiete und Waldgebiete berechnet. In einigen Bundesländern werden auch die benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete erfasst. Die Mantelzahlen auf Bundeslandebene ergeben sich aus einer rückblickenden Betrachtung der Ergebnisse der vergangenen Ausschreibungsrunden. Die kleinräumige Verteilung erfolgt über einen Freiflächenindex der die verfügbare Fläche und das Ertragspotenzial zusammenführt.

Die Ergebnisse sind abschließend als Heatmaps dargestellt. Dies erlaubt den schnellen visuellen Vergleich verschiedener Szenarien. Für die ÜNB wurden zusätzlich die Leistungen je Postleitzahl berechnet und tabellarisch übermittelt.

2 | Ausgangssituation und Ziel

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) beschäftigt sich seit 2009 mit der Erstellung von regionalen Ausbauszenarien für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE). Besonderer Fokus der Untersuchungen sind dabei die Energieträger Solar und Wind. In Abbildung 2-1 sind ausgewählte Untersuchungen und Modellerweiterungen der vergangenen Jahre zusammengestellt.

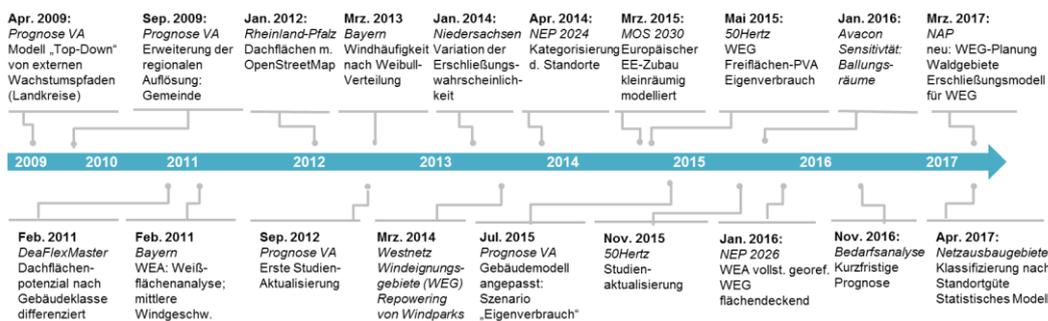


Abbildung 2-1: Ausgewählte EE-Prognosen und Modellerweiterungen

In Zusammenarbeit mit den vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden seit 2014 Prognosen zum Ausbau der Erneuerbaren für Deutschland im Rahmen des Netzentwicklungsplans und den Bedarfsanalysen erstellt. Begleitet werden diese Betrachtungen durch die Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern im Rahmen von regionalen Untersuchungen. Diese werden unabhängig vom Netzentwicklungsplan mit den jeweiligen Netzbetreibern durchgeführt. Diese langjährige Arbeit hat zu einer zunehmenden Verfeinerung und zu individuellen Anpassungen der Modelle auf die individuellen Bedürfnisse der einzelnen Analysen geführt.

Ziel

Die Bundesnetzagentur hat am 15. Juni 2018 die Mantelzahlen für die Entwicklung der EE im Rahmen des Netzentwicklungsplans genehmigt. Aufbauend auf diesen Zahlen und der im Jahr 2014 in Zusammenarbeit mit der Deutschen Energieagentur erarbeiteten Methodik zur Bundeslandverteilung von Windenergieanlagen erfolgt eine kleinräumige Modellierung zur Entwicklung der installierten Leistung an EE-Anlagen.

Die regionale Auflösung der Ergebnisse entspricht mindestens der Gemeindeebene, Windenergieanlagen werden mit ihrem Standort prognostiziert und können somit Gemeinden, PLZ-Gebieten oder den einzelnen Windeignungsgebieten zugeordnet werden.

Beliebige regionale Auflösung möglich

Photovoltaikanlagen werden nach den zwei Anlagentypen „Gebäude“ und „Freifläche“ differenziert. Die Fortschreibung erfolgt ebenfalls mit zwei unterschiedlichen Modellen.

3 | Windenergie

In den nachfolgenden Kapiteln wird zunächst die Datenbasis für die Regionalisierung eingeführt. Diese umfasst den georeferenzierten Anlagenbestand an Windenergieanlagen (WEA) basierend auf den Anlagenregistern, angereichert um weitere Datenquellen. Die Weißflächenanalyse basiert auf typischen Ausschlusskriterien und ergänzt die bereits heute ausgewiesenen Windeignungsgebiete. Die Klassifikation der Flächen nach Windhäufigkeit ist ein wichtiges Kriterium bei der detaillierten Planung von WEA. Insbesondere Anlagentyp wie Schwach- oder Starkwind-WEA, aber auch die Nabenhöhe werden durch die Klassifikation festgelegt. Daraus resultiert ein unterschiedlicher Flächenverbrauch für die einzelnen Standorte. Nach der Vorstellung aller Eingangsdaten wird das Modell eingeführt. Dieses beschreibt die regionale Verteilung des Zubaus, aber auch den Rückbau bzw. das Repowering von alten WEA.

3.1 Anlagenbestand

Der Bestand, aber auch die zukünftige Entwicklung von Windenergieanlagen (WEA) wird mit dem exakten geographischen Standort abgebildet. Diese Geodaten werden mit weiteren Metadaten (elektrische Leistung, Nabenhöhe, Rotordurchmesser, Jahr der Inbetriebnahme) angereichert. Die Zusammenführung der Daten ist in **Abbildung 3-1** skizziert.

Die Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) bilden die Basis für die FfE-EEG-Datenbank. Die Datensätze enthalten häufig keinen exakten Standort, dieser kann durch eine Georeferenzierung basierend auf Postleitzahlen (PLZ), Ortsnamen und Straßennamen bestimmt werden. In OpenStreetMap sind rund 95 % der WEA erfasst, allerdings meist nur mit wenigen, keinen oder fehlerbehafteten technischen Metadaten. Für alle Flächenstaaten wurden bei den zuständigen Landesämtern, Geoportalen oder Energieatlanten die Geodaten zu den WEA abgefragt. Die Anlagenregister der BNetzA umfassen überwiegend neue WEA, diese jedoch meist mit einer exakten geographischen Lage.

In der ersten Phase werden die drei geodatenhaltenden Quellen zusammengeführt. WEA mit einem Abstand von weniger als 100 m zueinander werden zu einem Datensatz zusammengeführt. Es resultiert ein Datensatz mit den Standorten nahezu aller WEA in Deutschland. Dieser wird durch Metadaten basierend auf der geographischen Lage ergänzt. Durch einen Abgleich mit der FfE-EEG-Datenbank auf Gemeinde- und später auf Landkreisebene werden noch fehlende Metadaten ergänzt.

Die Validierung des vollständig georeferenzierten Anlagenbestands an Windenergieanlagen erfolgt anhand des Berichts des Deutschen WindGuard /DWG-02 17/.

Anlagenbestand aus
Anlagenregister und
OpenStreetMap

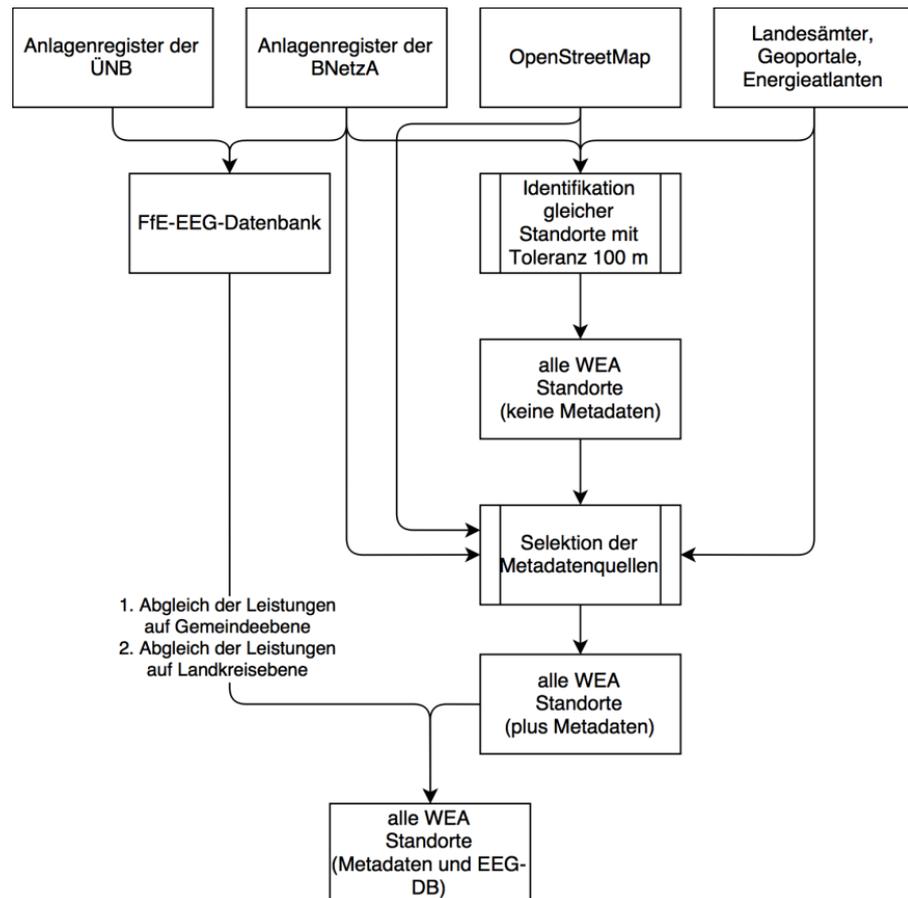


Abbildung 3-1: Zusammenführung der verschiedenen Datenquellen

Synthese des Jahres der Inbetriebnahme

Die Kenntnis über das Jahr der Inbetriebnahme ist wichtig, um später den Rückbau von WEA modellieren zu können. Im Rahmen der Aufbereitung des Anlagenbestands konnten bereits bei 75 % der WEA das Jahr der Inbetriebnahme aus mindestens einer der Quellen extrahiert werden. Bei 25 % der WEA liegt kein Jahr der Inbetriebnahme vor. Basierend auf den Anlagenstammdaten kann dieses aus der Anlagenleistung abgeschätzt werden. Hierfür wird der abschnittsweise lineare Zusammenhang nach Gleichung (3-1) angesetzt.

$$J = \begin{cases} p < 2 \text{ MW}: & 2007 + (p - 2 \text{ MW}) \frac{7a}{1,45 \text{ MW}} \\ p \geq 2 \text{ MW}: & 2009 + (p - 2 \text{ MW}) \frac{7a}{1 \text{ MW}} \end{cases} \quad (3-1)$$

J	Jahr der Inbetriebnahme
p	Anlagenleistung
a	Jahr(e)

Validierung

Die Validierung des oben vorgestellten, vollständig georeferenzierten Anlagenbestands an Windenergieanlage erfolgt an einer im Rahmen der Aufbereitung nicht eingesetzten Quelle, dem Bericht des Deutschen WindGuard /DWG-02 17/. Hier werden die Leistung und die

Anzahl der Anlagen je Bundesland zum Stand 31.12.2017 tabellarisch dargestellt. Der Vergleich beider Datensätze ist in **Tabelle 3-1** abgebildet.

Insgesamt enthalten die Geodaten etwa 900 MW mehr an Leistung. Diese zusätzliche Leistung verteilt sich im Wesentlichen auf die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Rheinland-Pfalz und somit auf Regionen mit einem starken Zubau im zweiten Halbjahr des Jahres 2017. Mit Ausnahme der Stadtstaaten und Saarland betragen die Abweichungen zwischen -4 und +7 %. Detailbetrachtungen haben ergeben, dass die Ursache für diese Differenz zum einen der unterschiedliche Zeitpunkt der Erfassung und zum anderen die unterschiedliche Zuordnung von Windparks in der Nähe der Bundeslandgrenzen sein kann. Da /DWG-01 18/ auf Abfragen bei Branchenakteuren und weiteren Recherchen basieren, sind zudem kleinere Abweichungen zum oben vorgestellten Vorgehen zu erwarten.

Tabelle 3-1 Vergleich des Anlagenbestands zwischen Statistik /DWG-02 17/ und Modell. Alle Angaben in MW

Region	Bundesland	DWG 31.12.2017	Geodaten 31.12.2017	Geodaten 28.02.2018	Geodaten +genehm. WEA
Norden	Niedersachsen	10.582	10.357	10.518	11.729
	Schleswig-Holstein	6.863	6.886	6.888	7.244
	Mecklenburg-Vorpommern	3.253	3.477	3.486	3.851
	Bremen	185	198	201	214
	Hamburg	117	118	118	129
Mitte	Brandenburg	6.794	7.032	7.119	7.670
	Nordrhein-Westfalen	5.449	5.520	5.609	6.323
	Sachsen-Anhalt	5.118	5.280	5.285	5.438
	Hessen	1.983	1.987	2.036	2.318
	Thüringen	1.470	1.502	1.526	1.740
	Sachsen	1.199	1.257	1.269	1.348
	Berlin	12	14	14	14
Süden	Rheinland-Pfalz	3.400	3.556	3.593	4.020
	Bayern	2.493	2.541	2.560	2.711
	Baden-Württemberg	1.442	1.382	1.473	1.707
	Saarland	416	485	494	569
Summe		50.777	51.592	52.190	57.025

Die gesamte installierte Leistung zum Jahresende von 50.469 MW /BMW-02 18/ wird in beiden Quellen überschätzt. Trotz kleinerer Abweichungen bei der gesamten installierten Leistung wurde ein flächendeckender, regional hochaufgelöster Geodatensatz mit zahlreichen Metadaten zu den einzelnen Anlagen geschaffen. Dieser bildet die Basis für die weitere Regionalisierung der Windenergie im Rahmen des NEP.

3.2 Klassifikation der Standorte nach Windhäufigkeit

Der Anlagentyp wird von der Windhäufigkeit und der Windgeschwindigkeit an einem Standort bestimmt. Um für jeden Standort den optimalen Anlagentyp auszuweisen, wird eine Standortklassifikation durchgeführt. Dafür wird die Weibullverteilung als Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten verwendet. Die Funktion der Weibullverteilung wird mit Gleichung (3-2) beschrieben, resultierende Häufigkeitsverteilungen sind exemplarisch in **Abbildung 3-2** dargestellt.

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3-2)$$

k	Formparameter
v	Windgeschwindigkeit
c	Skalenparameter

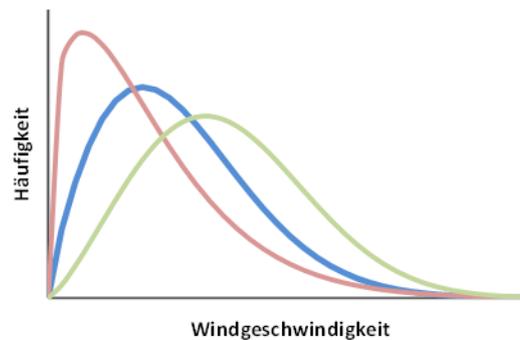


Abbildung 3-2: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit

Kleinräumige Weibull-Daten des DWD

Die Weibullverteilung in 80 m Höhe wird vom Deutschen Wetterdienst als 200 m Raster bereitgestellt /DWD-02 12/. In Kombination mit der Kennlinie der WEA ist eine Ausweisung der potenziellen Volllaststunden in 80 m Höhe pro Anlagentyp möglich. Die Leistung der unterschiedlichen Anlagentypen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit ist in **Abbildung 3-3** aufgetragen. Schwachwindanlagen erreichen die gleiche Nennleistung wie Starkwindanlagen bereits bei geringeren Windgeschwindigkeiten. Dies wird durch einen größeren Rotordurchmesser im Verhältnis zur Generatorgröße erreicht.

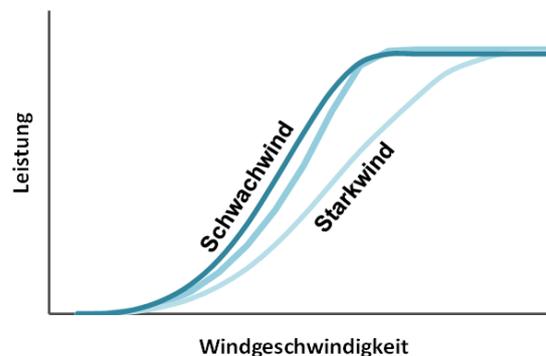


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der Leistungsentwicklung unterschiedlicher Anlagentypen in Bezug zur Windgeschwindigkeit

Nachfolgend werden basierend auf den Weibullverteilungen und einer Enercon E-82 E3 die potenziellen Volllaststunden (VLS) für das gesamte Bundesgebiet berechnet. Diese VLS dienen als Vergleichskriterium für verschiedene Standorte. Die realen VLS an den Standorten sind in der Regel höher, da größere Nabenhöhe und Anlagen mit geringeren Leistungsdichten (Verhältnis von Leistung des Generators zur vom Rotor überstrichenen Fläche) verwendet werden.

Zur Ermittlung des typischen Anlagentyps basierend auf den potenziellen VLS werden Bestandsdaten von 7.500 WEA mit Inbetriebnahmejahr ab 2010, einer Anlagenleistung von mindestens 1,2 MW und einer Gesamtleistung von 20 GW ausgewertet. In die Analyse geht die Leistungsdichte, die die Leistung pro Rotordurchmesser beschreibt, ein (siehe **Abbildung 3-4**). Die mittlere Leistungsdichte steigt an einigen Stellen sprunghaft an. Diese Sprünge sind bei Volllaststunden von etwa 850, 1.050, 1.700 und 2.150 zu erkennen, sodass vier Klassen (horizontale Balken) von „schwach“ über „mittel“ und „stark“ bis „sehr stark“ definiert werden können.

Bestandsanalyse zur Klassifikation der Standorte

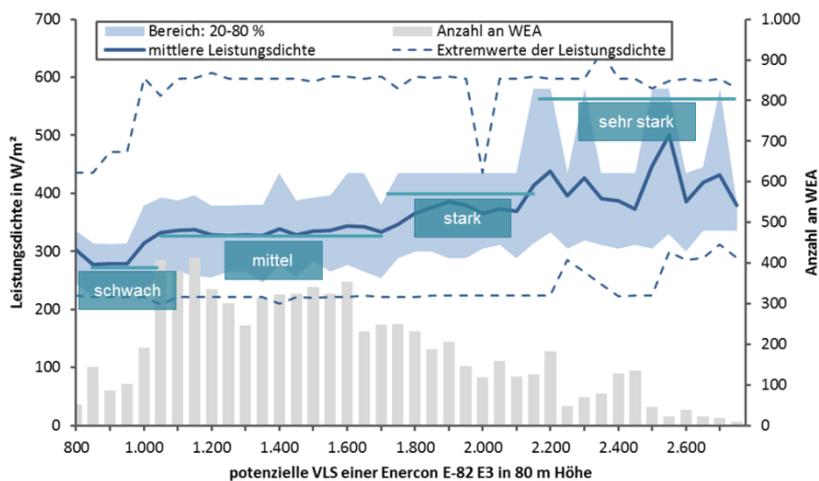


Abbildung 3-4: Leistungsichte bestehender Anlagen in Abhängigkeit der potenziellen Volllaststunden

Anhand der Leistungsdichte werden typische Anlagen mit einer typischen Nabenhöhe ausgewählt. Die Grenzen der tatsächlichen VLS der Anlagen werden aus den potenziellen VLS in 80 m Höhe extrapoliert. Dabei wird die logarithmische Abnahme des Zuwachses der Windgeschwindigkeit mit Zunahme der Höhe als Mehrertragsfaktor berücksichtigt. Daraus ergeben sich die Kennwerte für typische WEA in **Tabelle 3-2**.

Tabelle 3-2: Standortkategorien

Standortkategorie	Anlage	Leistungsdichte in W/m^2	Nabenhöhe in m	VLS in Nabenhöhe
schwach	Enercon E-115	280	140	> 1.300
mittel	Nordex N100	320	120	> 1.500
stark	Vestas V80	400	100	> 2.000
sehr stark	Enercon E-82 E3	570	100	> 2.600

Mit diesen Anlagentypen kann das Bundesgebiet auf einem 200 m Raster klassifiziert werden (siehe **Abbildung 3-5**). Zusätzlich zu den Anlagentypen in Tabelle 3-2 und Abbildung 3-5 wird im Rahmen dieser Studie eine weitere Standortkategorie („sehr schwach“) eingeführt, um alle Standorte abbilden zu können. In Abbildung 3-5 fallen die weißen Flächen in diese Kategorie.

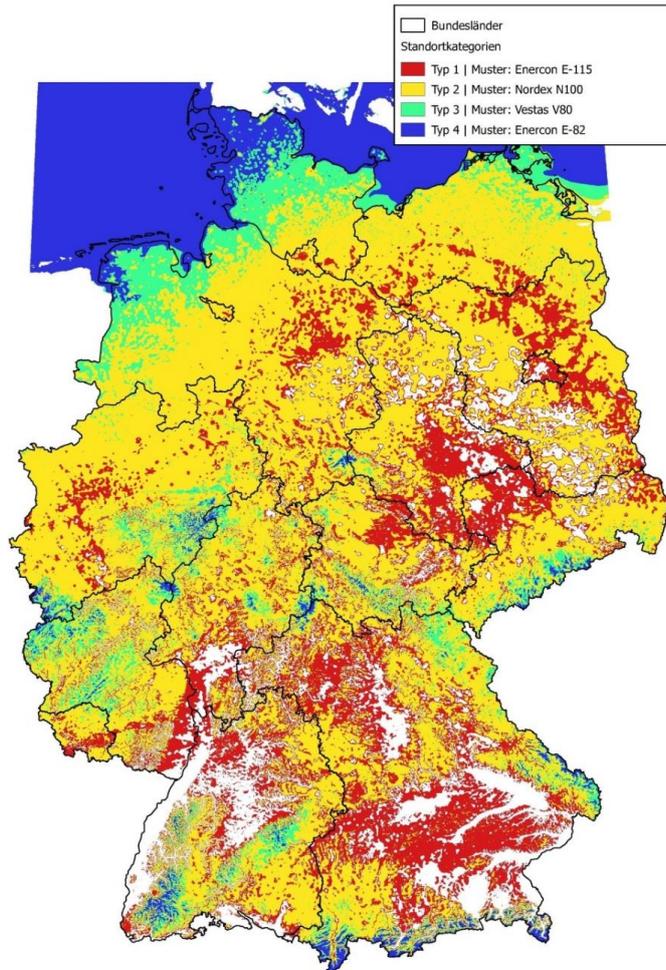


Abbildung 3-5: Standortklassifikation nach Anlagentypen mit Angabe von typischen Windenergieanlagen

Exkurs: Klassifikation in anderen Studien

BWE, IWES „Potenzial der Windenergienutzung an Land“	<p>3.2 Datengrundlage</p> <p>Die Datengrundlage bildet den Ausgangspunkt für die anstehenden Berechnungen. Die für die Bewertung der Flächeneignung verwendeten Daten sind georeferenzierte Oberflächenbedeckungsdaten von CORINE [Corine] (Auflösung 100x100m) und Infrastruktur- (z. B. Straßen, Schienen, Stromleitungen)[BKG 2003] und Sonderflächendaten (Naturschutzgebiete) [BKG 2008] des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie. Für die Ertragsberechnungen wurden die Winddaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) [DWD] (statistisches Wind Modell, A und k Parameter einer Weibullverteilung für 80 m über Grund, Auflösung 1 km x 1 km) verwendet. Die Umrechnung auf Nabenhöhe erfolgte durch Extrapolation mit dem logarithmischen Windprofil. Die dafür verwendeten Rauigkeitsparameter stammen aus dem Windatlas [RISO 1990] und wurden für jede Corine-Klasse zugewiesen.</p>																																
UBA, IWES „Potenzial der Windenergienutzung an Land“	<p>WETTERDATEN</p> <p>Die Genauigkeit von Ertragsberechnungen ist in hohem Maße von der Art der verwendeten Wetterdaten abhängig. Zum derzeitigen Stand ermöglichen sogenannte numerische Analysedaten aus mesoskaligen Wettermodellen eine vergleichsweise genaue Darstellung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhen von mehr als 100 m. Diese Studie basiert auf den Analysedaten des COSMO-DE-Modells des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Es handelt sich hierbei um ein Gitterpunktmodell, welches vom DWD zur täglichen Wettervorhersage eingesetzt wird. Es stellt die zeitliche Entwicklung der Modellvariablen (Luftdruck, Temperatur, Windgeschwindigkeit etc.) in einem dreidimensionalen Gitter vom Erdboden bis zur Obergrenze der Atmosphäre dar. Das Modell bietet eine horizontale Auflösung von 2,8 km².</p> <p style="text-align: center;">+ Langfristiges Mittel nach „ForWind 2012“</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="4">Dokumentation COSMO-DE</th> </tr> <tr> <th>k</th> <th>z (m)</th> <th>Δz (m)</th> <th>p₀ (hPa)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>45</td> <td>258.21</td> <td>80.71</td> <td>969.79</td> </tr> <tr> <td>46</td> <td>183.93</td> <td>67.86</td> <td>978.40</td> </tr> <tr> <td>47</td> <td>122.32</td> <td>55.36</td> <td>985.59</td> </tr> <tr> <td>48</td> <td>73.03</td> <td>43.21</td> <td>991.38</td> </tr> <tr> <td>49</td> <td>35.72</td> <td>31.43</td> <td>995.77</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>10.00</td> <td>20.00</td> <td>998.82</td> </tr> </tbody> </table>	Dokumentation COSMO-DE				k	z (m)	Δz (m)	p ₀ (hPa)	45	258.21	80.71	969.79	46	183.93	67.86	978.40	47	122.32	55.36	985.59	48	73.03	43.21	991.38	49	35.72	31.43	995.77	50	10.00	20.00	998.82
Dokumentation COSMO-DE																																	
k	z (m)	Δz (m)	p ₀ (hPa)																														
45	258.21	80.71	969.79																														
46	183.93	67.86	978.40																														
47	122.32	55.36	985.59																														
48	73.03	43.21	991.38																														
49	35.72	31.43	995.77																														
50	10.00	20.00	998.82																														

3.3 Flächen

Nachfolgend werden verschiedene Flächenkategorien für WEA betrachtet. Zum einen die Ergebnisse einer Weißflächenanalyse (siehe auch Beispiel /IWES-02 11/ und /UBA-04 13/) zum anderen auch die von der Raumplanung für WEA definierten Flächen und beinhaltet somit Windpotenzialflächen, Windeignungsgebiete und Windvorranggebiete.

3.3.1 Windeignungsgebiete

Windeignungs- und -vorranggebiete (kurz WEG) werden von den Raumplanungsbehörden mit dem Ziel eines räumlich koordinierten Zubaus von WEA ausgewiesen. Sie basieren häufig auf sehr detaillierten Weißflächenanalysen und berücksichtigen auch regionale Ziele (Sichtachsen, Tourismus), die häufig nicht Bestandteil von anderen Weißflächenanalysen sind. Falls verfügbar, werden auch aktuelle Planentwürfe zu den WEG gezählt.

Durch die Abfrage der ÜNB und der BNetzA bei den Planungsverantwortlichen der Bundesländer wurden umfassende, aktuelle Geodaten zu WEG zusammengetragen. Diese ergänzen oder ersetzen die Geodaten der vorangegangenen Regionalisierungen. In **Abbildung 3-8** sind die resultierenden, ausgewiesenen Flächen für WEA in Deutschland dargestellt. In fast allen Bundesländern resultieren aktuelle, ausgewiesene oder im Entwurf zur Ausweisung befindliche Flächen für WEA.

1 % der Landesfläche sind für WEA ausgewiesen

Die Zusammenführung von älteren und neueren Geodaten erfolgt nicht ausschließlich über die Metadaten. Auch die Verteilung und Form der WEG, sowie die Relevanz für die bestehenden WEA werden dabei berücksichtigt. Nachfolgende Beispiele sollen das Vorgehen verdeutlichen.

In Mittelhessen wurden die alten Geodaten (Abbildung 3-6, blau) durch die neueren Geodaten (Abbildung 3-6, gelb) ersetzt.

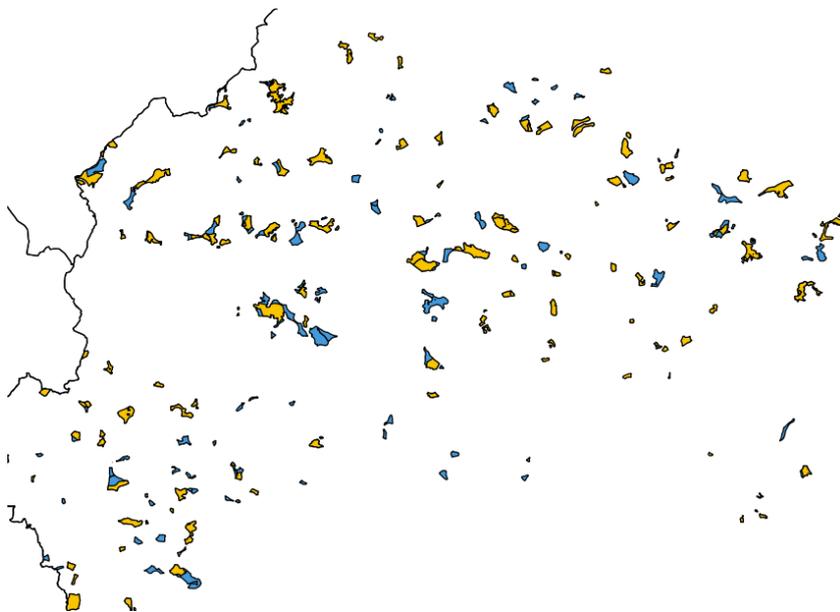


Abbildung 3-6: Neuer Datensatz ersetzt alten Datensatz

In Niedersachsen ergänzen die neuen Geodaten (Abbildung 3-7, rot) die älteren Geodaten (Abbildung 3-7, pink und blau). Die Bedeutung der älteren Geodaten wird durch die regionale

Verteilung der bestehenden WEA (Abbildung 3-7, schwarze Punkte) deutlich. Diese liegen ebenfalls in WEG, welche aber nicht Bestandteil der neuen Geodaten sind.



Abbildung 3-7: Neuer Datensatz ergänzt alte Datensätze

Die ausgewählten Geodaten sind in Tabelle 3-3 aufgelistet. Diese Tabelle weist – soweit möglich - Art der Fläche (WEG: Windeignungsgebiet, WVR: Windvorranggebiet, WFL: Windfläche, WKZ: Windkonzentrationsfläche, WVB: Windvorbehaltsgebiet) und Stand (Entwurf, 2. Entwurf) aus. Bei der Auswertung der verschiedenen Geodaten ist eine eindeutige Zuweisung dieser Attribute nicht immer möglich. Auch der Stand der Flächenausweisung bzw. des Entwurfs kann nicht zuverlässig bestimmt werden. Die Einteilung in alt und neu bezieht sich auf die vorangegangene Regionalisierung (NEP 2030, Version 2017). Datensätze die bereits zuvor genutzt wurden sind unabhängig von ihrer Gültigkeit als „alt“ markiert. Neu hinzugekommene Datensätze werden als „neu“ markiert. Zum Beispiel wurden sämtliche Geodaten in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern erneuert und die Stadtstaaten Hamburg und Bremen ergänzt.

Die Summe der Flächen beträgt 3.347 km² bzw. rund 1 % der Landesfläche Deutschlands, siehe Tabelle 3-4.

Tabelle 3-3 Geodaten zu den ausgewiesenen Flächen

BL	Planungsregion	Typ	Anmerkung	Alt/Neu
BB	Brandenburg	WEG		neu
BB	Oderland-Spree	WEG		neu
BB	Prignitz-Oberhavel	WEG	2. Entwurf	neu
BW	Donau-Iller	WVR	Entwurf	alt
BW	Donau-Iller	WVR		alt
BW	Hochrhein-Bodensee	WVR		neu
BW	Mittlerer Oberrhein	WEG		alt
BW	Ostwürttemberg	WEG		alt
BW	Rhein-Neckar-Kreis	WEG		alt
BW	Stuttgart	WVR		alt
BW	Südlicher Oberrhein			alt
BW	Verband Region Rhein-Neckar	WVR		alt
BY	Bayern	WVB, WVR		neu
HB	Bremen			neu
HE	Mittelhessen	WVR		neu
HE	Nordhessen	WEG		neu
HE	Südhessen	WVR		alt
HH	Hamburg			neu
MV	Mecklenburgische Seenplatte	WEG	exkl. Entwurf	neu
MV	Mecklenburgische Seenplatte	WEG	Entwurf	neu
MV	Rostock	WEG	Entwurf	neu
MV	Vorpommern	WEG	2. Entwurf	neu
MV	Westmecklenburg	WEG	Entwurf	neu
NI	Niedersachsen	WVR		alt
NI	Niedersachsen	WVR		neu
NW	Arnsberg	Bereich		alt
NW	Düsseldorf			neu
NW	Kohlenhuck	WEG		neu
NW	Köln	WKZ		neu
NW	Münsterland	WVR		alt
NW	Ostwestfalen-Lippe, OWL	WVR		alt
RP	Region Trier	WVR		alt
RP	Rheinhausen	WVR		alt
RP	Rheinhausen	WVR	noch nicht beschlossen	alt
RP	Rheinlandpfalz Nord, FNP SGDN	WVR	o. Fläche m. Höhenbeschr 35 m	neu
RP	Rheinlandpfalz Nord, MW	WVR		alt
RP	Rheinlandpfalz Süd, FNP	SG		alt
RP	Rheinlandpfalz Süd, FNP	SG	geplant	alt
RP	Rheinlandpfalz Süd, RHN	WVR		alt
RP	Rheinlandpfalz Süd, RN	WVB		alt
RP	Rheinlandpfalz Süd, RN	WVR		alt
RP	SGD Süd	WEG		neu
RP	VRRN	WVB		alt
RP	VRRN	WVR		alt
RP	Westpfalz	WVR		alt
SH	Schleswig-Holstein	WVR		neu
SH	Schleswig-Holstein	WFL		neu
SL	Saarland	WVR		alt
SL	Saarland	WKZ		neu
SN	Chemnitz	WVR, WEG		alt
SN	Chemnitz Ostteil			neu
SN	Chemnitz-West Sachsen, Südwestsachsen	WFL		alt
SN	Leipzig Westsachsen	WVR, WEG		alt
SN	Oberes Elbtal Osterzgebirge	WEG		neu
SN	Oberes Elbtal Osterzgebirge	WVR		neu
SN	Oberlausitz Niederschlesien	WVR, WEG		alt
ST	Altmark	WVR		alt
ST	Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg		2. Entwurf	neu
ST	Halle	WEG		alt
ST	Halle	WVR		alt
ST	Harz	WVR		alt
ST	Magdeburg	WEG		alt
ST	Magdeburg	WVR		alt
TH	Ostthüringen	WEG	Entwurf	neu
TH	Ostthüringen	WVR		neu
TH	Thüringen Mitte	WEG	Entwurf	alt
TH	Thüringen Mitte	WVR		neu
TH	Thüringen Nord	WEG		alt
TH	Thüringen Süd-West	WEG		alt

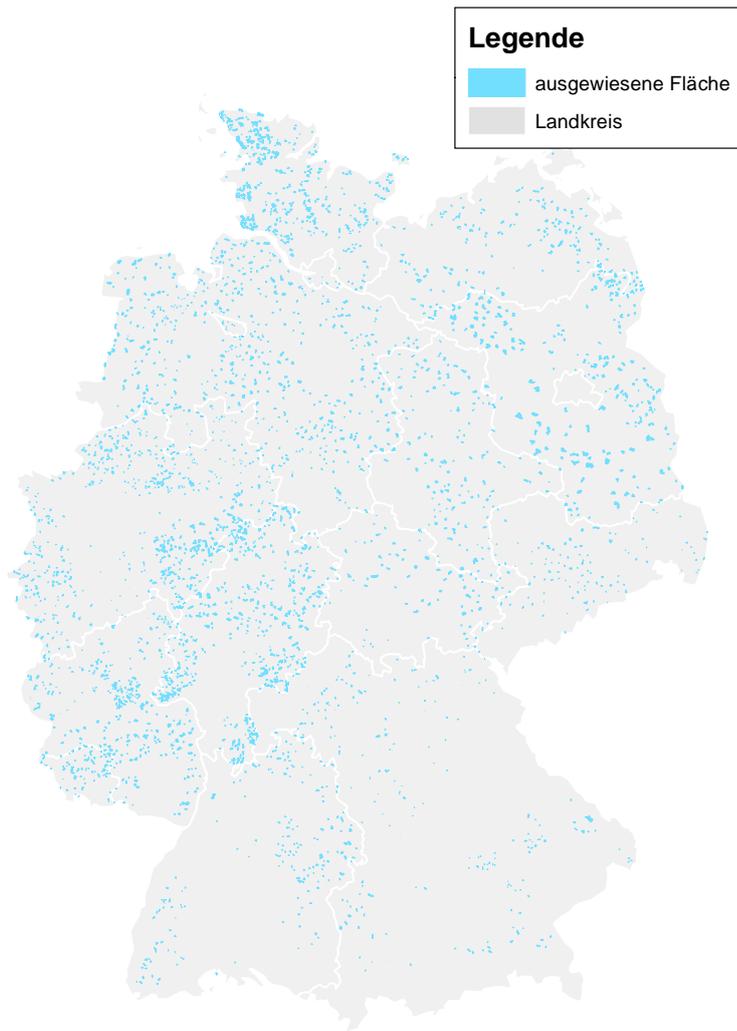


Abbildung 3-8: Ausgewiesene Flächen für Windenergie in Deutschland

Tabelle 3-4 Ausgewiesene Flächen, Eingangsdaten für das Modell

AGS	BL	Fläche in WEG in km ²	Fläche des BL in km ²	Anteil
01	SH	367	15.900	2,3 %
02	HH	2	800	0,2 %
03	NI	448	47.800	0,9 %
04	HB	3	400	0,8 %
05	NW	407	34.100	1,2 %
06	HE	472	21.100	2,2 %
07	RP	211	19.900	1,1 %
08	BW	129	35.800	0,4 %
09	BY	96	70.500	0,1 %
10	SL	45	2.600	1,7 %
11	BE	11	900	0,0 %
12	BB	635	29.700	2,1 %
13	MV	172	23.300	0,7 %
14	SN	60	18.500	0,3 %
15	ST	200	20.600	1,0 %
16	TH	104	16.200	0,6 %
	DE	3.362	357.400	0,9 %

3.3.2 Weißflächenanalyse

Im Rahmen der Weißflächenanalyse werden alle für WEA verfügbaren Flächen bestimmt. Als Ausschlussflächen werden dabei Schutzgebiete, Siedlungen, Verkehrswege, Gewässer, Moore, Sümpfe und Drehfunkfeuer sowie die Abstände zu diesen Flächen berücksichtigt. Zusätzlich werden Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit (harte bzw. weiche Restriktion), wie beispielsweise Waldgebiete und Naturparks, definiert. Zu den Ausschlussflächen gehören auch Standorte mit einer starken Hangneigung. Dabei wird – basierend auf den Ergebnissen einer Bestandsanalyse – angenommen, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 10° bei einer Gitterweite von 35 m (EU-DEM v1.1 /EEA-04 16/) nicht erschlossen werden. In Tabelle 3-5 sind die eingehenden Nutzungsflächen, deren Restriktionskategorie (1: Tabufläche, 2: harte Restriktion, 3: weiche Restriktion) und den zulässigen Abständen zu Windenergieanlagen aufgelistet. Die Einteilung der Restriktionskategorie und die Abstände basieren auf /BFI-01 16/, /BMWI-14 13/ und /NIE-01 16/.

3 unterschiedliche Restriktionen/Tabuflächen für WEA

Tabelle 3-5 Restriktionen im Rahmen der Weißflächenanalyse

	Nutzungs-/Flächenkategorie	Restriktionskategorie	Abstand
Naturschutzrechtliche Festlegungen	Naturschutzgebiet	1	600
	Naturpark	3	500
	Nationalpark	1	500
	Landschaftsschutzgebiet	2	500
	Biosphärenreservat Zone I+II	1	500
	Biosphärenreservat Zone III	2	500
	Flora-Fauna-Habitat-Gebiet (FFH-Gebiet)	2	500
	SPA-Gebiet (Vogelschutz)	2	500
	Wasserschutzgebiet Zone I+II	1	0
	Wasserschutzgebiet Zone III	2	0
	Feuchtgebiet nach Ramsar	2	300
Tatsächliche Flächennutzung	Wald	2	0
	Stehendes Gewässer	1	20
	Fließendes Gewässer	1	20
	Landwirtschaft	3	0
	Offenland	3	0
	Moor, Sumpf	1	20
	Reine Wohngebiete innerhalb von Ortslagen	1	1.000
	Industrie und Gewerbe	2	600
	Halde, Bergbau, Tagebau	2	0
	Siedlungsfreiflächen	1	750
	Bahnstrecke	1	100
	Bahnverkehr	1	100
	Platz	1	100
	Leitung (>= 110 kV)	1	100
	Autobahnen	1	150
	Bundestraßen	1	100
	Flugverkehr (Flughafen)	1	0
	Flughafen-Puffer	2	5.000
	Flugplatz-Puffer	2	1.800
	Drehfunkfeuer	Drehfunkfeuer Innenring	1
Drehfunkfeuer Außenring		2	3.000 bis 15.000
Hangneigung	größer als 10°	1	0

Die Geodaten der Schutzgebiete werden aus /BFN-01 17/, /BFN-01 13/ und /BFG-01 13/ verwendet. Die räumlichen Flächennutzungsdaten basieren auf /BKG-01 13/. Die Drehfunkfeuer wurden anhand einer räumlichen Bildverarbeitung des angebotenen WMS in Geodaten umgewandelt. In **Abbildung 3-9** sind die Drehfunkfeuer (a) dargestellt, sowie die Gebiete mit großer Hangneigung (b). Eine Korrelation mit den Gebirgen in Deutschland ist eindeutig zu erkennen.

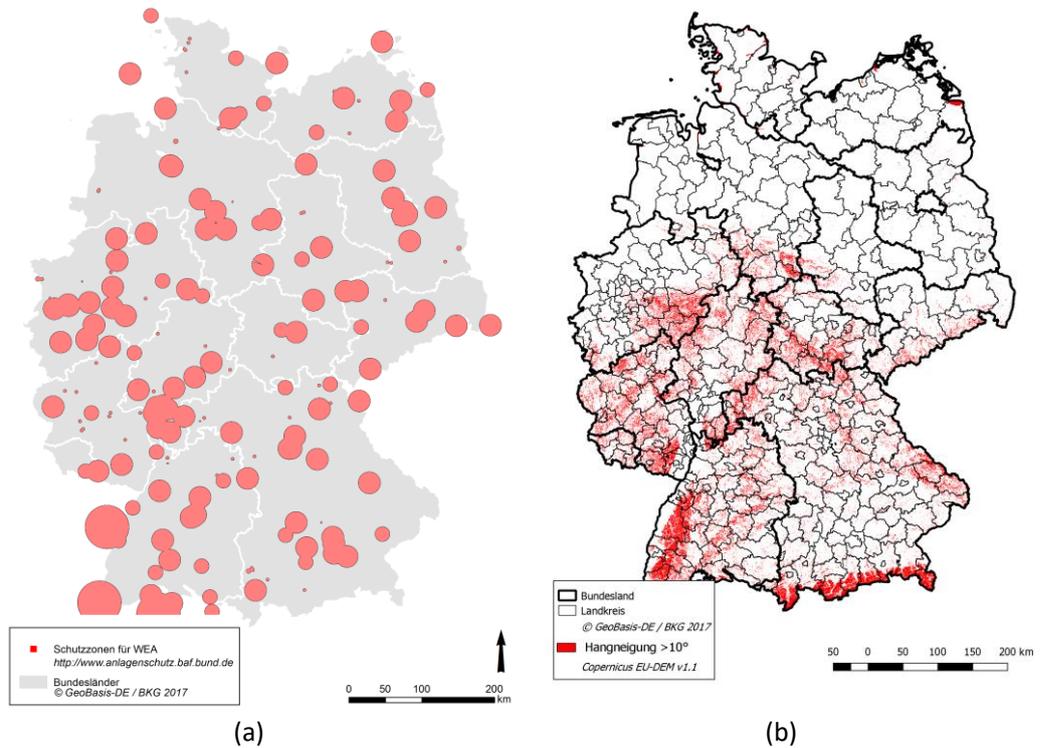
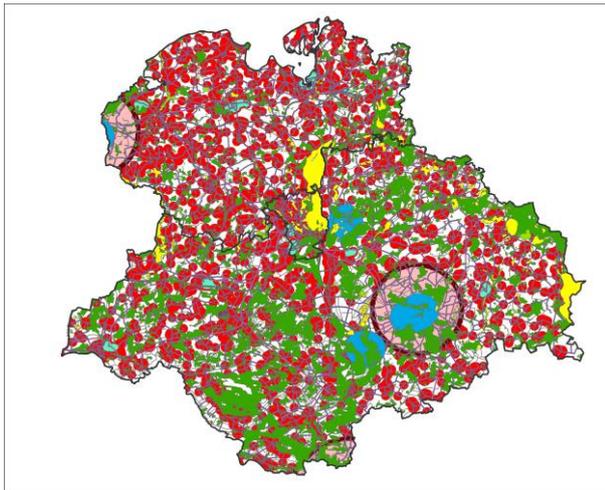
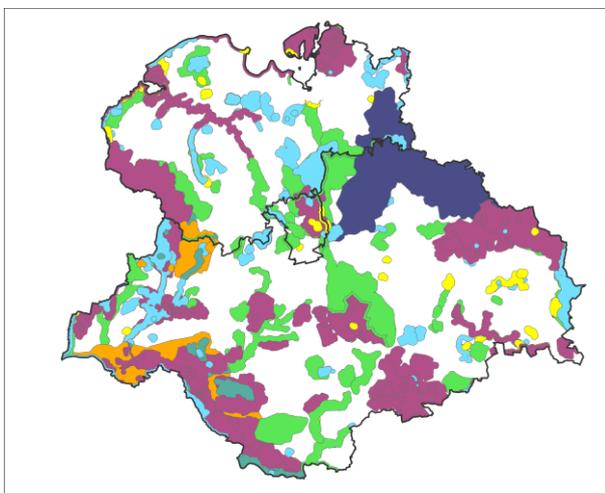


Abbildung 3-9: Schutzzonen um Drehfunkfeuer und Hangneigung größer 10° als Ausschlussflächen

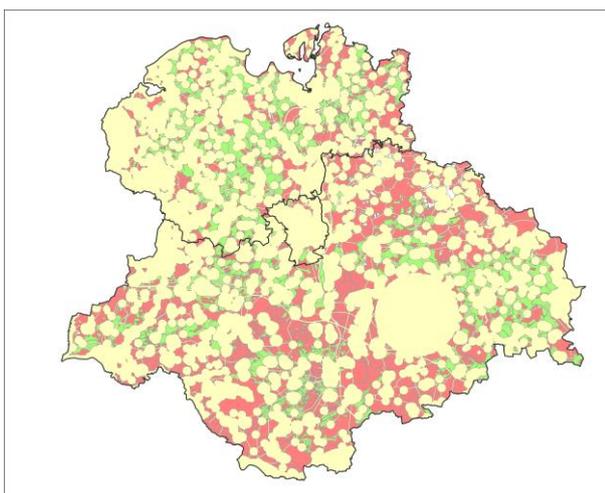
Die Flächennutzung und Schutzgebiete sind exemplarisch für die westlichen Landkreise von Mecklenburg-Vorpommern in **Abbildung 3-10** dargestellt. Es ist eine starke räumliche Überschneidung der Geodaten der Kategorien mit den entsprechenden Abständen ersichtlic. Daraus wird ein bundesweiter flächendeckender Datensatz mit der restriktivsten Kategorie pro Fläche berechnet.



- Autobahn
- Bundesstraße
- Drehfunkfeuer Außenring
- Drehfunkfeuer Innenring
- Flugverkehr
- Flugplatz Buffer
- Gewässer fließend
- Gewässer stehend
- GHDI
- Halde
- Leitung
- Moor
- Siedlung Freiflächen
- Siedlung Innerorts
- Wald



- Biosphärenreservat Zone I+II
- Biosphärenreservat Zone III
- FFH-Gebiet
- Landschaftsschutzgebiet
- Naturpark
- Naturschutzgebiet
- Feuchtgebiet nach Ramsar
- SPA-Gebiet



- Keine Restriktion
- Tabuflächen
- Harte Restriktion

Abbildung 3-10: Flächennutzung, Schutzgebiete und resultierende Weißflächenanalyse

In Kombination mit der Standortklassifikation der Windhäufigkeit können alle Flächen in Abhängigkeit des Windanlagentyps ausgewiesen werden, sodass die potenziellen Standorte der WEA vorliegen. In **Abbildung 3-11** sind diese nach Art der Restriktion und Windhäufigkeit

differenziert eingefärbt. Es sind die Schutzzonen um die Drehfunkfeuer und die großen Waldgebiete in Hessen deutlich zu erkennen.

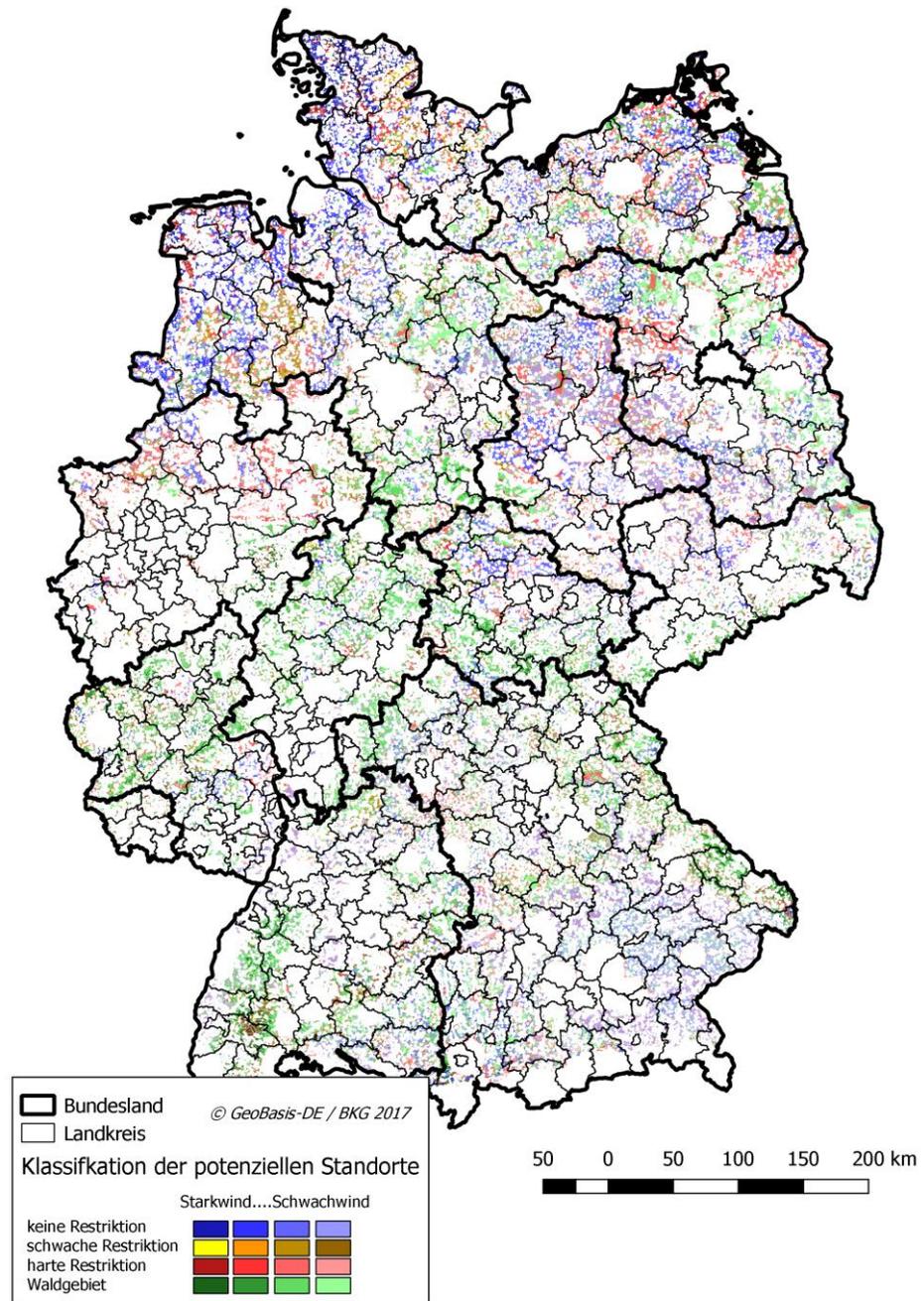


Abbildung 3-11: Klassifikation der potenziellen Standorte

Die Weißflächenanalyse liefert einen einheitlich modellierten, regional aufgelösten und nach verschiedenen Windhäufigkeiten differenzierten Datensatz zu den verfügbaren Flächen für WEA. Die Umrechnung der verfügbaren Flächen in elektrische Leistung bzw. Anzahl Anlagen ist Gegenstand des nachfolgenden Kapitels.

3.4 Potenzialbewertung

Das Ziel der anlagenscharfen Ausbaumodellierung mit dem Windszenario-Tool (WiSTI) ist die Bestimmung einer optimalen Konfiguration für Windparks in ausgewiesenen Flächen. Dabei wird der für einen Standort (Windhäufigkeit, Wald etc.) geeignete Windenergieanlagentyp mit dem spezifischen Rotordurchmesser, der den notwendigen Abstand zwischen den Anlagen bestimmt, explizit berücksichtigt. Die Windparks werden nach der Hauptwindrichtung ausgerichtet und in der typischen Ellipsenform aufgebaut, wie in **Abbildung 3-12** links dargestellt. Anhand von variablen Parametern wird das Gitter des imaginären Windparks verschoben und gedreht (Abbildung 3-12 Mitte). Für die Bewertung der Anlagenkonfiguration dient der potenzielle Ertrag. Berechnet wird dieser anhand der Weibulldaten der Windgeschwindigkeit vom Deutschen Wetterdienst DWD und den Kennlinien der für den Standort geeigneten WEA unter Berücksichtigung unterschiedlicher Nabenhöhen. Mit der Summe des potenziellen Ertrags aller WEA je Konfiguration wird die beste Konfiguration des Windparks ermittelt (Abbildung 3-12 rechts). Eine umfangreiche Beschreibung des Modells befindet sich in /FFE-46 17/.

WiSTI „plant“ die Windparks und bestimmt die Leistung je Polygon



Abbildung 3-12: Ermittlung der besten Windparkkonfiguration

3.5 Mantelzahl auf Bundeslandebene

Vor einer kleinräumigen Modellierung des Zubaus von WEA werden basierend auf verschiedenen Datenquellen Mantelzahlen auf Bundeslandebene gebildet. Diese Mantelzahlen bilden die Basis für die kleinräumige Verteilung im nachfolgenden Kapitel. Die vorgelagerte Berechnung von Bundeslandmantelzahlen soll die Ausbauziele von Bund und Länder, sowie der unterschiedliche Stand der Ausweisung von Flächen für WEA in Einklang bringen. Zusätzlich werden auch regionale Informationen –zum Beispiel die Ergebnisse von Ausschreibungsrunden – berücksichtigt.

Für jedes Bundesland werden nachfolgende Daten erfasst:

- (1) Aktueller Anlagenbestand mit Referenz 30.09.2017
- (2) Noch nicht realisierte Windenergieanlagen mit einem Genehmigungsdatum in 2016 und Meldedatum bis 31.01.2017 (Melderegister der BNetzA)
- (3) 90% der bezuschlagten Windenergieanlagen aus den bis zum 15.06.2018 erfolgten Ausschreibungsrunden
- (4) Bewertetes Restpotential
- (5) Ausbauziele der Bundesländer

Im ersten Schritt wird für jedes Bundesland ein Kurzfriststützpunkt bestimmt, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentiert. Der Kurzfriststützpunkt ergibt sich zunächst aus dem jeweiligen Anlagenbestand (1), den im Jahr 2016 genehmigten, jedoch noch nicht realisierten Windenergieanlagen (2) sowie aus 90 % der in den Ausschreibungsrunden bezuschlagten Anlagenleistung (3). Darüber hinaus haben die ÜNB für jedes Bundesland eine Prognose für den Kurzfriststützpunkt auf Basis einer BNetzA-Abfrage bei den Verteilnetzbetreibern zum erwarteten Anlagenzubau erstellt. Übersteigt diese Prognose den zuvor ermittelten Kurzfriststützpunkt aus der Summe von (1) bis (3), wird der Kurzfriststützpunkt auf Basis der Angaben der Verteilnetzbetreiber gewählt.

Der Kurzfriststützpunkt wird entsprechend nicht zwischen den Szenarien unterschieden.

Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau, nachfolgend Netto-Restzubau. Der Netto-Restzubau wird anteilig nach dem bewerteten Restpotential (4) auf die Bundesländer verteilt. Das bewertete Restpotential ergibt sich aus einer Kategorisierung und Bewertung der noch potentiell erschließbaren Standorte eines Bundeslandes anhand **Tabelle 3-6**. Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele (5) stellen dabei eine Grenze für den Zubau in einem Bundesland dar. Bei Erreichen des Ausbauziels eines Bundeslands wird das bewertete Restpotential des betroffenen Bundeslands für die Verteilung des verbliebenen Netto-Restzubaus mit 95% abgewertet. Dadurch wird der Netto-Restzubau vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt.

Tabelle 3-6 Bewertung der verschiedenen Restriktionsklassen

Restriktion	Ohne Restriktion	Weiche Restriktion	Harte Restriktion	Tabu-Fläche
Bewertung	100 %	50 %	10 %	0 %

3.6 Modellablauf

Die Modellierung der Windenergieanlagen (WEA) erfolgt standortscharf. Somit müssen sämtliche Eingangsdaten mit exakten Geodaten vorliegen. Diese Anforderung betrifft den Anlagenbestand, den Anlagenrückbau, die ausgewiesenen Flächen und die Weißflächenanalyse. Das Potenzial in ausgewiesenen Flächen und in den Weißflächen wird ebenfalls standortscharf erfasst. Um einen möglichst aktuellen Datenbestand nutzen zu können, werden unter anderem die Anlagenregister der Bundesnetzagentur zum Stand 28.02.2018 genutzt. Diese bilden mehr WEA ab, als Bestandsanlagen zum Stichtag 31.12.2017 vorliegen. Sie umfassen den Neubau zwischen dem 01.01.2018 und dem 28.02.2018 und die bereits genehmigten WEA. Die Zusammenführung dieser verschiedenen „Ausbaustufen“ ist in Abbildung 3-13 skizziert. Mit fortschreitendem Betrachtungszeitpunkt müssen zunächst die bereits errichteten WEA („Neubau“), später die heute genehmigten WEA und dann die potenziellen Standorte in ausgewiesenen Flächen („Potenzial in WEG“) berücksichtigt werden. Zusätzlich ist mit fortschreitendem Betrachtungszeitpunkt auch der Rückbau von WEA zu erfassen. Ferner wird der Rückbau von WEA das Restpotenzial in WEG erhöhen.

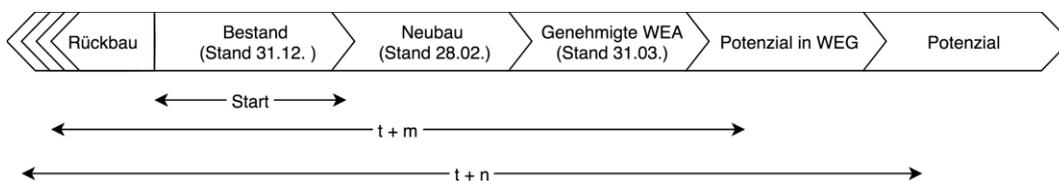


Abbildung 3-13: Zusammensetzung des regionalen Szenarios aus verschiedenen Datensätzen

Die Zusammenführung der oben dargestellten Datensätze und Teilmodelle zum Regionalisierungsmodell für WEA ist in Abbildung 3-14 dargestellt. Zunächst wird aus den Geodaten zum WEA-Bestand unter Berücksichtigung einer technischen Lebensdauer von 25 Jahren die Entwicklung der „Rest“-WEA für jedes Modelljahr bestimmt.

In den heute ausgewiesenen Flächen für (WEG) sind bereits WEA errichtet. Unter Berücksichtigung typischer Abstandsellipsen (siehe Modell WiSTI) wird die noch verfügbare Fläche ermittelt. Diese wird mittels WiSTI in ein elektrisches Zubaupotenzial umgerechnet, dabei wird – in Abhängigkeit von der Windhäufigkeit – nach verschiedenen Standortklassen differenziert.

Für jedes Szenario und Jahr liegen die Mantelzahlen, also die installierte Leistung an WEA, auf Ebene der Bundesländer vor. Aus dem Abgleich mit dem „Rest“-Anlagenbestand ergibt sich die zuzubauende Leistung (je Szenario, Jahr und Bundesland).

Sollte die zuzubauende Leistung kleiner als das in WEG verfügbare Potenzial sein, werden ausschließlich Standorte in WEG erschlossen. Die Erschließungsreihenfolge richtet sich dabei nach den Standortklassen. Zum Beispiel werden alle Standorte der Klasse „sehr stark“ und „stark“ vollständig erschlossen, Standorte der Klasse „mittel“ zu 35 %. Weitere Standortklassen werden nicht erschlossen.

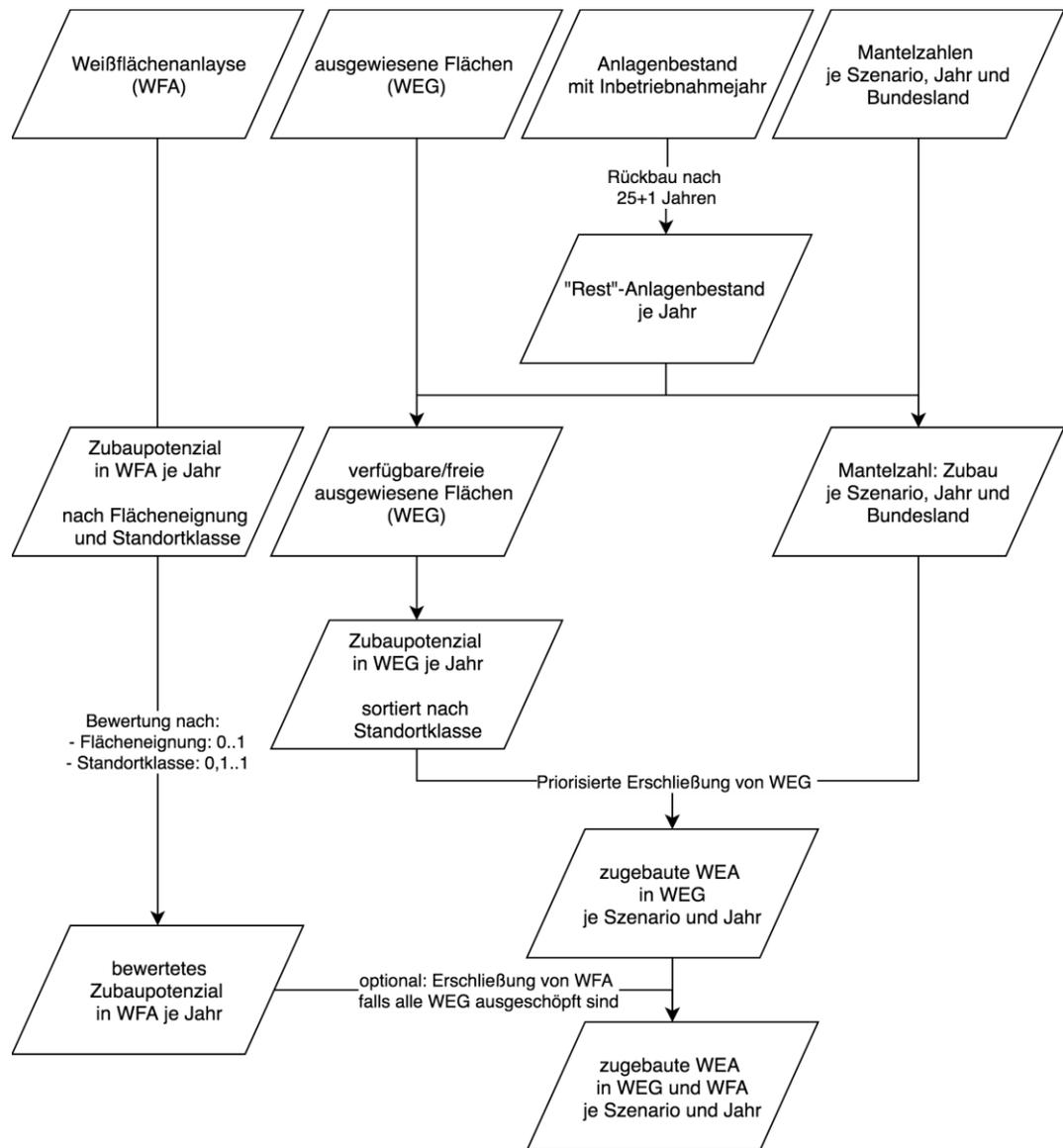


Abbildung 3-14: schematischer Modellablauf

Wenn die verfügbaren Standorte in WEG nicht genügen, um das Bundeslandziel zu erreichen, werden die Ergebnisse der WFA hinzugezogen. Die verschiedenen Restriktionsklassen werden mit den Werten nach Tabelle 3-7 bewertet. Damit reduziert sich das Potenzial, die resultierende Größe wird nachfolgend als bewertetetes Potenzial bezeichnet. Das bewertetete Potenzial dient nun als Verteilungskriterium für die nach Erschließung aller WEG noch zu verteilende Leistung.

Tabelle 3-7 Bewertung der verschiedenen Restriktionsklassen

Restriktion	Ohne Restriktion	Weiche Restriktion	Harte Restriktion	Tabu-Fläche
Bewertung	100 %	50 %	10 %	0 %

4 | Photovoltaik

Die regional unterschiedliche Entwicklung des Bestandes von Gebäude- (GEB-PVA) und Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA) (siehe **Abbildung 4-1**) ist eine Folge der unterschiedlichen standortbedingten Potenziale und den unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Sie erfordert eine differenzierte Betrachtung dieser beiden EE-Technologien. Dies betrifft insbesondere die Erfassung von Potenzialflächen und die Regionalisierung des Zubaus. Der Anlagenbestand kann für beide Technologien über die Anlagenregister erfasst werden. Eine Anreicherung mit weiteren Metadaten, analog zu den Windenergieanlagen (vgl. Kapitel 3.1), wird für eine Differenzierung nach Art der Gebäudenutzung durchgeführt.

Unterscheidung
nach Freiflächen-
und Gebäude-PVA

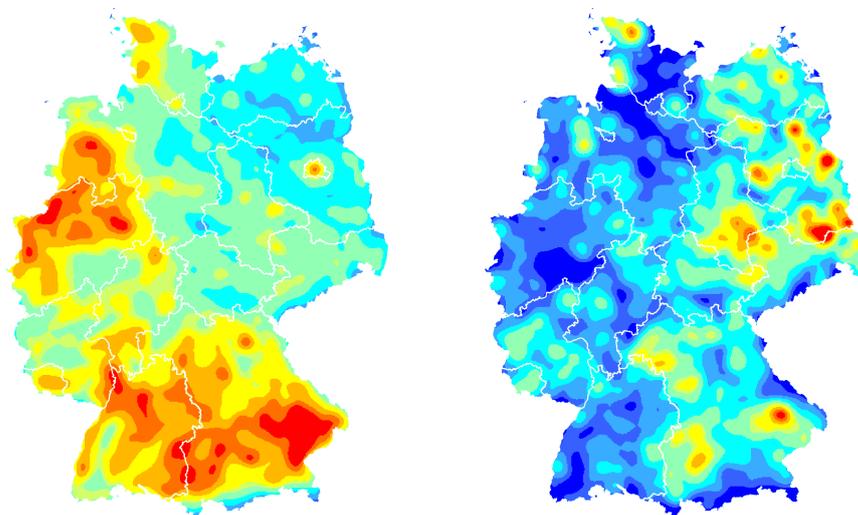


Abbildung 4-1: Heatmap der regionalen Verteilung des Anlagenbestandes von Gebäude- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen

4.1 Anlagenbestand

Die EEG-Datenbank (EEG-DB) der FfE basiert auf einem Verfahren zur konsolidierten Zusammenführung verschiedener Datenquellen und Formate, sowie zur Anreicherung der Datensätze mit weiteren Metadaten. Da sich sowohl der Informationsgehalt der Datensätze, das Datenformat als auch die Bereitsteller der Daten über die Zeit geändert haben, wird das Verfahren mit jeder Änderung angepasst.

Die Erfassung des Anlagenbestands erfolgte zunächst über monatliche Downloads der aktuellen Anlagenregister der ÜNB von deren Internetseiten sowie über jährliche Downloads der Anlagenregister (Jahresmeldung) und Bewegungsdaten im August. Seit August 2014 werden neue PVA dem PV-Anlagenregister der Bundesnetzagentur entnommen. Die Meldungen der ÜNB wurden mit diesem Zeitpunkt teilweise eingestellt. Darüber hinaus wurde der Datenbestand um die „EE-Jahresabrechnung 2016“ des Marktstammdatenregisters ergänzt.

Im Rahmen der EEG-DB werden den PVA weitere Attribute hinzugefügt. Für viele Analysen ist die Art der Anlage bzw. die Nutzung des Gebäudes, auf dem die PVA installiert ist, relevant. Die Anreicherung der PVA mit dem Attribut „Anlagentyp“ ist in **Abbildung 4-2** dargestellt.

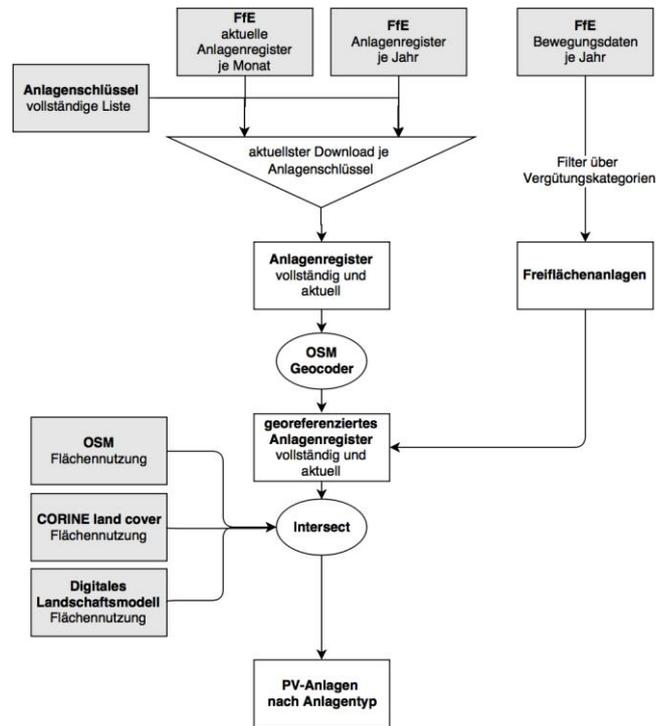


Abbildung 4-2: Aufbereitung der Anlagenregister

Über die Vergütungskategorien aus den Bewegungsdaten können FF-PVA identifiziert werden. Nach der Georeferenzierung von GEB-PVA basierend auf dem OpenStreetMap-Datensatz (OSM) werden die Flächennutzung (basierend auf /CLC-01 09/, /OSM-01 12/, /BKG-01 13/) und daraus die Gebäudenutzung (Wohnen, Landwirtschaft, Industrie & GHD) je PVA abgeleitet. Es resultiert ein PVA-Bestand mit den Attributen der Anlagenregister, angereichert mit der Art des Gebäudes. **Abbildung 4-3** stellt den georeferenzierten Anlagenbestand für eine Stadt dar.

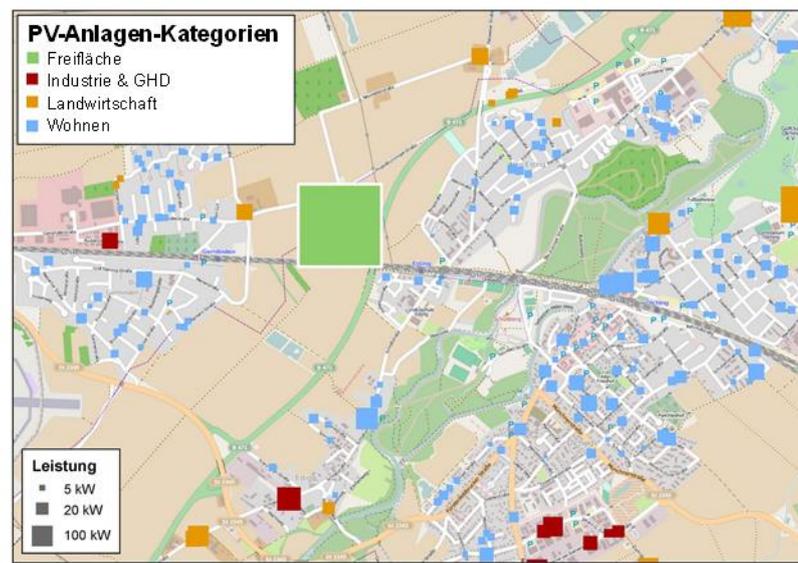


Abbildung 4-3: Georeferenzierte PVA mit verschiedenen Anlagentypen; Hintergrundkarte /OSM-03 15/

4.2 Potenzial: Gebäude

Das Modell zur Beschreibung des PVA-Zubaus wird ein nach Art der Gebäudenutzung differenziertes PVA-Potenzial benötigt. Die unterschiedlichen Gebäudenutzungen werden durch verschiedene Modelle geeignet abgebildet.

Das Potenzial auf Wohngebäuden wird über das FfE-Gebäudemodell /FFE-04 12/ bestimmt. Eingangsdaten für dieses Gebäudemodell sind statistische Zahlen zum Gebäudebestand, IWU-Gebäudetypologie, Gebäudedatenbanken ausgewählter Kommunen und Erkenntnisse aus kommunalen Energiekonzepten. Das Gebäudemodell beschreibt somit für jede Gemeinde/Stadt die Anzahl der Wohngebäude, Wohneinheiten und Dachflächen je Baualterklasse, Siedlungstyp und Gebäudetyp. Hervorzuheben ist, dass die Daten zu allen Gemeinden in Deutschland auf die gleiche Weise erhoben wurden. Dies gewährleistet eine hohe Vergleichbarkeit der Gemeinden untereinander.

Die aus der hohen räumlichen Auflösung von Solardachkatastern resultierenden Vorteile (Verschattung durch Nachbargebäude oder Bäume, Dachaufbauten, Berücksichtigung der Dachneigung, etc.) werden durch eine vorgeschaltete Analyse /JET-01 15/ des Solardachkatasters einer Großstadt und die Ableitung von siedlungsstrukturellen Merkmalen berücksichtigt. Zentrales Ergebnis dieser Analyse ist die nach Wohngebäudetyp differenzierte, spezifische nutzbare Dachfläche für PVA. Diese lässt sich auf den Gebäudebestand des FfE-Gebäudemodells übertragen, um das Dachflächenpotenzial auf Wohngebäuden zu bestimmen, **Abbildung 4-4**.

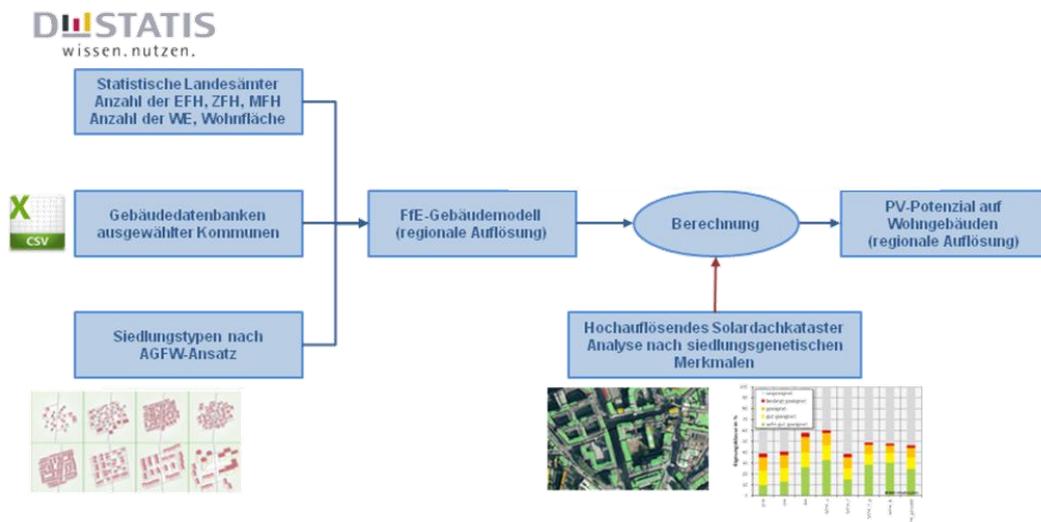


Abbildung 4-4: Ablaufdiagramm zur Bestimmung der für PVA geeigneten Dachflächen auf Wohngebäuden

Das Potenzial auf landwirtschaftlichen Gebäuden kann basierend auf den statistischen Zahlen aus der Landwirtschaft und einem in Zusammenarbeit mit dem Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) erstellten Gebäudemodell bestimmt werden. Die Zahlen werden durch eine vergleichbare Studie von EuPD Research /PVM-01 09/ bestätigt.

Das Potenzial auf gewerblichen und industriellen Gebäuden ist ungleich schwieriger zu bestimmen. Zum einen ist die Qualität der Datenbasis zu gewerblichen Gebäuden gering, zum anderen ist die Eignung von gewerblichen bzw. industriellen Dachflächen von vielen Faktoren abhängig. Große Industriehallen können oft nicht mit dem Gewicht einer PVA belastet werden oder sind in Folge der zahlreichen Beleuchtungsöffnungen nicht geeignet.

Es wird auf Daten einer umfangreichen Recherche von gewerblichen und industriellen Gebäuden aus dem OpenStreetMap-Datensatz (OSM) /OSM-03 15/ zurückgegriffen. Hier liegen für viele Gemeinden umfangreiche Daten zum Gebäudebestand und zur Nutzung der Gebäude vor. Auf Basis von OSM- und statistischen Daten wurde ein Gebäudemodell für den Sektor Gewerbe und Industrie entwickelt. Durch umfangreiche Analysen der Dachflächen kann damit das PV-Potenzial auf diesen Gebäudetypen erhoben werden.

In **Tabelle 4-1** ist das PV-Potenzial für die verschiedenen Anlagentypen und Bundesländer dargestellt. Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt bei einer Leistungsdichte von 0,15 kWp/m² 228 GW, davon entfällt knapp 60 % auf Wohngebäude.

Tabelle 4-1: PVA-Potenzial 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	5,1	3,4	0,7	0,8	0,3	2,1	0,5	1,3	0,3	2,3	1,7	0,2	0,5	9,5
HH	1,9	0,8	0,2	0,8	0,1	1,1	0,4	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
NI	15,7	9,5	3,0	2,4	0,8	7,2	1,4	5,1	0,7	6,2	4,1	0,6	1,5	29,1
HB	1,0	0,5	0,1	0,3	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
NW	27,5	13,3	5,6	7,4	1,2	11,3	3,2	6,6	1,5	4,1	2,6	0,3	1,2	43,0
HE	10,4	5,2	2,6	2,2	0,5	3,6	1,3	1,9	0,5	1,4	0,7	0,1	0,6	15,5
RP	8,6	5,2	1,8	1,1	0,5	2,7	0,6	1,7	0,3	1,1	0,5	0,1	0,6	12,4
BW	18,0	8,8	4,4	3,9	0,9	8,3	2,0	5,5	0,9	3,2	1,6	0,1	1,4	29,4
BY	23,0	13,0	4,9	3,9	1,2	8,5	2,3	5,1	1,0	8,5	4,6	0,5	3,4	40,0
SL	2,3	1,3	0,6	0,3	0,1	0,8	0,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	3,2
BE	3,0	0,9	0,2	1,9	0,1	1,3	0,6	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4
BB	3,9	2,4	0,5	0,7	0,2	4,2	0,4	3,6	0,2	1,1	0,8	0,1	0,2	9,2
MV	2,4	1,4	0,3	0,6	0,1	1,9	0,3	1,5	0,1	1,2	0,8	0,2	0,2	5,4
SN	5,0	2,1	0,9	1,8	0,2	3,4	0,7	2,4	0,3	1,1	0,7	0,1	0,2	9,4
ST	3,5	2,0	0,5	0,8	0,2	2,8	0,3	2,3	0,2	1,0	0,6	0,2	0,1	7,2
TH	3,3	1,7	0,7	0,7	0,2	1,5	0,3	1,0	0,2	0,8	0,6	0,1	0,1	5,6
DE	134,5	71,5	27,1	29,5	6,5	61,1	14,7	39,8	6,7	32,2	19,5	2,6	10,1	227,9

4.3 Potenzial: Freiflächen

Flächenpotenzial

Das Flächenpotenzial für FF-PVA wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Dieses hängt maßgeblich von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. So wird der Ausbau von PVA größer 750 kW über Ausschreibungen gesteuert. Derzeit werden pro Jahr 600 MW an installierter Leistung ausgeschrieben, wobei in § 37 EEG /BMWI-23 14/ festgelegt ist, auf welche Flächen geboten werden darf. Bis einschließlich der siebten Ausschreibungsrunde erhielten überwiegend Gebote auf Flächen innerhalb eines 110m-Radius entlang von Autobahnen und Schienenwegen sowie auf Konversionsflächen den Zuschlag. Anschließend wurde mit § 37c den Bundesländern die Freiheit eingeräumt, selbst zu entscheiden, ob sie ihre Flächenkulisse um landwirtschaftliche Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten erweitern. Die Landesregierungen von Baden-Württemberg und Bayern haben § 37c in Anspruch genommen, mit dem Resultat, dass Bietern für PVA in Bayern in der achten Ausschreibungsrunde eine größere Flächenkulisse und damit ein Wettbewerbsvorteil beschert war.

Neben den in § 37 genehmigten Flächen innerhalb des 110m-Radius entlang von Autobahnen und Schienenwegen wurde daher das Flächenpotenzial von landwirtschaftlichen Flächen innerhalb und außerhalb von benachteiligten Gebieten unter Berücksichtigung aller Restriktionsflächen entsprechend /BFI-01 16/ ermittelt. Die übrigen in § 37 genehmigten Flächen wie Konversionsflächen können aufgrund einer fehlenden Datenbasis nicht erfasst werden.

Im Rahmen dieser Studie werden nur Potenzialflächen betrachtet, die eine förderwürdige Mindestgröße aufweisen, d.h. Flächen auf denen FF-PVA mit einer Leistung ≥ 750 kWp realisiert werden können. Luftbilddauswertungen von FF-PVA ergeben einen durchschnittlichen Flächenverbrauch von ca. $25 \text{ m}^2/\text{kWp}$, was einer Leistungsdichte von $0,04 \text{ kWp/m}^2$ bzw. 400 kWp/ha entspricht. In **Abbildung 4-5** ist das Flächenpotenzial von FF-PVA auf Gemeindeebene und in **Tabelle 4-2** auf Bundeslandebene dargestellt. Die Variante P1 berücksichtigt ausschließlich den 110m-Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen. Das Gesamtpotenzial entspricht in dieser Variante etwa 140 GW. Dieses erhöht sich auf 2.000 GW, wenn zusätzlich landwirtschaftliche Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten als Potenzialfläche betrachtet werden (P2). Wie bereits erwähnt, entspricht eine solche Betrachtung nicht der derzeitigen Situation, da nur die Landesregierung von Baden-Württemberg (BW) und Bayern (BY) ihre Flächenkulisse um diese Flächenkategorie erweitert haben. In Anbetracht dessen ergibt sich noch ein Potenzial von 760 GW (P3). Würden neben P1 alle landwirtschaftlichen Flächen berücksichtigt werden, betrüge das Potenzial ca. 4.700 GW (P4).

4 Varianten für das Freiflächenpotenzial

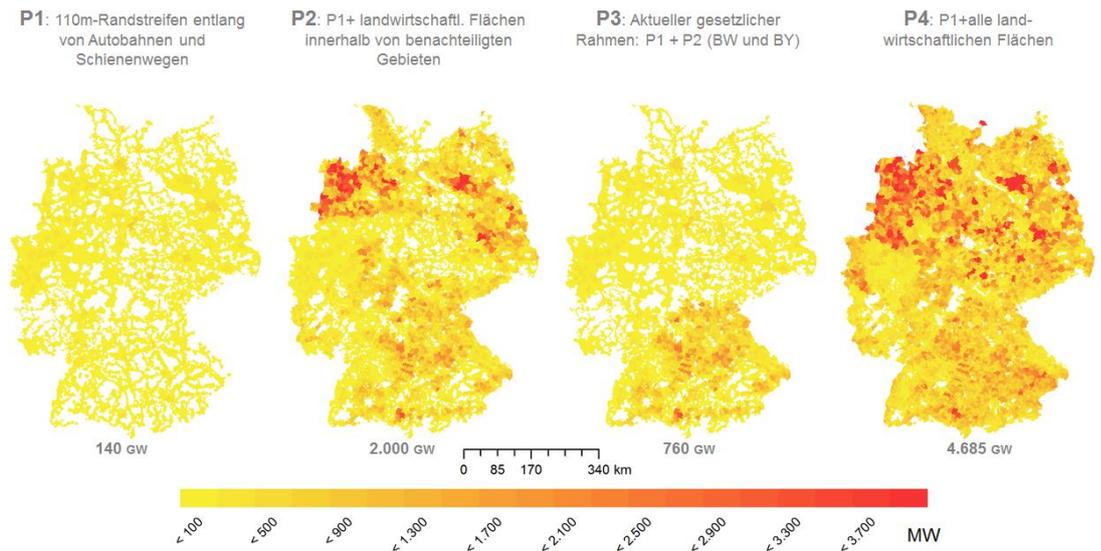


Abbildung 4-5: Flächenpotenziale von Freiflächen-PVA

Tabelle 4-2: Flächenpotenziale von Freiflächen-PVA nach Bundesland in GW

Bundesland	P1	P2	P3	P4
SH	7,7	136,8	7,7	349,7
HH	0,4	0	0,4	3,1
NI	22,3	508,9	22,3	889,8
HB	0,3	0,2	0,3	1,1
NW	12,0	27,2	12,0	264,8
HE	6,7	98,9	6,7	197,0
RP	6,8	109,8	6,8	182,0
BW	11,4	170,9	182,3	365,6
BY	25,2	449,6	474,7	939,6
SL	1,1	5,1	1,1	18,4
BE	0,4	0,2	0,4	1,1
BB	8,3	190,6	8,3	284,0
MV	8,0	158,9	8,0	354,3
SN	8,6	68,1	8,6	235,4
ST	11,2	51,0	11,2	349,1
TH	8,4	87,3	8,4	249,5
DE	138,8	2.063,6	759,3	4.684,5

Ertragspotenzial

Zusätzlich zur Verfügbarkeit von geeigneten Flächen ist auch der potenzielle Ertrag ein Kriterium für die Entwicklung des Freiflächenbestands. Hierzu wird ein Ertragsindex gebildet, der auf dem langjährigen Mittel jährlichen Globalstrahlung vom Deutschen Wetterdienst basiert /DWD-02 04/. Die Berechnung erfolgt nach Gleichung (4-1).

$$\text{Ertragsindex}(GE) = (\text{Globalstrahlung}(GE)) / (\text{Globalstrahlung}(DE)) \quad (4-1)$$

Globalstrahlung(GE) Mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde

Globalstrahlung(DE) Mittlere jährliche Globalstrahlung Deutschland

4.4 Modell: Gebäude

Bei der Modellierung des Zubaus von GEB-PVA wird der Ausbaugrad jeder Gemeinde bestimmt. Dieser beschreibt das Verhältnis von Potenzial und Anlagenbestand. Dem Ausbaugrad einer Gemeinde wird der Ausbaugrad von Deutschland oder des Bundeslandes, in der sich die Gemeinde befindet, gegenübergestellt und aus dem funktionalen Zusammenhang nach Gleichung (4-2) die Ausbaudynamik der Gemeinde ermittelt, siehe **Abbildung 4-6**.

$$PV(GE)/Pot(GE) = (PV(DE)/Pot(DE))^{\alpha(GE)} \quad (4-2)$$

- PV(GE) Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in der Gemeinde
- Pot(GE) Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in der Gemeinde
- PV(DE) Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland
- Pot(DE) Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in Deutschland
- $\alpha(GE)$ Gemeindefpezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

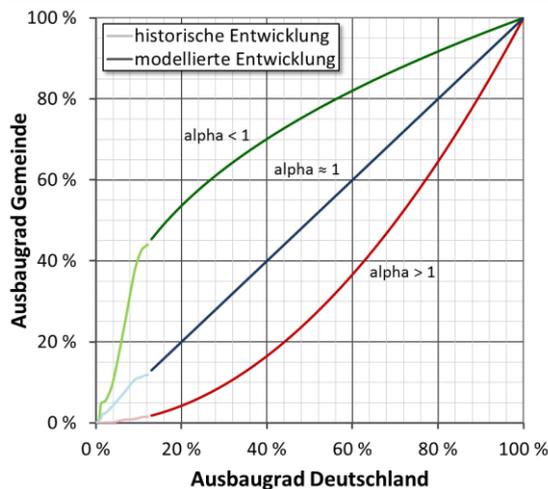


Abbildung 4-6: Bestimmung des Parameters α für drei Gemeinden

Das Modell berücksichtigt sowohl das vorhandene Potenzial als auch indirekt kleinräumige Imitationseffekte beim Zubau /WEBER-01 17/. Mit der Gewichtung der verschiedenen Gebäude für Potenzial und Bestandes können zudem Entwicklungstendenzen abgebildet werden. Zum Beispiel können PVA auf landwirtschaftlichen Gebäuden bei der Zubaumodellierung ausgeschlossen werden. Im Rahmen dieser Studie werden für die Gebäudepotenzialtypen die Gewichtungen nach **Tabelle 4-3** angenommen. Abweichend zum EEG-Szenario wird im Klimaschutzszenario eine geringere Bewertung von Dachflächen auf MFG vorgenommen, um rechtlich leichter zu erschließende Dachflächen zu begünstigen.

Unterschiedliche Bewertung der Gebäudetypen in den beiden Szenarien

Tabelle 4-3: Gewichtung der Gebäudepotenzialtypen

Szenario	Wohnen		GHD und Industrie	Landwirtschaft
	EWEH	MFH		
EEG	75 %	75 %	50 %	25 %
Klimaschutzszenario	75 %	25 %	50 %	25 %

MFH = Mehrfamilienhäuser
EWEH = Einwohnerneinheitenhäuser (Einfamilienhaus, Reihenhäuser, Doppelhaus)

4.5 Modell: Freifläche

Die modellierte, räumliche Verteilung des Zubaus von FF-PVA orientiert sich am Flächen- und Ertragspotenzial, sowie an den Ergebnissen der Ausschreibungsrunden.

Freiflächenindex

In Gleichung (4-3) wird der Freiflächenindex (FFI) durch die Multiplikation der verfügbaren Fläche und des Ertragsindex definiert. Durch einen Gewichtungsfaktor α kann die Gewichtung des Ertragsindex erhöht werden.

$$FFI(GE) = \text{Freiflächenindex}(GE) = V\text{Flaeche}(GE) \cdot \text{Ertragsindex}(GE)^\alpha \quad (4-3)$$

$V\text{Flaeche}(GE)$	verfügbare Fläche in der Gemeinde
$\text{Globalstrahlung}(DE)$	Ertragsindex der Gemeinde
α	Gewichtungsfaktor

Der Gewichtungsfaktor α beeinflusst besonders Gebiete mit einem hohen bzw. niedrigen Ertrag. Somit führt ein steigender Gewichtungsfaktor zu einem stärker ertragsorientierten Ausbau. Der dargestellte Ansatz berücksichtigt nicht, dass durch bestehende Freiflächenanlagen bereits Potenzialflächen in Anspruch genommen werden. Dies würde zu einem sinkenden Wert für den FFI führen. Da das Potenzial aber viel höher ist als der Bestand, ist die Näherung eines konstanten FFI legitim.

Bundeslandmantelzahlen

Die Berechnung der Bundeslandmantelzahlen erfolgt über die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden, siehe Tabelle 4-4.

Tabelle 4-4: Ergebnisse der Ausschreibungsrunden, Zuschläge in MW

BL	1. Apr 15	1. Aug 15	1. Dez 15	1. Apr 16	1. Aug 16	1. Dez 16	1. Feb 17	1. Jun 17	1. Okt 17
SH	0	10	10	9	25	28	6	0	0
HH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NI	0	10	0	0	0	2	8	0	0
HB	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NW	0	6	1	0	0	0	0	0	0
HE	2	2	4	0	0	0	0	0	3
RP	7	6	14	8	5	0	0	0	0
BW	2	5	10	2	3	0	7	10	2
BY	15	40	29	47	15	22	22	114	45
SL	0	0	1	10	2	2	0	40	0
BE	0	0	0	0	0	0	0	14	0
BB	67	54	59	49	25	52	45	10	0
MV	19	14	56	0	10	33	66	13	134
SN	0	0	3	0	15	2	13	0	31
ST	35	10	17	1	14	19	31	0	7
TH	10	4	1	2	4	3	2	0	0
DE	157	160	204	128	118	163	200	201	222

Modellablauf

Die Zusammenführung der Ergebnisse der Ausschreibungsrunden und dem Freiflächenindex ist in Abbildung 4-7 dargestellt. Aus den Mantelzahlen für Deutschland werden basierend auf den Ergebnissen der Ausschreibungen die Bundeslandmantelzahlen bestimmt. Dabei wird angenommen, dass die dargestellten Ausschreibungsrunden auch repräsentativ für die zukünftige Verteilung der Freiflächen-PVA sind.

Bereits bezugschlagte Anlagen werden basierend auf den veröffentlichten Daten in der Regionalisierung berücksichtigt. Dabei kann es vorkommen, dass sich zwischen Zuschlag und Realisierung der Standort der Anlagen geändert hat.

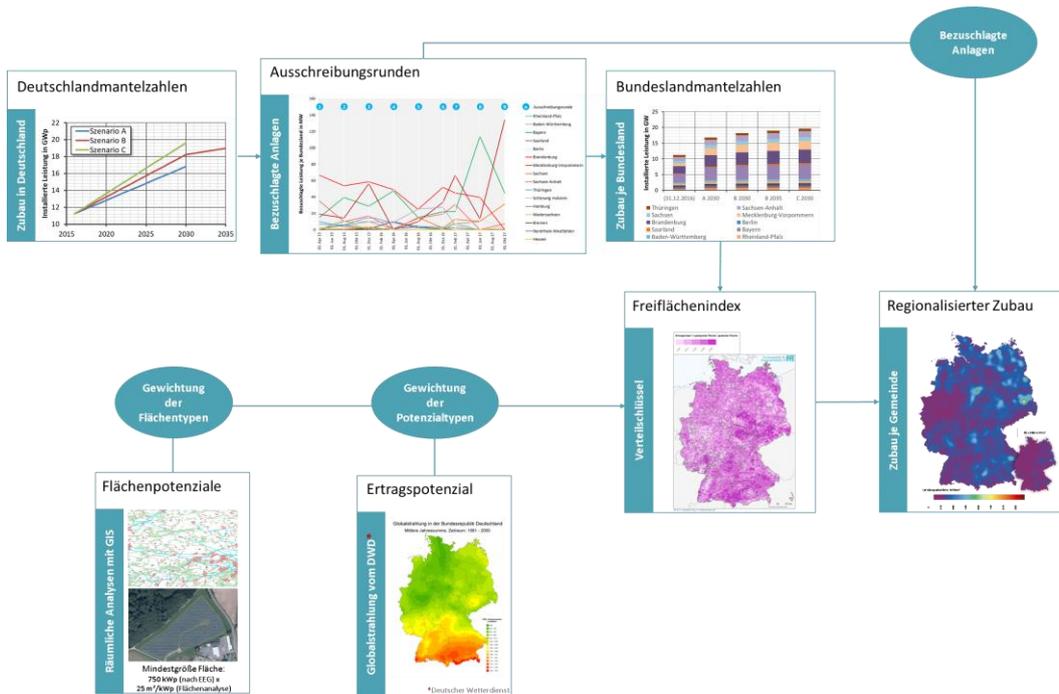


Abbildung 4-7: Modell für Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Die heute noch bezugschlagten Anlagen werden basierend auf den Bundeslandmantelzahlen auf die Bundesländer, und innerhalb dieser basierend auf dem Freiflächenindex auf die Gemeinden verteilt.

5 | Ergebnisse

Das Ergebnis ist ein regional aufgelöster Datensatz zur Entwicklung der installierten Leistung an Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen (WEA). Die regionale Auflösung ist mindestens die Gemeindeebene (optional PLZ-Ebene), bzw. bei WEA der konkrete Standort der WEA.

Um einen visuellen Vergleich der Szenarien zu ermöglichen, werden die Ergebnisse im weiteren als Heatmap dargestellt. Die Leistungen je Anlage werden mittels Gaußverteilung in eine räumliche Darstellung gebracht. Diese Darstellungsform ist somit entkoppelt von Verwaltungsgrenzen. Die Einheit entspricht einer Leistungsdichte. Regionen mit vielen WEA bzw. PVA werden rot, Regionen mit wenigen Anlagen blau oder auch lila gekennzeichnet.

Für alle Energieträger, Szenarien und Jahre wurde eine einheitliche Legende gewählt. Somit können alle Darstellungen einfach und fehlerfrei miteinander verglichen werden. Alle Darstellungen werden durch einen Rückblick auf das Jahr 2017 ergänzt, um Gebiete mit einer steigenden Leistung schnell identifizieren zu können.

Windenergie

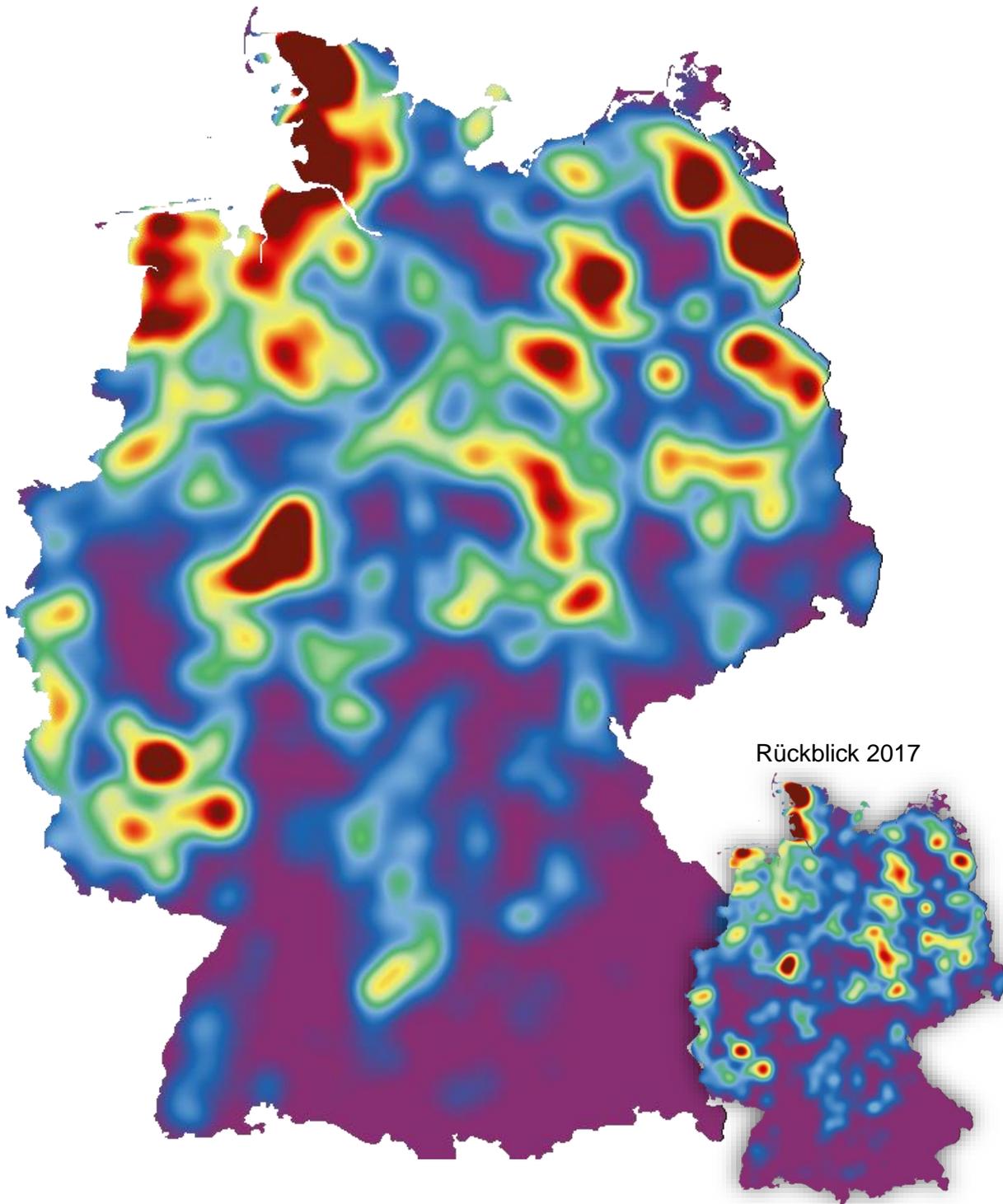
Die installierte Leistung der Windenergieanlagen steigt in allen Bundesländern an. In den Szenarien mit hohen Zubauraten (zum Beispiel B 2035) ist nicht nur ein Anstieg der Leistungsdichte zu erkennen, sondern es resultieren auch neue Einspeiseschwerpunkte (westliches Nordrhein-Westfalen, Hessen).

Photovoltaik

Der Zubau von Photovoltaikanlagen (PVA) wird nach PVA auf Gebäuden (Gebäude-PVA) und Freiflächen-PVA differenziert betrachtet. Für beide Anlagentypen gilt, dass die Leistungsdichten geringer als bei WEA sind. Darum überwiegen in den Karten überwiegend die blauen und grünen Farbtöne.

Die regionale Verteilung der Gebäude-PVA korreliert deutlich mit den Einwohnerzahlen. Zu Beginn ist noch ein Schwerpunkt im Süden zu erkennen, später ist die Korrelation zur Einwohnerzahl deutlicher ausgeprägt. Metropolen erscheinen dann als deutlich rote Flecken in der Karte, wenn auch das verfügbare Dachflächenpotenzial in diesen Städten nicht annähernd voll erschlossen wird. Auch die Erzeugungsspitzen aus Gebäude-PVA sind in diesen Regionen vermutlich kleiner als die Last.

Die regionale Verteilung der Freiflächen-PVA hat einen deutlichen Schwerpunkt im Osten und Süd-Osten. Im Rahmen der Prognose steigt die Leistungsdichte in den bereits heute bekannten Regionen weiter an.



Leistungsdichte in kW/km²

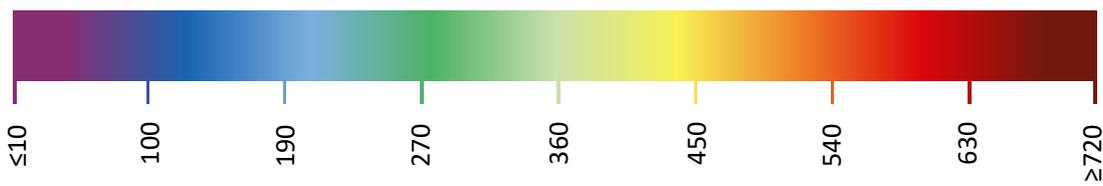
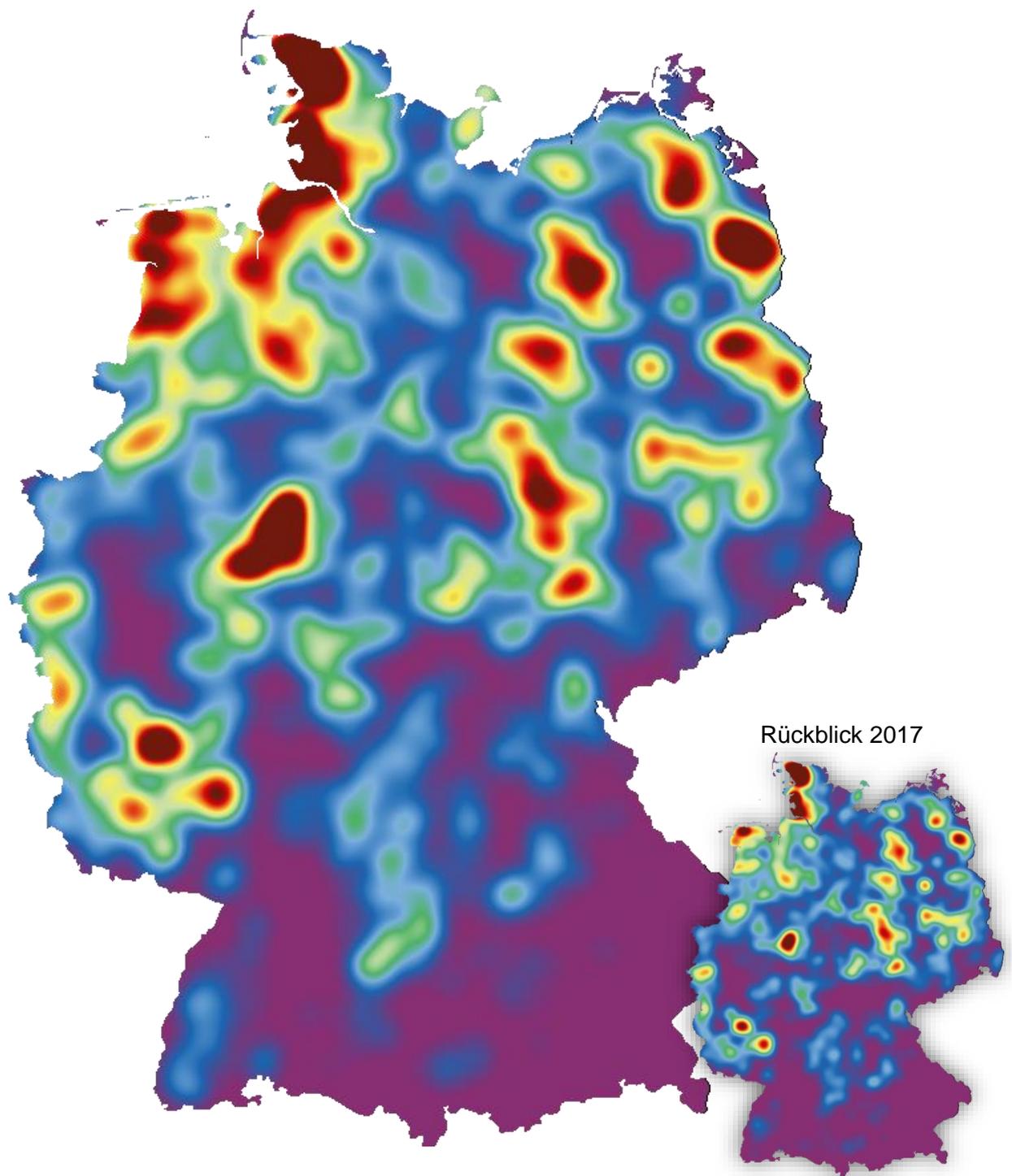


Abbildung 5-1: WEA 2030: Installierte Leistung Szenario „A“



Leistungsdichte in kW/km²

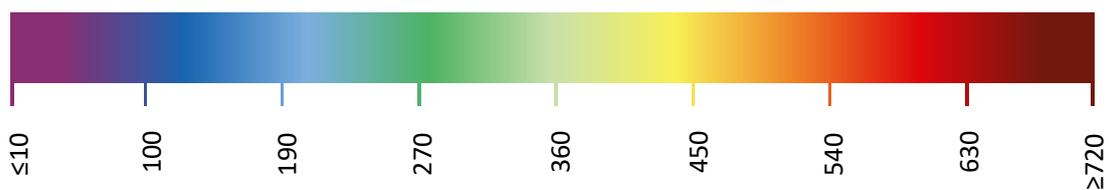
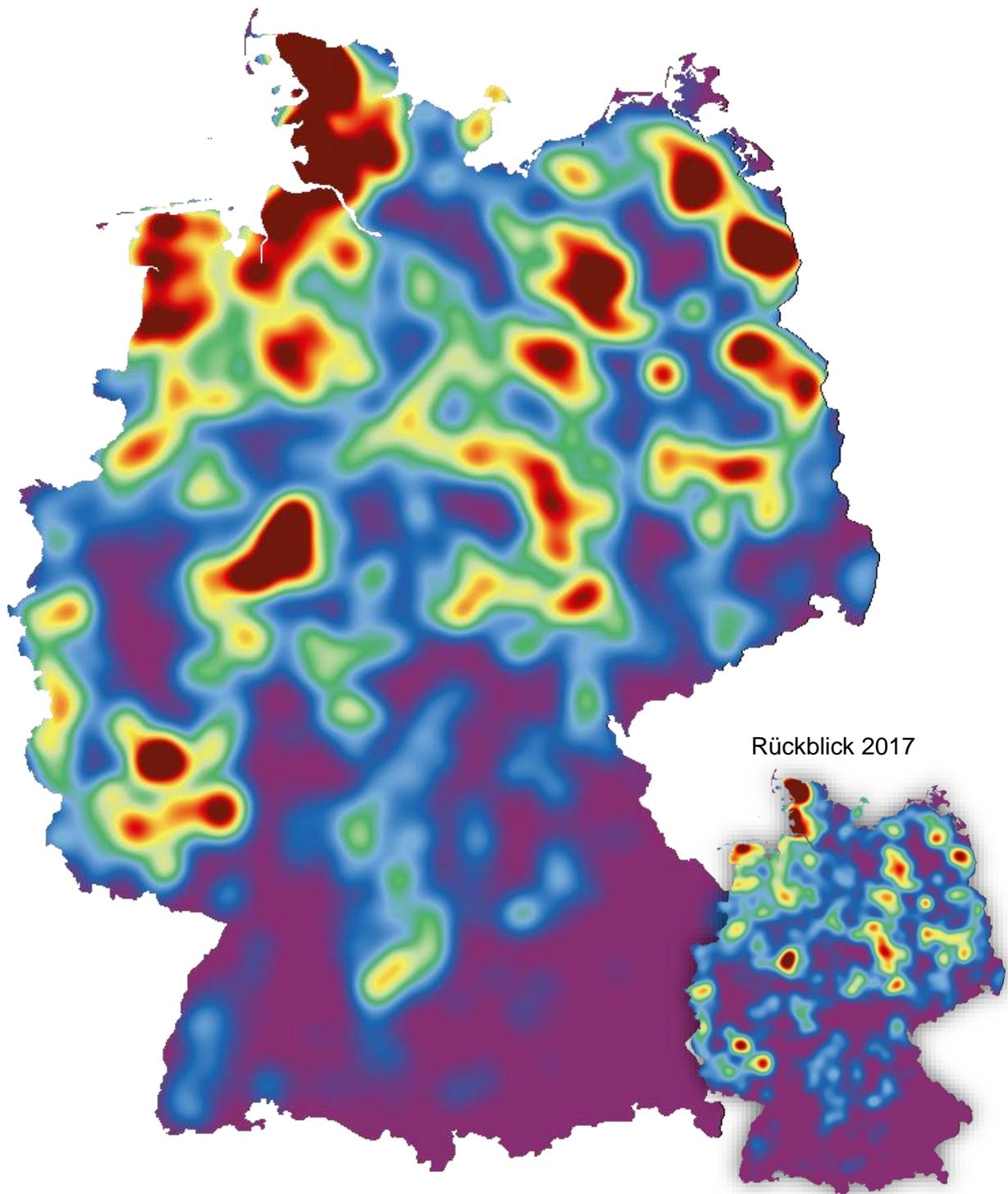


Abbildung 5-1: WEA 2025: Installierte Leistung Szenario „B“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

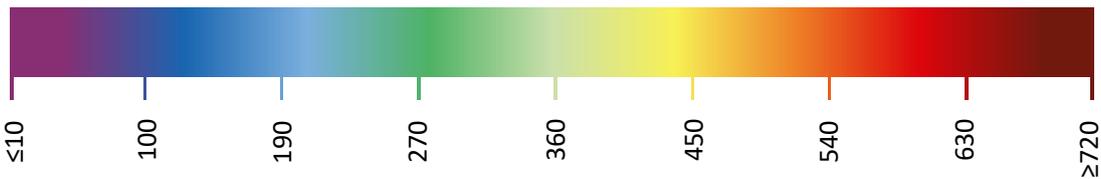
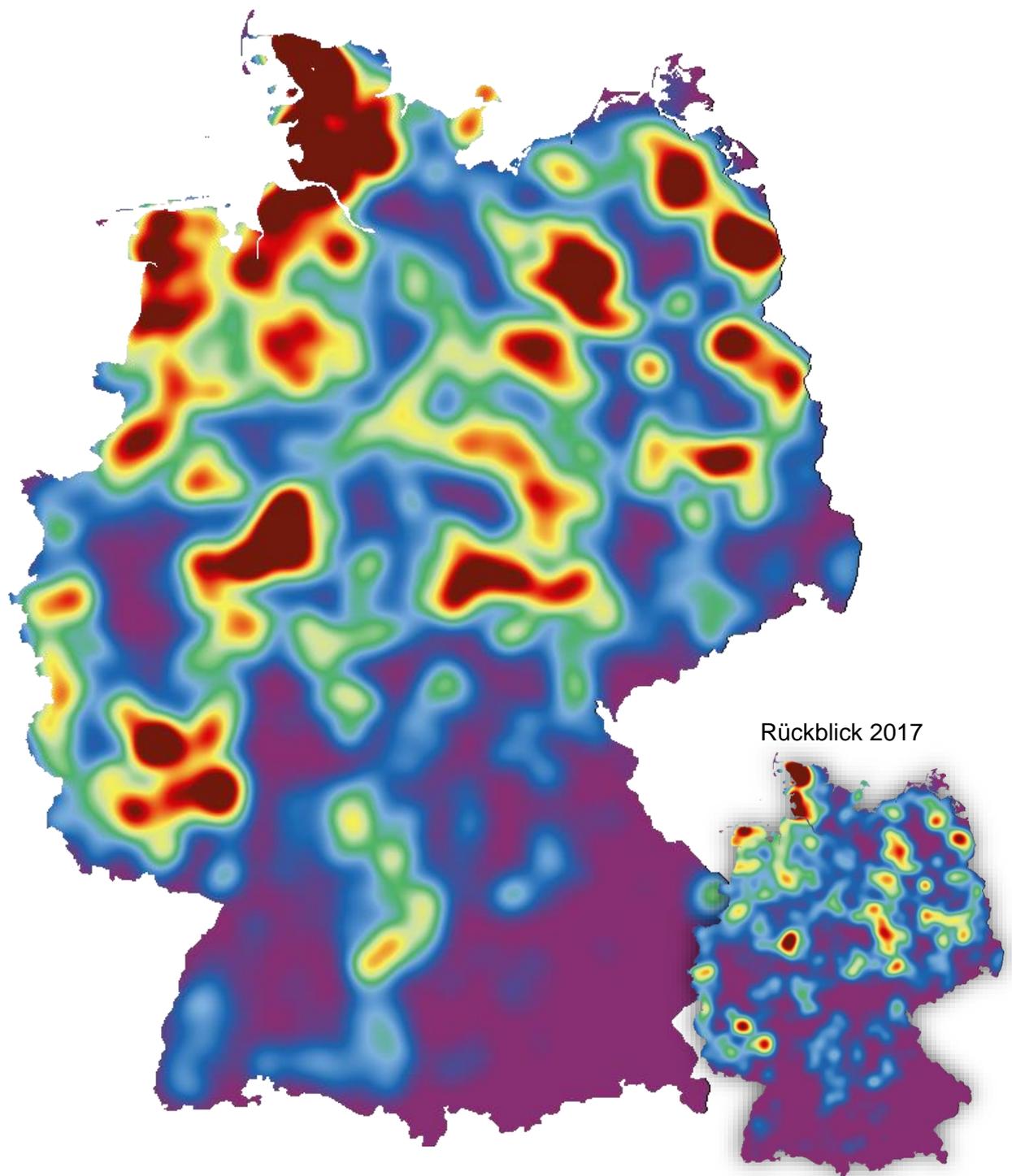


Abbildung 5-2: WEA 2030: Installierte Leistung Szenario „B“



Leistungsdichte in kW/km²

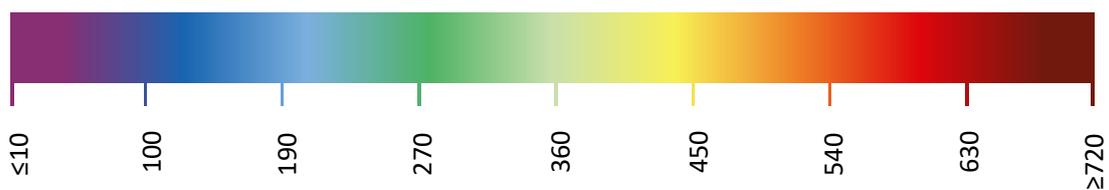
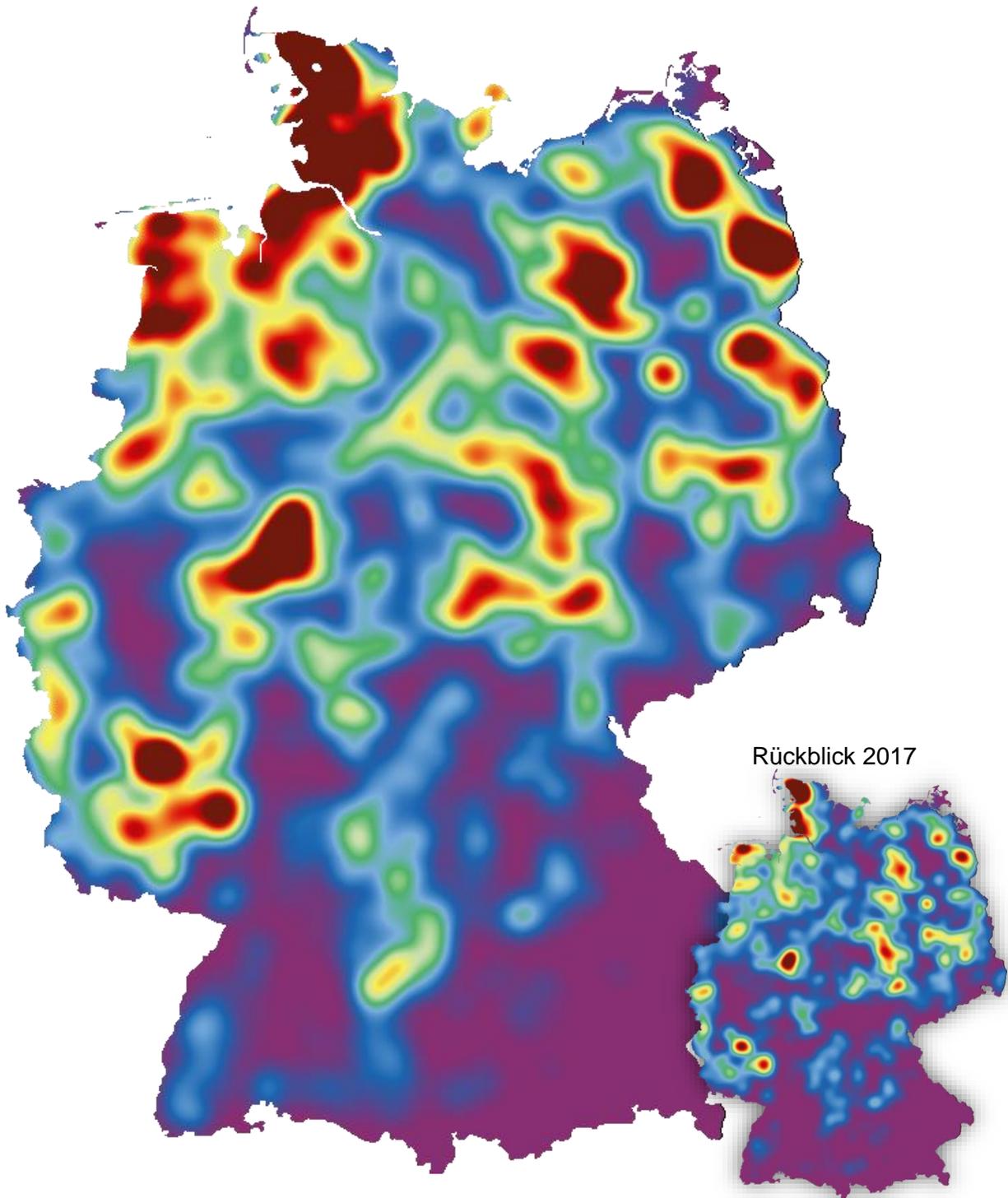


Abbildung 5-4: WEA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“



Leistungsdichte in kW/km²

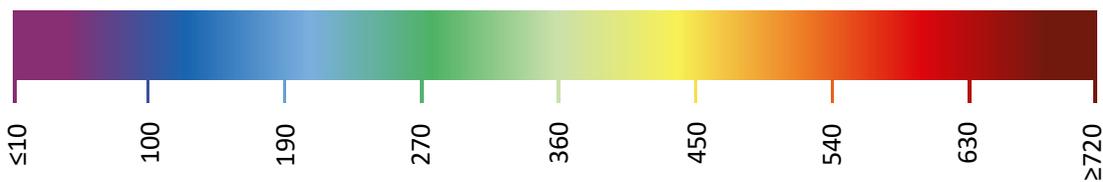
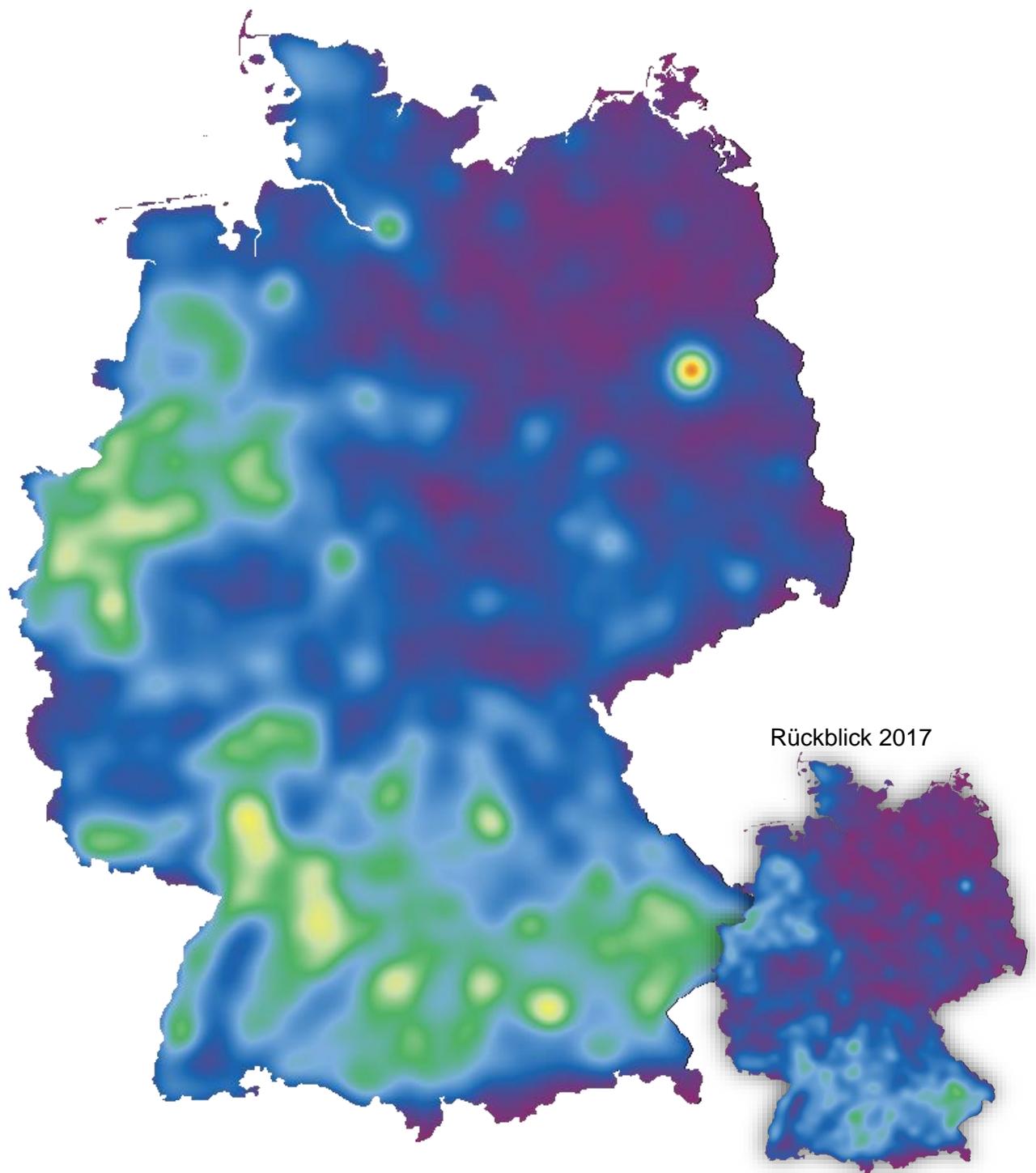


Abbildung 5-5: WEA 2030: Installierte Leistung Szenario „C“



Leistungsdichte in kW/km²

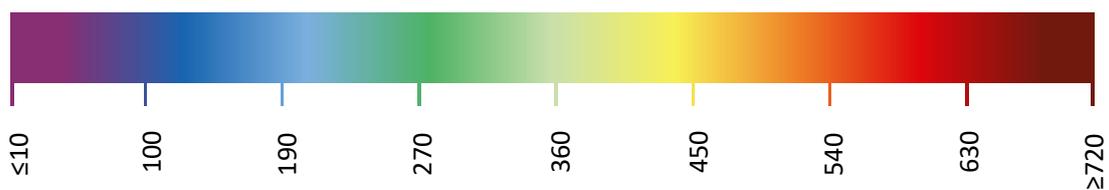
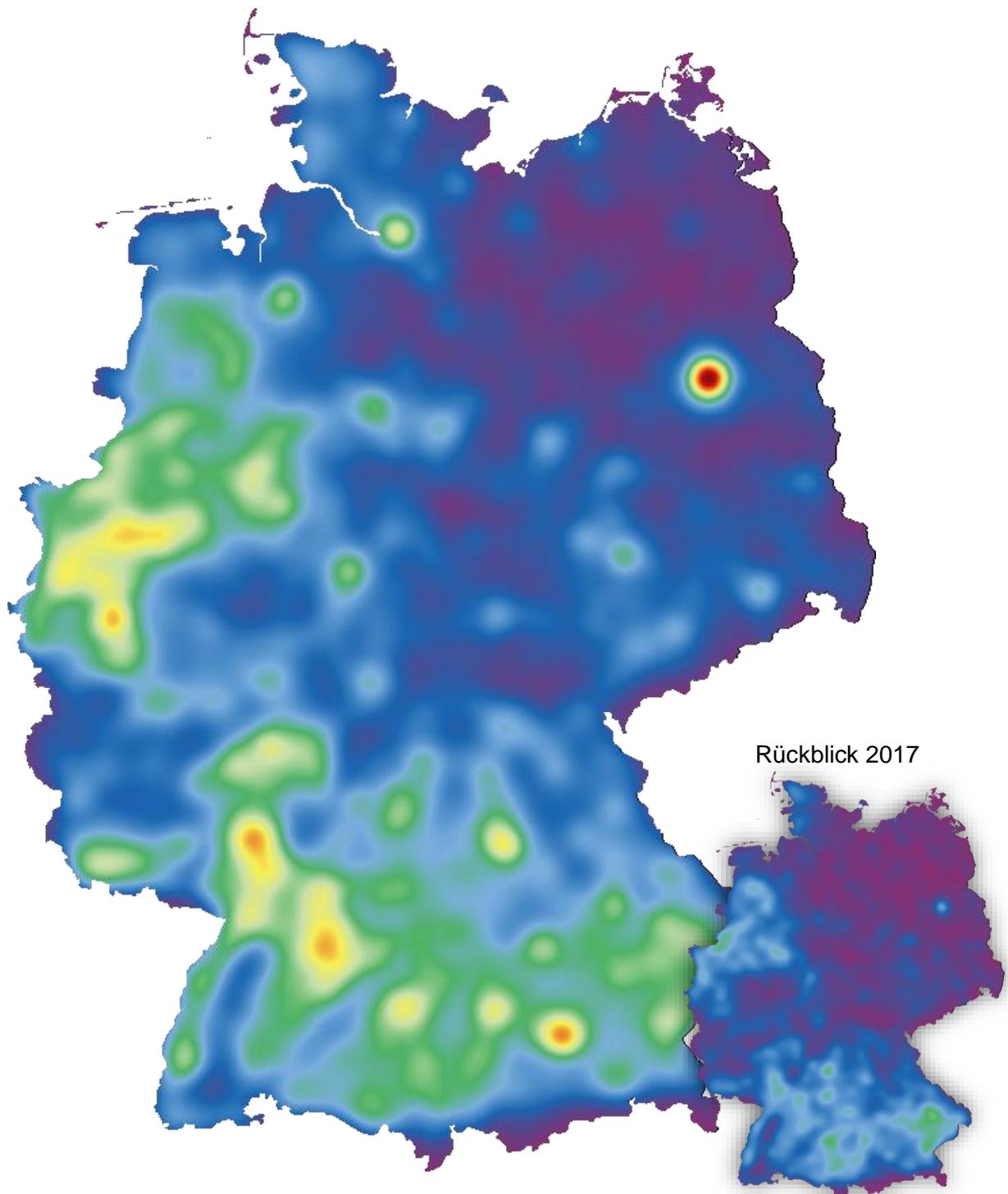


Abbildung 5-6: Gebäude-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „A“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

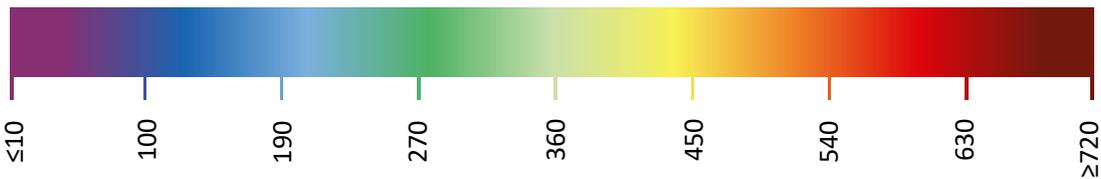
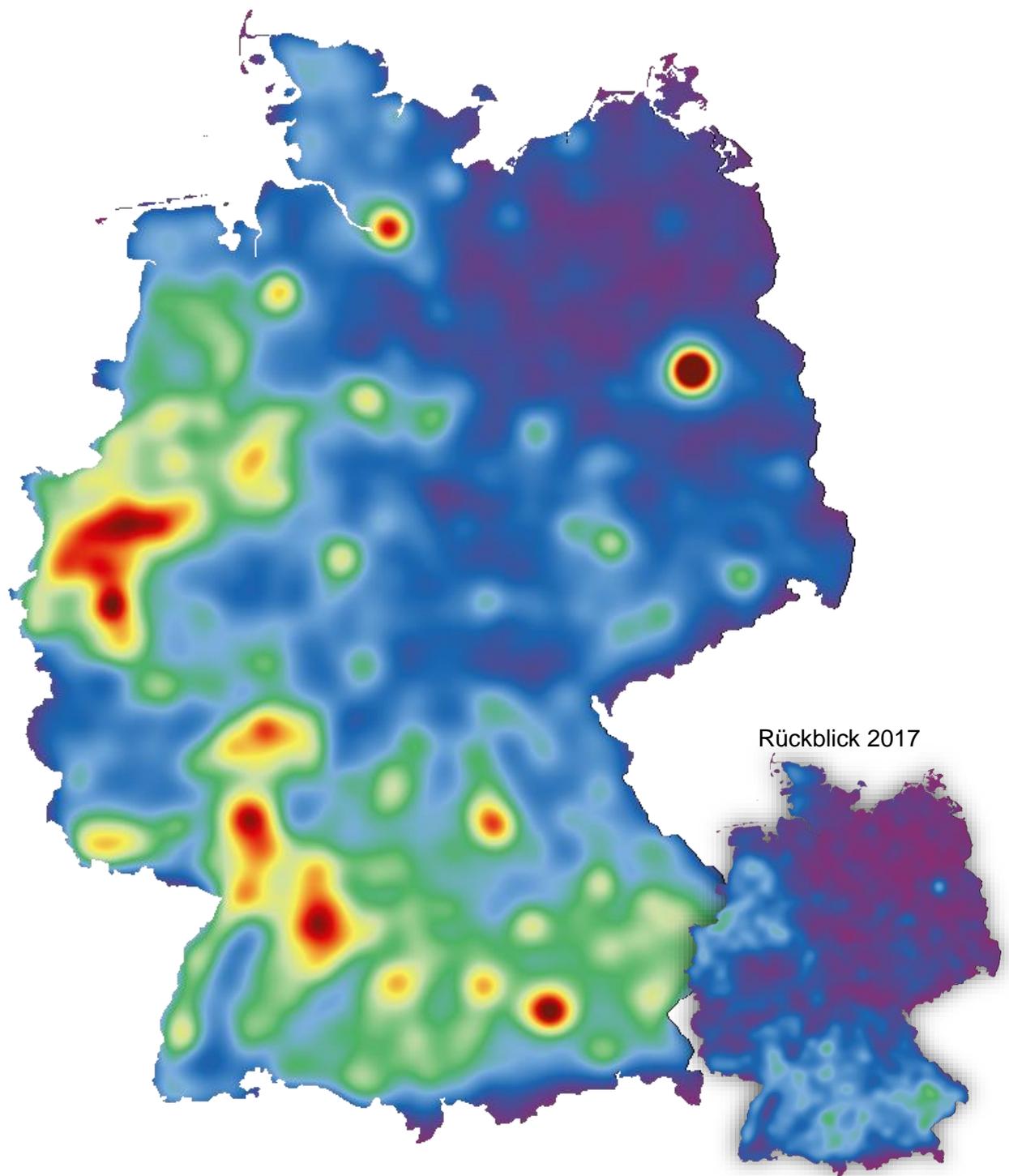


Abbildung 5-7: Gebäude-PVA 2025: Installierte Leistung Szenario „B“



Leistungsdichte in kW/km²

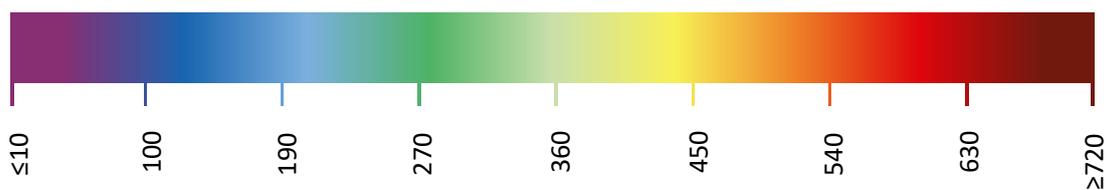
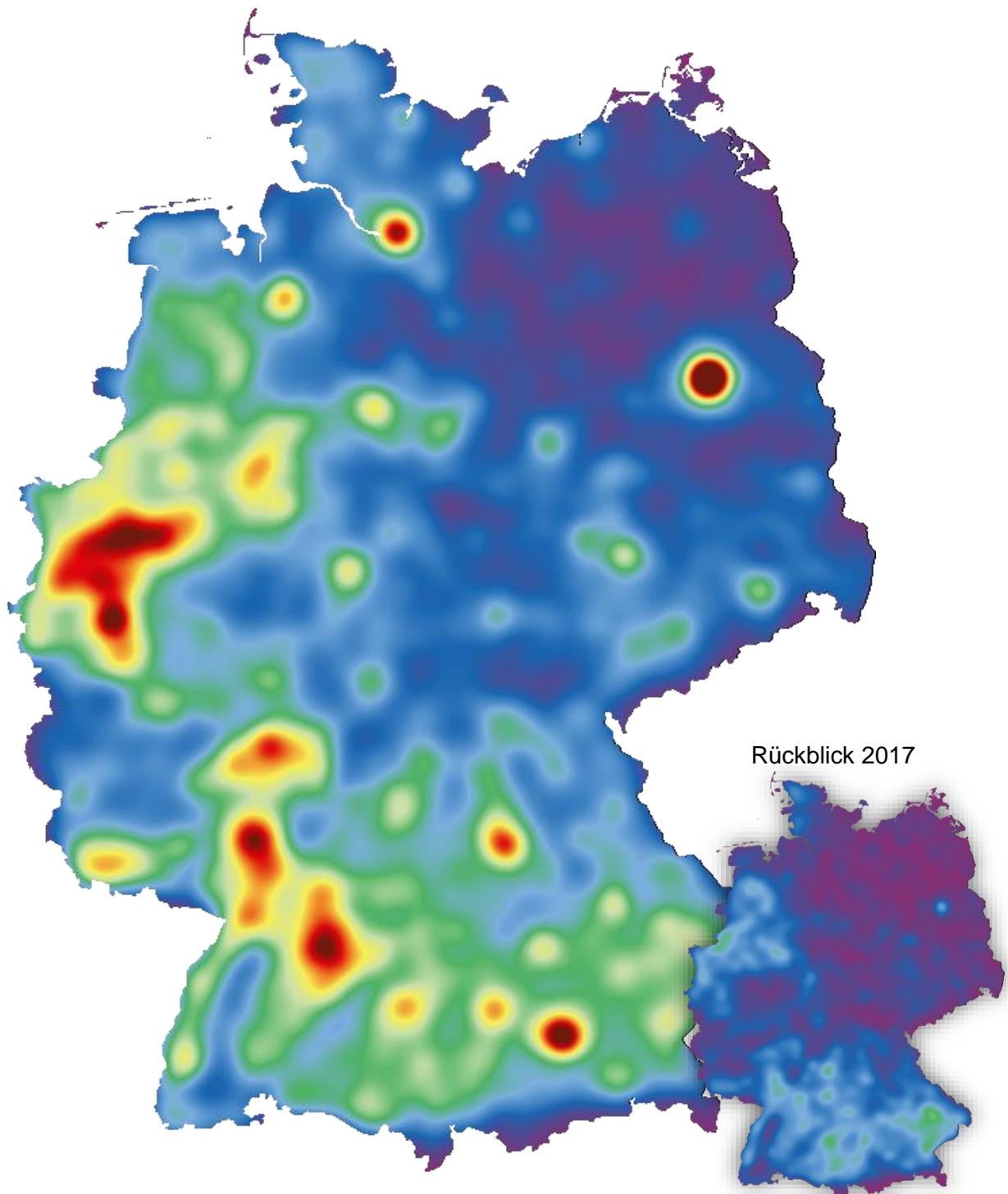


Abbildung 5-8: Gebäude-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „B“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

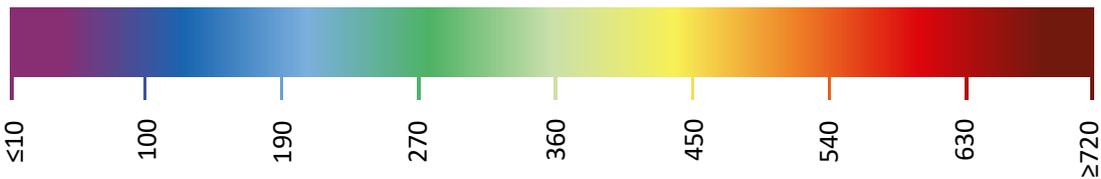
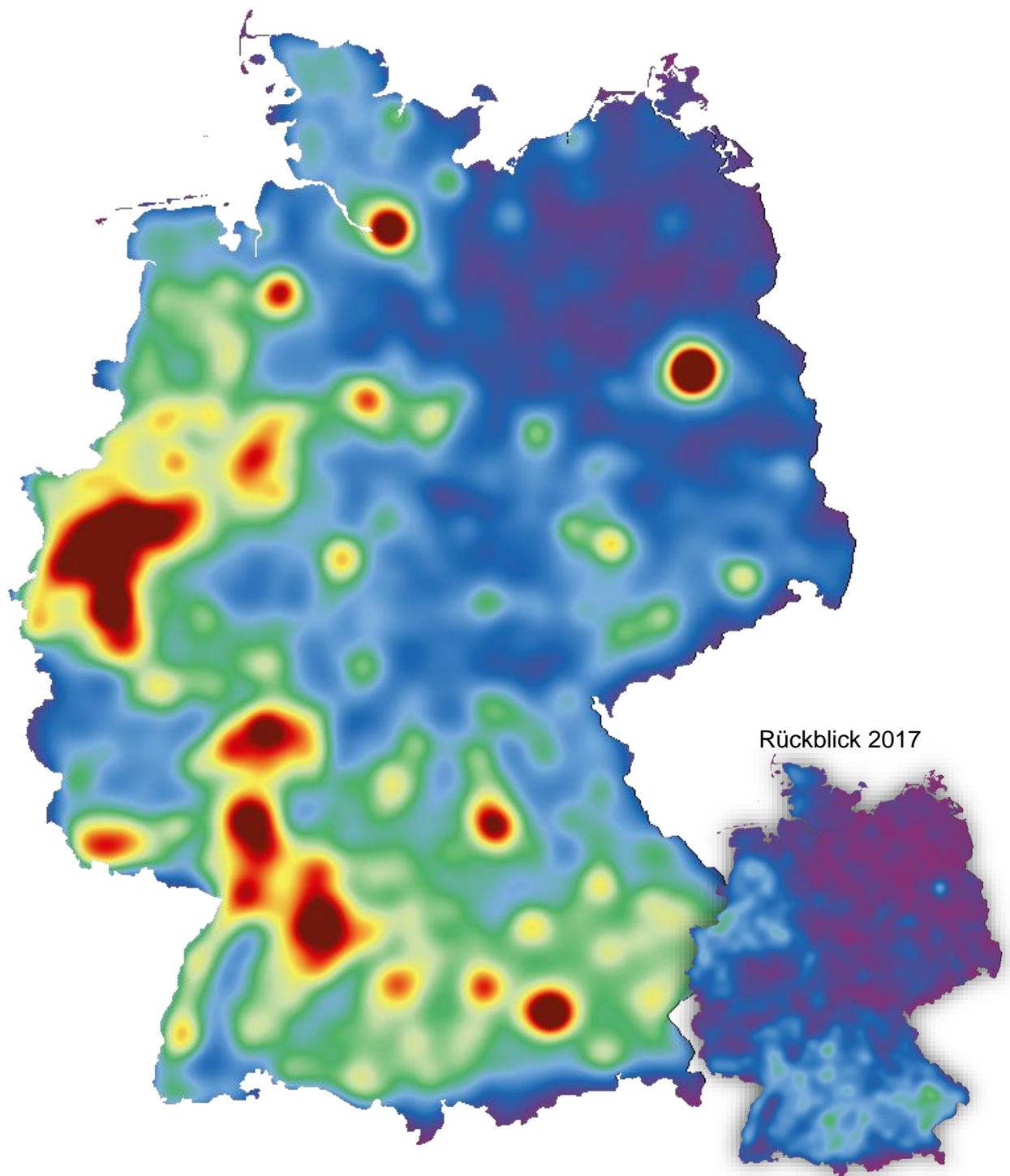


Abbildung 5-9: Gebäude-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“



Leistungsdichte in kW/km²

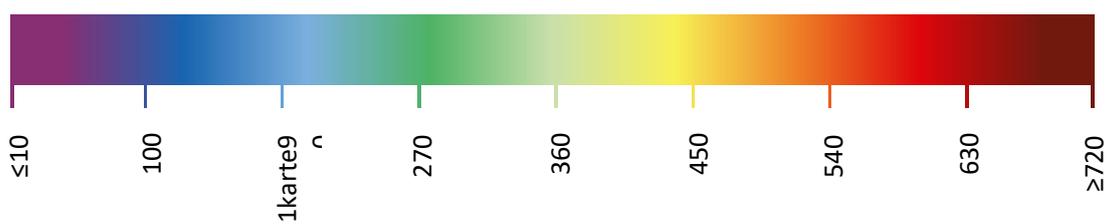
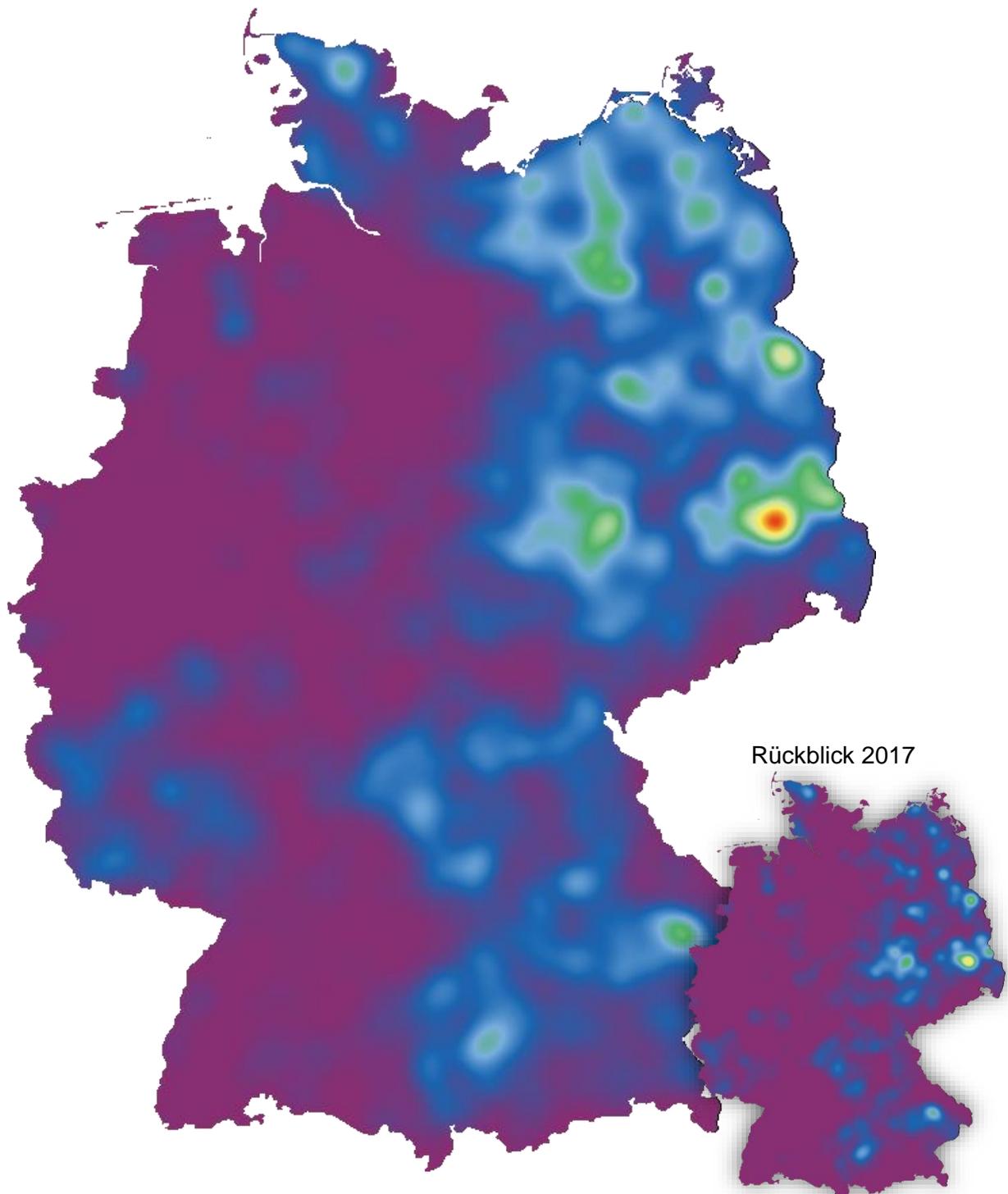


Abbildung 5-10: Gebäude-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „C“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

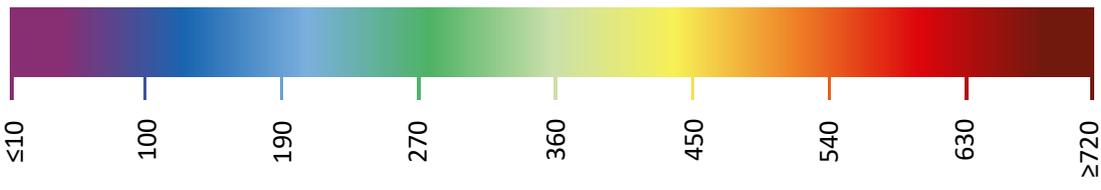


Abbildung 5-11: Freiflächen-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „A“

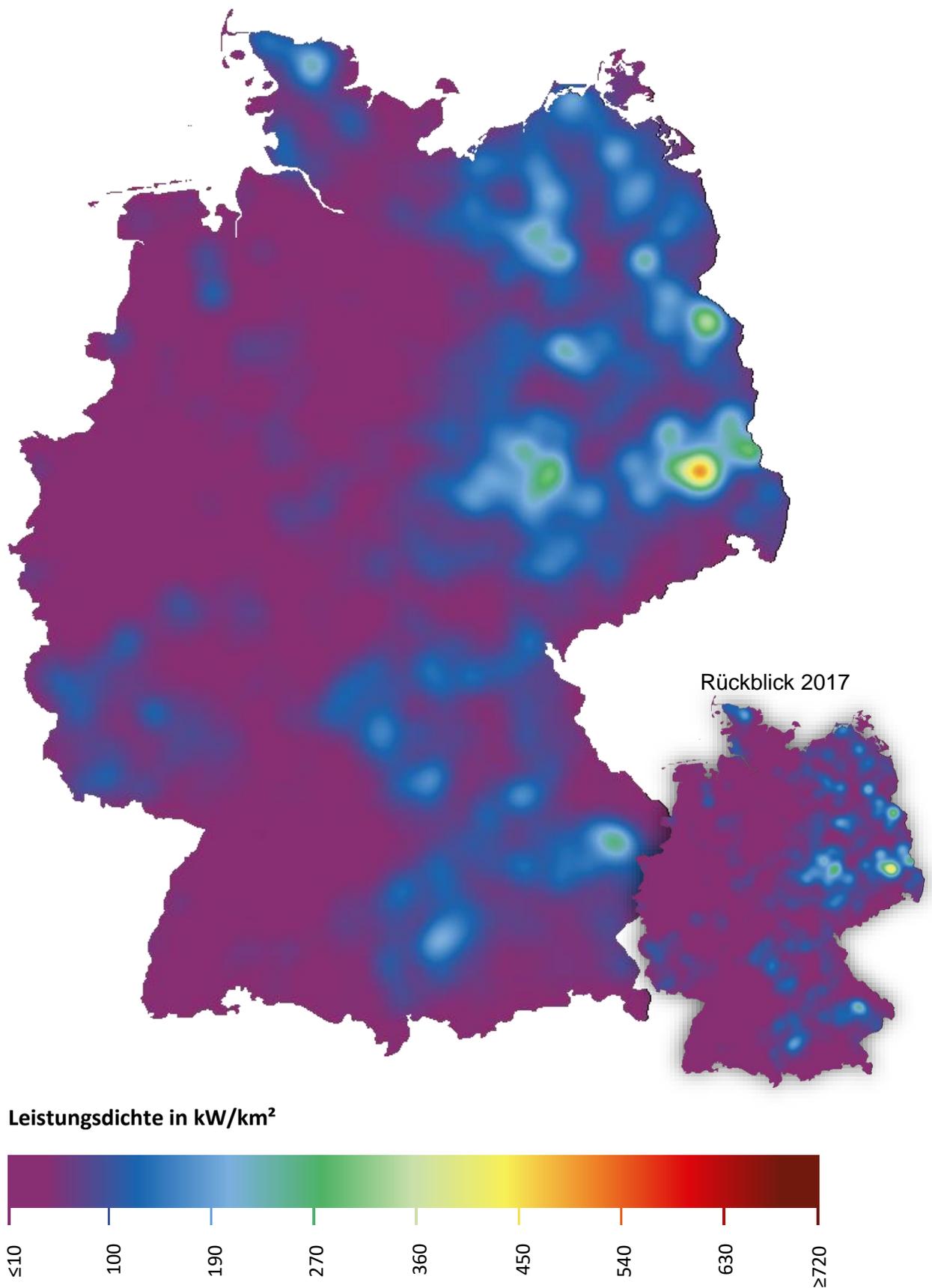
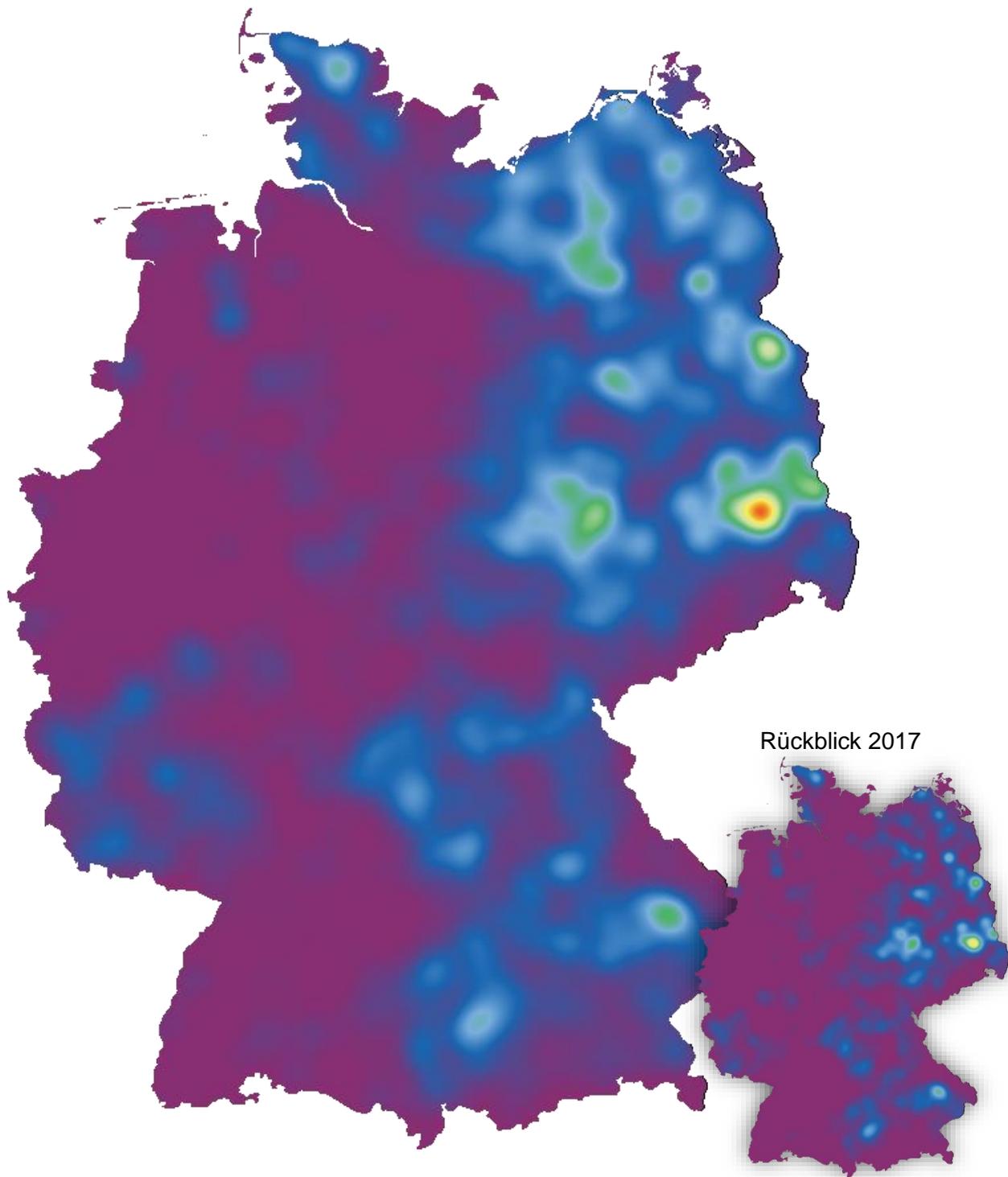


Abbildung 5-13: Freiflächen-PVA 2025: Installierte Leistung Szenario „B“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

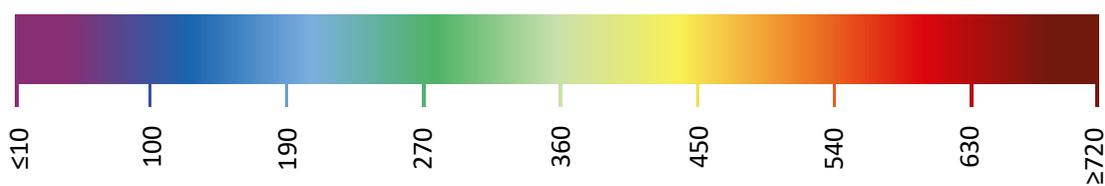


Abbildung 5-14: Freiflächen-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „B“

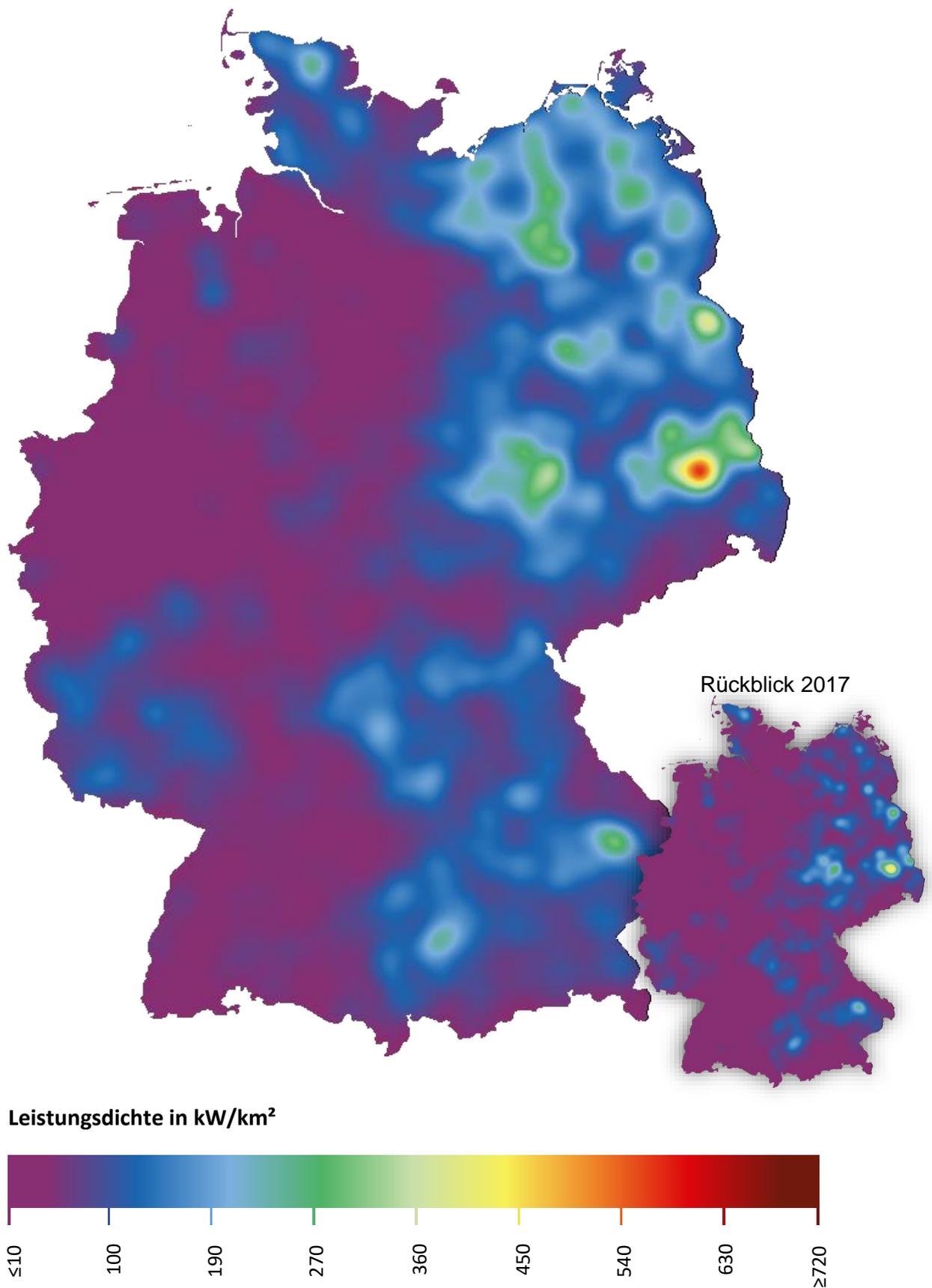
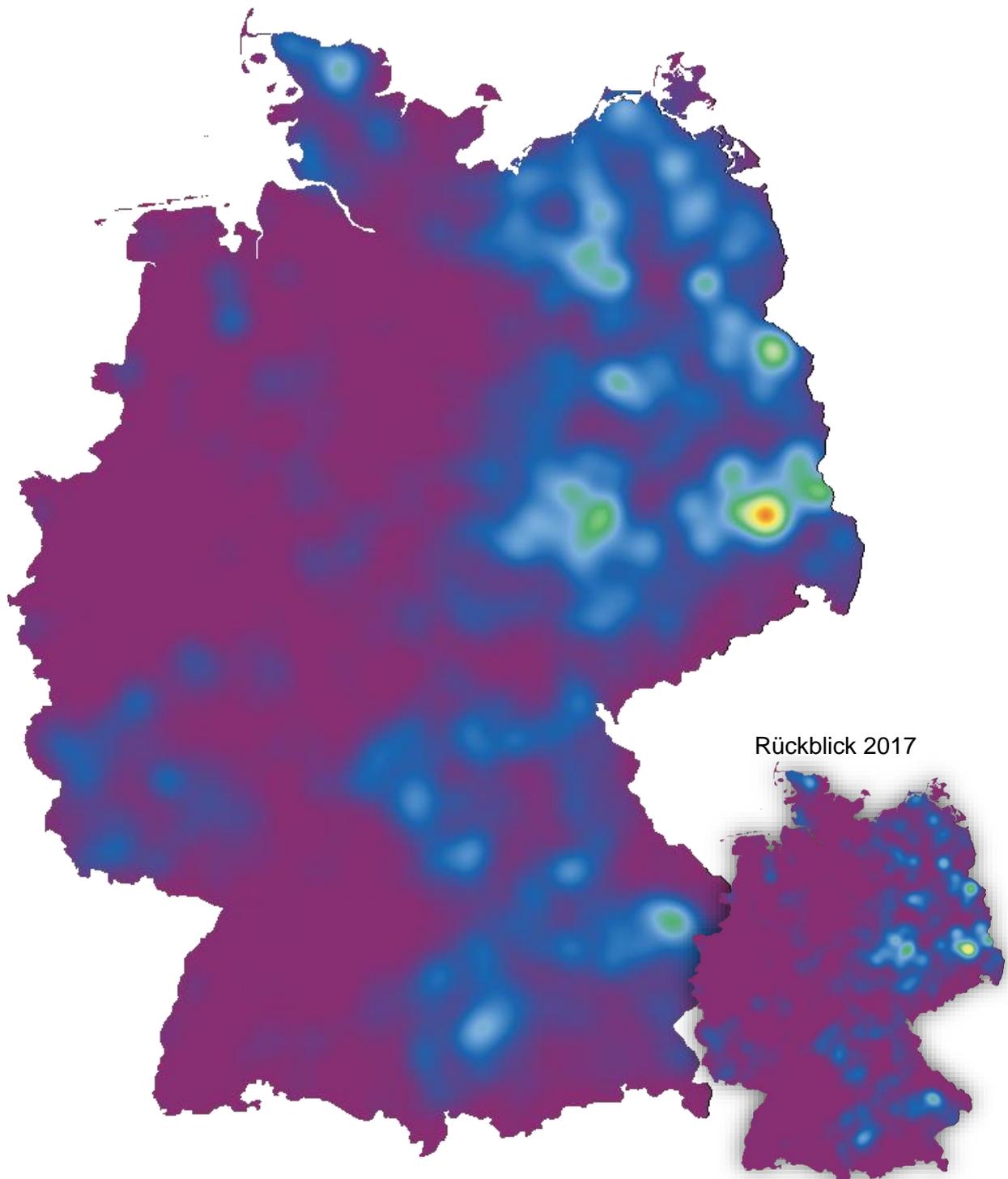


Abbildung 5-14: Freiflächen-PVA 2035: Installierte Leistung Szenario „B“



Rückblick 2017

Leistungsdichte in kW/km²

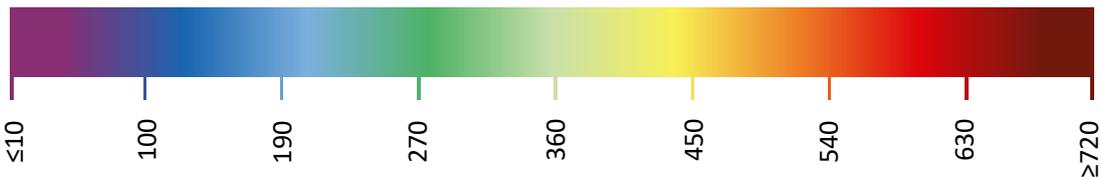


Abbildung 5-15: Freiflächen-PVA 2030: Installierte Leistung Szenario „C“

6 | Literaturverzeichnis

- BFG-01 13** Wasserschutzgebiete in Deutschland. Koblenz: Bundesanstalt für Gewässerkunde, 2013
- BFI-01 16** Langholz, Thies; Zimmermann, Dirk; Zaspel-Heispers, Brigitte Dr.: Potenziale für Erneuerbare Energien. Bonn: Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, 2016
- BFN-01 13** Natura2000-Daten, Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2013
- BFN-01 17** Natura 2000 - Biosphärenreservate - Nationalparke - Naturparke - Naturschutzgebiete - Landschaftsschutzgebiete - Ramsar. Bonn: Bundesamt für Naturschutz, 2017
- BKG-01 13** Digitales Landschaftsmodell 1:250000 (AAA-Modellierung). Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie - GeoDatenZentrum (BKG), 2013
- BMWI-14 13** Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2013
- BMWI-23 14** Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) § 78 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage (EEG §78). Ausgefertigt am 2014-07-21, Version vom 2017-07-17; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.
- BMWI-02 18** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) - Stand März 2018; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- BNETZA-18 18** Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn: Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. 2018.
- CLC-01 09** CORINE Land Cover (CLC2006) - Legende. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- DWD-02 04** Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004

- DWD-02 12** Digitale Weibulldaten der Windgeschwindigkeit für gesamt Deutschland im 200-m-Raster. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012
- DWG-02 17** Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2017.
- DWG-01 18** Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Stand 31.12.2017. Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2018.
- EEA-04 16** Erdbeobachtungsprogramm Copernicus: Pan-European - Reference Data. <http://land.copernicus.eu/pan-european/satellite-derived-products>. Kopenhagen: European Environment Agency (EEA), 2016
- FFE-04 12** Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012
- FFE-46 17** Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias; Jetter, Fabian: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein "2 % Szenario" in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 5 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- 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
- JET-01 15** Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- NIE-01 16** Niemöller, Susanne: Abstandsanalyse bestehender, genehmigter und geplanter Windenergieanlagen in Deutschland. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule für angewandte Wissenschaft München. München, 2016.
- OSM-01 12** OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreetMap (OSM) - Deutschland. Daten veröffentlicht unter ODbL. <http://www.openstreetmap.de/>, 2012
- OSM-03 15** OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- PVM-01 09** Photovoltaik-Potenzial von über 22 Gigawatt. In: <https://www.pv-magazine.de/2009/04/27/photovoltaik-potenzial-von-ber-22-gigawatt/>. Berlin: pv magazine group GmbH & Co. KG, 2009

- 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
- WEBER-01 17** Weber, Alexander; Johannes, Rode: Imitationseffekte bei der Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67. Jg. (2017) Heft 1/2. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017