



*Ariadne-Report*

# Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

## Szenarien und Pfade im Modellvergleich

**KOPERNIKUS**  
Ariadne **PROJEKTE**  
Die Zukunft unserer Energie

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

Der vorliegende Ariadne-Report wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Er spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Bildung und Forschung erstellt.

**Herausgegeben von**

Kopernikus-Projekt Ariadne  
Potsdam-Institut für Klimafolgen-  
forschung (PIK)  
Telegrafenberg A 31  
14473 Potsdam

Oktober 2021

DOI: 10.48485/pik.2021.006

**Bildnachweise**

Titel: Yeshe Kangrangz / Unsplash; Kapitel 1: Andrea Boldizsar / Unsplash; Kapitel 2: funky-data / iStock; Kapitel 3: Julian Hochgesang / Unsplash; Kapitel 4: Robin Sommer / Unsplash; Kapitel 5: hungyifei / iStock; Kapitel 6: audioundwerbung / istock; Kapitel 7: Clint Adair / Unsplash; Kapitel 8: Adam Vradenburg / Unsplash; Kapitel 9: Dan Meyers / Unsplash; Kapitel 10: Micheile Henderson / Unsplash

# 5. Ausbau von Windkraft und Photovoltaik

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 5.1   | Zusammenfassung   | 148 |
| 5.2   | Notwendiger Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung                                  | 149 |
| 5.3   | Modellierung des regionalen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik              | 150 |
| 5.4   | Ergebnisse der Potenzialanalyse   | 152 |
| 5.4.1 | <i>Wind Onshore</i>   | 152 |
| 5.4.2 | <i>Wind Offshore</i>  | 160 |
| 5.4.3 | <i>PV auf Dachflächen</i>   | 162 |
| 5.4.4 | <i>Freiflächen-PV</i>   | 165 |
| 5.4.5 | <i>Überblick über die gesamte mögliche Stromerzeugung in den drei Szenarien</i> | 169 |
| 5.5   | Zusammenfassung und Handlungsbedarfe  | 170 |
| 5.5.1 | <i>Zusammenfassung</i>  | 170 |
| 5.5.2 | <i>Handlungsbedarfe</i>   | 171 |
| 5.6   | Weiterer Forschungsbedarf   | 172 |
|       | Literaturangaben  | 174 |

## **Autorinnen und Autoren**

Klara Reder, Diana Böttger, Carsten Pape, Norman Gerhardt



## 5.1 Zusammenfassung

**Um die Strommengen aus Erneuerbaren Energien in Höhe der zu erwartenden Stromnachfrage von mehr als 1.000 TWh im Jahr 2045 weitgehend national zu erreichen, ist ein sehr starker Ausbau von Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik (PV) (auf Dach- und Freiflächen) notwendig.** Im Jahr 2020 erreichten Windkraft und Photovoltaik zusammen eine Stromerzeugung von knapp 182 TWh bei 116 GW installierter Leistung. Der weitere Ausbau muss mit gesteigerter Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich zu den vergangenen Jahren erfolgen.

**Potenziale für Windenergie an Land sind in allen Bundesländern vorhanden, auch wenn die erreichbaren Volllaststunden regional unterschiedlich sind.** Durch die technologische Weiterentwicklung zu mehr Schwachwindanlagen können die mittleren Volllaststunden von rund 2.900 in 2030 auf 3.100 bis 3.250 Volllaststunden in 2045 gesteigert werden. Die geringsten Volllaststunden werden in 2045 in Bayern erreicht, betragen aber trotzdem noch etwa 2.500 h/a.

**Die Potenziale für Offshore Windenergie in der Nord- und Ostsee wurden mit 56 GW abgeschätzt, wobei der Großteil auf die Nordsee entfällt.** Durch die gleichmäßigeren Windverhältnisse auf See können Offshore Windkraftanlagen rund 3.900 Volllaststunden in 2030 bzw. 3.675 bis 3.780 Volllaststunden in 2045 erreichen. Aufgrund der im Zeitverlauf zunehmenden Bebauung in der Nordsee kommt es dort zu Abschattungseffekten, die dazu führen, dass die Volllaststunden im Mittel in 2030 trotz des weiteren technologischen Fortschrittes bis 2045 absinken.

**Die Potenziale für PV-Dachflächenanlagen verteilen sich anhand der Besiedlung in Deutschland mit Schwerpunkten in dem bevölkerungsreichen Bundesland Nordrhein-Westfalen sowie den Großstädten Berlin, Hamburg und München.** Im Mittel können etwa 925 Volllaststunden erreicht werden. Beim maximalen betrachteten Ausbau mit 250 GW im *Fokus PV-* bzw. *Kombinations-*Szenario werden in 2045 in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut.

**Potenziale für PV-Freiflächenanlagen bestehen auf den Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen sowie auf Konversionsflächen.** Bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden lassen sich mit PV-Freiflächenanlagen etwa 1.000 Volllaststunden erreichen. Der höchste Ausbau mit 300 GW in 2045 wurde im *Kombinations-*Szenario untersucht. In diesem Szenario haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Freiflächenpotenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km<sup>2</sup>.

## 5.2 *Notwendiger Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung*

Aufgrund der Notwendigkeit einer ambitionierten CO<sub>2</sub>-Minderung in der Stromerzeugung und der zusätzlich benötigten Strommengen bedingt durch die Elektrifizierung im Rahmen der Sektorenkopplung, ist ein starker und schneller Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) dringend erforderlich. Der zukünftige deutsche Strombedarf wird überwiegend durch Windkraft an Land (Onshore) und auf See (Offshore) als auch durch Photovoltaik gedeckt werden müssen.

Wie hoch der Bedarf an heimischen Erneuerbaren Energien genau sein wird, hängt unter anderem davon ab, ob direktelektrische Optionen oder synthetische Energieträger stärker im Fokus der Sektorenkopplung stehen und wie die zukünftigen Importstrukturen insbesondere für Power-to-X, aber auch für Strom aussehen. Trotz dieser Unsicherheiten lassen sich klare Bandbreiten und Mindestausbaumengen ableiten. Basierend auf der Nutzung von Gesamtsystemmodellen kann für 2045 eine Bandbreite für den nationalen Stromverbrauch von 1.000 bis 1.350 TWh abgeleitet werden (siehe Kapitel 1). Um diesen decken zu können, wird für einen Ausbau der PV bis 2045 eine Bandbreite in Höhe von 200 - 400 GW unterstellt, während der Ausbau für Onshore Wind auf 130 - 180 GW und Offshore Wind auf 40 - 56 GW geschätzt wird.

Basierend auf angenommenen Zielkapazitäten wird der regionale Zubau der EE-Erzeugung modelliert. Im Folgenden werden drei konkrete Szenarien für den Wind- und Photovoltaikausbau betrachtet, die jeweils unterschiedliche technologische Schwerpunkte haben. Im ersten Szenario *Fokus Wind* liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Onshore Windtechnologie. In diesem Szenario wird angenommen, dass 2 % der Landesfläche für Windkraftanlagen deutschlandweit zur Verfügung stehen. Das bedeutet auch einen deutlichen Zuwachs in Bundesländern wie Bayern, die derzeit durch bestehende Abstandsregelungen kaum Flächen ausweisen. Im zweiten Szenario *Fokus PV* liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Photovoltaik und es wird davon ausgegangen, dass aufgrund von Abstandsregelungen bzw. Flächenausweisungen, Genehmigungsverfahren, höheren Naturschutzanforderungen sowie fehlender Akzeptanz weniger Wind an Land ausgebaut werden kann und somit mehr Strom aus Photovoltaikanlagen erzeugt werden muss. Beide Szenarien basieren auf einem angenommenen heimischen Stromverbrauch von ca.

1.000 TWh in 2045 und stellen die Untergrenze für die Erreichbarkeit von Klimazielen dar. Da in den Modellergebnissen (siehe Kapitel 1) teilweise noch deutlich höhere nationale EE-Strommengen notwendig sind, um weniger von Power-to-X-Importen abhängig zu sein, wird im dritten Szenario *Kombination (viel Wind & viel PV)* von allen EE-Technologien jeweils ein sehr starker Ausbau angenommen, das heißt der hohe Wind Onshore Ausbau aus dem *Fokus Wind* Szenario wird mit dem hohen Ausbau an Photovoltaik aus dem *Fokus PV*-Szenario kombiniert. Darüber hinaus wird

die Leistung von PV-Freiflächenanlagen selbst gegenüber dem *Fokus PV*-Szenario noch einmal verdoppelt und die Offshore-Stromerzeugung gesteigert. Dadurch ist das *Kombinations*-Szenario in der Lage einen heimischen Stromverbrauch von ca. 1.500 TWh zu decken, was die Obergrenze der Szenarien darstellt. Die genauen Leistungen in den Szenarien sind in Tabelle 5.1 angegeben. Für Onshore wird im Fokus PV-Szenario der Naturschutz stärker gewichtet, indem weitere Potenzialflächen wie Wald und Naturparke ausgeschlossen werden, woraus sich die Untergrenze ergibt. Für Offshore wird aufgrund der Belastungen für das Übertragungsnetz (siehe Projekt DeV-KopSys<sup>16</sup>) und der Notwendigkeit Wasserstoff zu erzeugen nur eine Netzanbindung von 20 GW unterstellt, die im Rahmen des Netzentwicklungsplanes bis 2030 umgesetzt wird. Langfristig basiert die Untergrenze auf der Raumordnungsplanung von 40 GW – und damit 20 GW für Wasserstoff. Im *Kombinations*-Szenario werden für 2030 zusätzlich 5 GW für Wasserstoff unterstellt, die auf Basis der Flächenverfügbarkeit umsetzbar wären, aber nicht an das Netz angeschlossen werden können. Und für 2045 wird als Obergrenze das Flächenpotenzial Deutschlands bei der für hohe Erträge notwendige geringe Windparkdichte von 56 GW unterstellt. Für PV-Freiflächen basieren die 150 GW auf den Potenzialflächen entlang von Autobahnen und Schienentrassen. Für das *Kombinations*-Szenario sind hier zusätzliche Ackerflächen notwendig. Für Dachflächen basieren die 250 GW auf einer Potenzialabschätzung möglicher verbrauchsnahe Erzeugung auf Niederspannungsebene, um den Netzausbaubedarf im Verteilnetz zu verringern. Die Leistungen für PV und Onshore in 2030 ergeben sich aus dem möglichen Markthochlauf und Ausbaupfad bis 2045.

| Szenario       | Fokus Wind |        | Fokus PV |        | Kombination (viel Wind & viel PV) |        |
|----------------|------------|--------|----------|--------|-----------------------------------|--------|
|                | 2030       | 2045   | 2030     | 2045   | 2030                              | 2045   |
| Szenariojahr   | 2030       | 2045   | 2030     | 2045   | 2030                              | 2045   |
| Wind Onshore   | 98,3 GW    | 180 GW | 82,8 GW  | 130 GW | 98,3 GW                           | 180 GW |
| Wind Offshore  | 20 GW      | 40 GW  | 20 GW    | 40 GW  | 25 GW                             | 56 GW  |
| PV-Dachflächen | 61 GW      | 114 GW | 115 GW   | 250 GW | 115 GW                            | 250 GW |
| PV-Freiflächen | 38 GW      | 86 GW  | 70 GW    | 150 GW | 70 GW                             | 300 GW |

Tabelle 5.1: Annahmen zur installierte Wind- und Photovoltaikleistung in den verschiedenen Szenarien.

<sup>16</sup> Der Abschlussbericht des Projektes „Dekarbonisierung Verkehr - Rückkopplung Energiesystem (DeV-KopSys)“ wird in Kürze auf der Projekthomepage veröffentlicht, siehe <https://devkopsys.de/>.

### **5.3 Modellierung des regionalen Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik**

Mit den energyANTS (**e**nergy system **A**nalyses using **T**emporal and **s**patial **S**imulation) werden die Simulationen für den Ausbau erneuerbaren Stromerzeugung vorgenommen. Die energyANTS setzen sich aus den hier relevanten Teilmodellen regioANTS, windANTS und pvANTS zusammen. Für jede Technologie wird dabei jeweils zuerst die regionale Verteilung der Anlagen für eine vorgegebene installierte Leistung (regioANTS) und im zweiten Schritt die Stromerzeugung anhand der regionalen Wetterdaten berechnet (windANTS bzw. pvANTS).

Für die regionale Verteilung von Onshore Windkraftanlagen müssen die Potenzialflächen bestimmt werden, indem Flächen wie Siedlungsgebiete mit einem Puffer, geschützte Gebiete und weitere ausgeschlossen werden. Für das *Fokus PV*-Szenario wurde zusätzlich der Naturschutz stärker gewichtet (z. B. wurden Waldgebiete und Naturparks ausgeschlossen). Die Eignung der einzelnen Flächen wird über verschiedene Kriterien wie z. B. den Abstand zu Ortschaften und Naturschutzgebieten sowie der Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wird der heutige Anlagenbestand mit einer Lebensdauer von 20 Jahren berücksichtigt. Für die Berechnung der Erzeugungszeitreihen werden stündlich aufgelöste Windgeschwindigkeiten auf einem Gitter in ca. 2,8 km Auflösung der COSMO-Wettermodelle des Deutschen Wetterdienstes verwendet.

Der zukünftige Ausbau der Windenergie auf See wird unter Berücksichtigung von Bestands-Windparks sowie von Vorrang- und Vorbehaltsgebieten modelliert. Anschließend werden unter Berücksichtigung des Zubaus Leistungszeitreihen für die Offshore-Windenergie simuliert. Basis für die Simulation der Offshore-Windenergie bildet das REA6-Modell des Deutschen Wetterdienstes mit einer räumlichen Auflösung von ca. 6 x 6 km.

Um den PV-Dachflächen Ausbau zu bestimmen, wurde zuerst mittels des Modells regioANTS die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro Jahr und Gemeinde ermittelt. Der Zielwert pro Bundesland wurde ausgehend von einem Ausbauziel für ganz Deutschland anhand der potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen berechnet. In dem Algorithmus wird die Ausbaugeschwindigkeit pro Gemeinde ermittelt, indem ausgehend auf der historischen installierten Leistung pro Gemeinde die bisherige Ausbaugeschwindigkeit ins Verhältnis zur Ausbaugeschwindigkeit des jeweiligen Bundeslandes gesetzt wird. Das Dachflächenpotenzial wird durch die Fläche der Hausumringe angenähert. Der aktuelle Anlagenbestand stammt aus dem Marktstammdatenregister.

Für PV-Freiflächenanlagen werden die Potenzialflächen bestehend zum einen aus Randstreifen von 185 m Breite neben Autobahnen und Schienenwegen sowie Konversionsflächen (Landwirtschaftsflächen mit schlechter Bodenqualität und Heideflächen) bestimmt. Anschließend werden auf den Potenzialflächen zufällig Anlagen platziert. Die Anlagengröße wird mittels einer Wahrscheinlichkeitsverteilung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Erfahrungsbericht bestimmt. Ausrichtung und Neigung sind für Freiflächenanlagen immer optimal mit 30° Neigung und Ausrichtung nach Süden angenommen.

Mit dem Modell pvANTS werden die stündlichen Erzeugungszeitreihen von Dach- und Freiflächen-PV-Anlagen bestimmt. Das Modell besteht aus einem Solaranteilmodell, einem Kollektormodell und einem Wechselrichtermodell. Bei der Berechnung werden neben der Globalstrahlung auch Temperaturdaten und räumlichen Daten zur Position, Ausrichtung und Neigung eines PV-Moduls verwendet.

#### **5.4 Ergebnisse der Potenzialanalyse**

Im Folgenden werden für die Windkraft und Photovoltaik die regionale Anlagenverteilung sowie die möglichen Erträge und Volllaststunden in den verschiedenen Szenarien dargestellt.

##### *5.4.1 Wind Onshore*

Tabelle 5.2 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Bei den Volllaststunden gibt es grundsätzlich zwei Effekte: einerseits steigen diese durch den Trend zu Schwachwindanlagen im Zeitverlauf an, andererseits müssen mit zunehmendem Ausbau immer mehr Flächen mit vergleichsweise schlechteren Windgeschwindigkeiten bebaut werden (*Fokus Wind*-Szenario im Vergleich zum *Fokus PV*-Szenario). Mit dem höchsten Ausbau von 180 GW in 2045 im *Fokus Wind*-Szenario können demnach knapp 560 TWh Strom aus Windenergieanlagen an Land erzeugt werden.

| Szenario              | Fokus Wind |            | Fokus PV   |            | Kombination (viel Wind & viel PV) |            |
|-----------------------|------------|------------|------------|------------|-----------------------------------|------------|
|                       | 2030       | 2045       | 2030       | 2045       | 2030                              | 2045       |
| Szenariojahr          | 2030       | 2045       | 2030       | 2045       | 2030                              | 2045       |
| Installierte Leistung | 98,3 GW    | 180 GW     | 82,8 GW    | 130 GW     | 98,3 GW                           | 180 GW     |
| Energieertrag         | 282 TWh    | 558 TWh    | 243 TWh    | 423 TWh    | 282 TWh                           | 558 TWh    |
| Volllaststunden       | 2.871 h/a  | 3.100 h/a  | 2.941 h/a  | 3.254 h/a  | 2.871 h/a                         | 3.100 h/a  |
| Flächenbedarf         | 370.500 ha | 702.000 ha | 312.000 ha | 507.000 ha | 370.500 ha                        | 702.000 ha |

Tabelle 5.2: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für Onshore Windenergie in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung

### Fokus Wind Szenario:

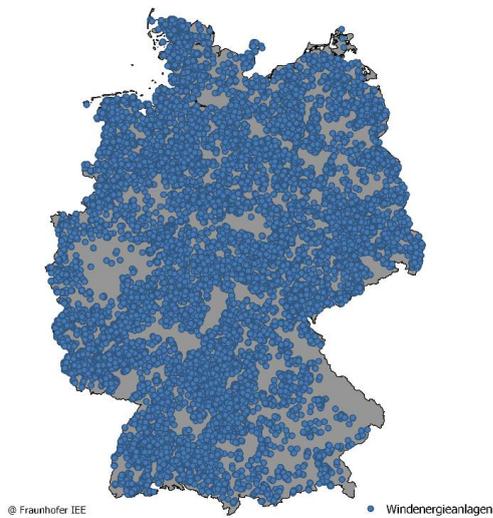
In Abbildung 5.1 sind mögliche Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 abgebildet. In 2030 beträgt die installierte Leistung wie in Tabelle 5.2 beschrieben 98,3 GW und in 2045 sind es 180 GW. In 2030 ist die räumliche Verteilung homogener über ganz Deutschland verteilt als in 2045. Das liegt i) an den Annahmen, die für das Szenario getroffen wurden und ii) dass in 2030 noch etwa 31 GW aus dem Bestand von 2020 installiert (Abbildung 5.2) sind und voraussichtlich keine davon mehr in 2045 aktiv sein wird (EEG-Vergütung liegt bei 20 Jahren).

- i) Die Annahmen für das Szenario beinhalten, dass Naturschutzflächen nicht bebaut werden dürfen, der Abstand zu Wohngebäuden ausreichend hoch sein soll (Potenzialflächen). Entsprechend sind besonders in Nordrhein-Westfalen aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte und Bebauung sowie im Osten von Bayern Flächen aufgrund von Naturschutzgebieten ausgeschlossen. Durch die Flächenbewertung werden geeignete Flächen zuerst bebaut. Das *Fokus Wind*-Szenario mit 180 GW fordert eine sehr hohe installierte Leistung, sodass auch im Süden viele Flächen mit erschlossen werden.
- ii) Die Anlagen, die heute installiert sind und noch in 2030 im Bestand sind, liegen vorrangig in Norddeutschland, besonders in Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Die Bestandsanlagen befinden sich auch in Gebieten die durch die Annahmen aus i) für die Modellierung ausgeschlossen wurden (z. B. kleine Anlage neben einem Bauernhof, die heute keine Genehmigung mehr bekommen würde). Es wurde angenommen, dass Anlagen aus 2020 noch 20 Jahre in Betrieb sind und neu installierte Anlagen nach 2020 bis zu 25 Jahren in Betrieb sein können. Das heißt, dass in 2045 keine Bestandsanlagen mehr vorhanden sind. Die Verteilung der Bestandsanlagen und die

die neu hinzugekommenen Anlagen bis 2030 scheinen deswegen homogener verteilt zu sein.

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen deutlich, dass die Annahmen, die in ein Modell einfließen, starke Auswirkungen auf die Ergebnisse haben. Die Ergebnisse weisen auf die Konkurrenz zwischen den Anforderungen an den Naturschutz und den Bau von Windenergieanlagen hin. Sind andere Potenzialflächen vorhanden sowie eine andere Flächenbewertung, führt dies zu einer anderen Verteilung der Platzierung von Windenergieanlagen.

**a) 2030**



**b) 2045**

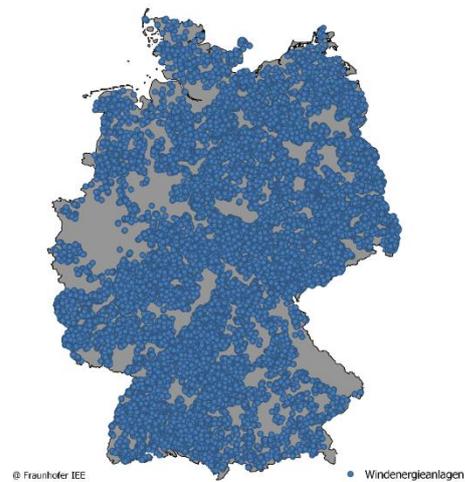


Abbildung 5.1: Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

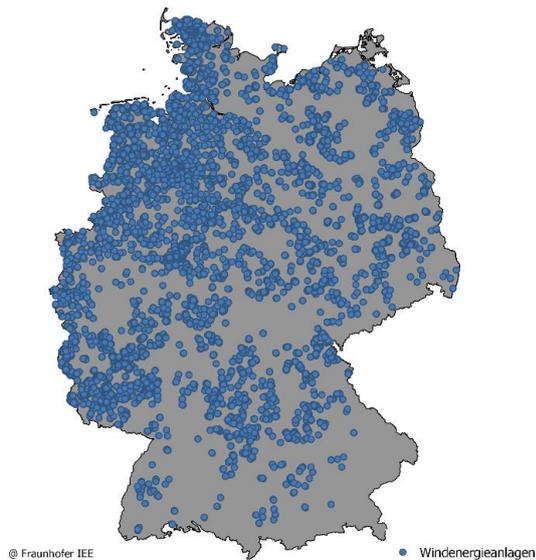


Abbildung 5.2: Windenergieanlagen an Land aus dem heutigen Bestand, die 2030 noch in Betrieb sein werden.

Die installierte Leistung, die Volllaststunden und der Energieertrag je Bundesland sind in Tabelle 5.3 zu finden. In fast allen Bundesländern verdoppelt sich etwa die installierte Leistung von 2030 zu 2045. In 2030 ist die höchste installierte Leistung in Baden-Württemberg, Niedersachsen, Bayern und Brandenburg. In 2045 hat sich die Reihenfolge geändert, aber alle vier Bundesländer haben die höchste installierte Leistung in Deutschland. Besonders geringe installierte Leistungen sind in den drei Stadtstaaten und im Saarland vorzufinden. Die Volllaststunden variieren zwischen 2.357 und 4.114 h/a. Die Volllaststunden sind im Norden (Niedersachsen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg) aufgrund der höheren Windhöffigkeit höher als in Süddeutschland (Bayern und Baden-Württemberg). In 2045 sind die Volllaststunden in allen Bundesländern höher als in 2030. Das liegt an der Annahme, dass die Technologie sich verbessert (Nabenhöhe und Rotordurchmesser) und damit die Volllaststunden gesteigert werden können. Der Energieertrag setzt sich aus der installierten Leistung der Windenergieanlagen pro Bundesland und den Volllaststunden zusammen. Den höchsten Energieertrag weisen 2030 und 2045 Niedersachsen, Brandenburg und Baden-Württemberg auf. Den geringste Energieertrag erbringen aufgrund der geringen installierten Leistung die Stadtstaaten und das Saarland.

| Bundesland             | Installierte Leistung 2030 [MW] | Installierte Leistung 2045 [MW] | VLS 2030 [h/a] | VLS 2045 [h/a] | Energieertrag [TWh] 2030 | Energieertrag [TWh] 2045 |
|------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|--------------------------|--------------------------|
| Baden-Württemberg      | 13252                           | 31420                           | 2362           | 2524           | 31                       | 79                       |
| Bayern                 | 10484                           | 23062                           | 2357           | 2497           | 25                       | 58                       |
| Berlin                 | 61                              | 93                              | 3146           | 3585           | 0                        | 0                        |
| Brandenburg            | 9889                            | 19226                           | 3291           | 3631           | 33                       | 70                       |
| Bremen                 | 88                              | 0                               | 2981           | 0              | 0                        | 0                        |
| Hamburg                | 88                              | 18                              | 3082           | 4114           | 0                        | 0                        |
| Hessen                 | 6707                            | 16230                           | 2678           | 2940           | 18                       | 48                       |
| Mecklenburg-Vorpommern | 6687                            | 12730                           | 3355           | 3611           | 22                       | 46                       |
| Niedersachsen          | 13926                           | 20412                           | 3132           | 3638           | 44                       | 74                       |
| Nordrhein-Westfalen    | 4333                            | 2899                            | 2917           | 3483           | 13                       | 10                       |
| Rheinland-Pfalz        | 7376                            | 10764                           | 2582           | 2933           | 19                       | 32                       |
| Saarland               | 913                             | 745                             | 2496           | 2719           | 2                        | 2                        |
| Sachsen                | 6805                            | 14740                           | 3202           | 3338           | 22                       | 49                       |
| Sachsen-Anhalt         | 5105                            | 9738                            | 2951           | 3377           | 15                       | 33                       |
| Schleswig-Holstein     | 6375                            | 5353                            | 3249           | 3681           | 21                       | 20                       |
| Thüringen              | 6216                            | 12591                           | 2801           | 2989           | 17                       | 38                       |

Tabelle 5.3: Installierte Leistung in MW, Volllaststunden (VLS) und Energieertrag (TWh) für 2030 und 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

Um den Nettozubau für Windenergieanlagen zu bestimmen, wird angenommen, dass Bestandsanlagen für jeweils 20 Jahre in Betrieb sind. Für die Jahre 2021 bis 2025 wird die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (enervis energy advisors GmbH, 2020) verwendet, für alle folgenden Jahre wird von einem linearen Anstieg ausgegangen. Bei den Anlagen, die nach 2020 gebaut werden, wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen länger im Betrieb sein werden. Hier wird von 25 Jahren ausgegangen, wobei ab dem 21. Jahr nur noch 80 % des Vorjahres im Bestand bleiben. Der Bestand wird mit dem Zubau verrechnet, um auf die passenden installierten Leistungen, die für das Ziel-Szenariojahr vorgegeben sind, zu kommen.

In Abbildung 5.3 ist die neu zu installierende Leistung für jedes Jahr von 2021 bis 2045 abgebildet. Es müssen im Mittel etwa 6 GW pro Jahr neu installiert werden. Bis Mitte der 2030er Jahre ist hier eine leicht steigende Tendenz zu sehen, die bis 2040 abfällt und anschließend wieder auf etwa 8 GW in 2045 ansteigt.

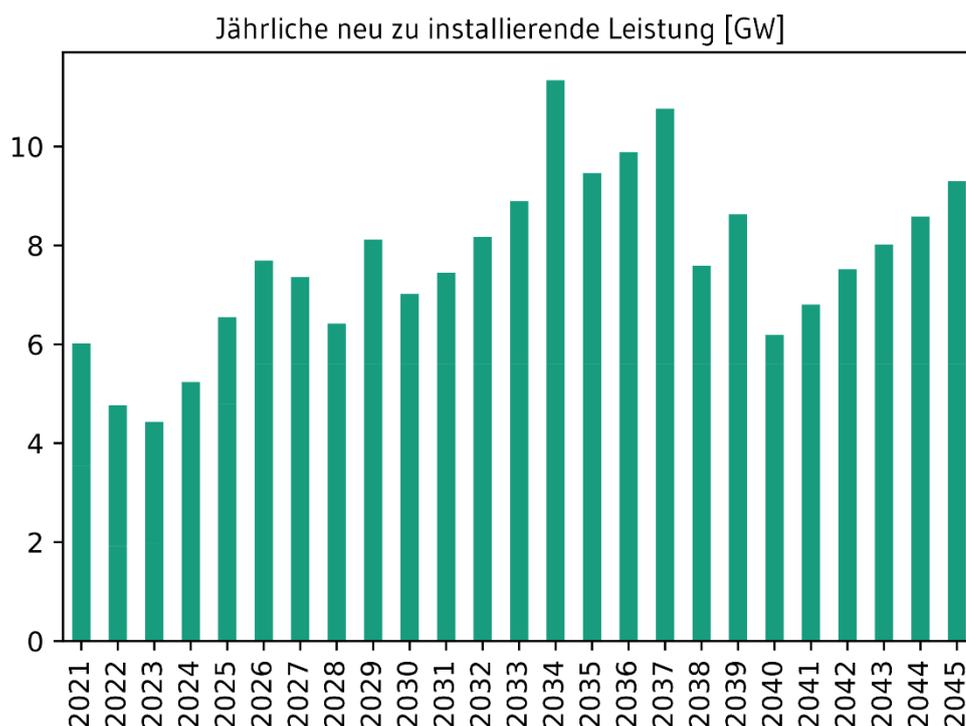


Abbildung 5.3: Neu zu installierende Leistung pro Jahr bis 2045 für das Fokus Wind-Szenario.

In Abbildung 5.4 ist der Nettozubau und Repowering (eine Windenergieanlage wird außer Betrieb genommen und am selben Standort durch eine neue ersetzt) akkumuliert bis 2045 abgebildet. Durch die Anlehnung an die Mittelfristprognose, ist der Anstieg bis 2025 gemäßigt, was eine Umstellungsträgheit der Märkte und Politik auf gesteigerte Ausbauzahlen abbilden soll. Nach

2025 findet ein kontinuierlicher Zuwachs an Nettozubau und Repowering statt. Windenergieanlagen haben durch die EEG-Vergütung eine Lebensdauer von 20 Jahren, die voraussichtlich für einige Anlagen auf bis zu 25 Jahre erhöht werden wird. Durch die oben beschriebenen Annahmen gibt es Anlagen, die in 2021 gebaut werden und in 2045 nicht mehr in Betrieb sind. Deswegen ist in 2045 die akkumulierte installierte Leistung mit etwa 200 GW höher als die Szenarioannahme von 180 GW.

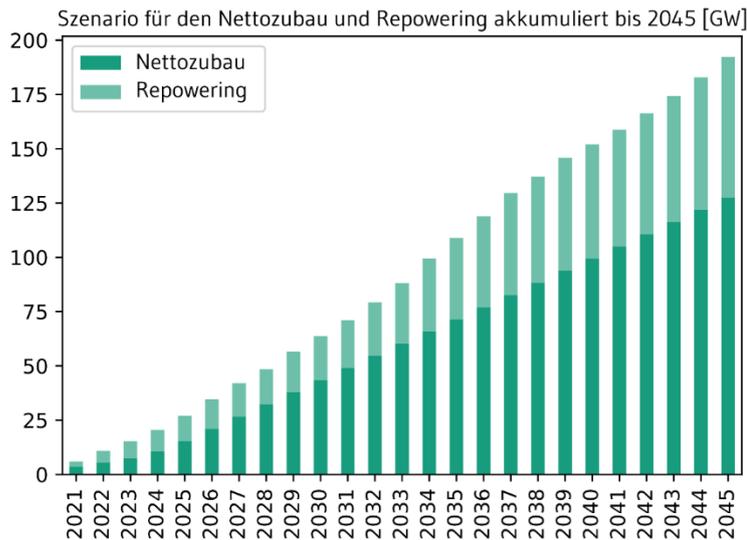
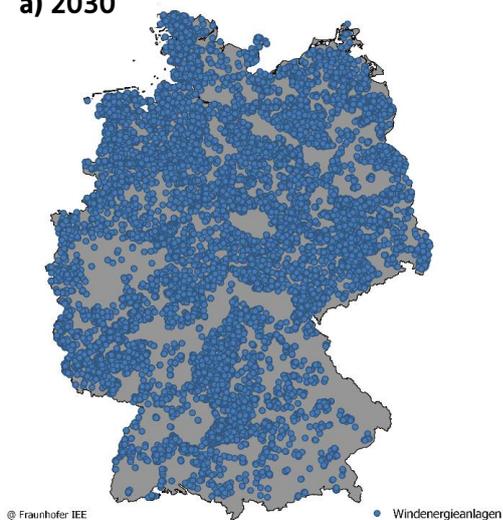


Abbildung 5.4: Kumulierter Zubau und Repowering für jedes Jahr für das Fokus Wind-Szenario.

### Fokus PV-Szenario:

a) 2030



b) 2045

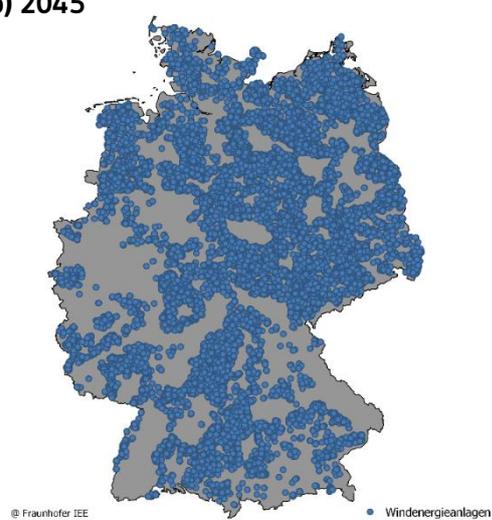


Abbildung 5.5: Standorte für Windenergieanlagen an Land in 2030 und 2045 für das Fokus PV-Szenario.

Die installierte Leistung und die Volllaststunden sind in Tabelle 5.4 zu finden. In 2030 und in 2045 ist die höchste installierte Leistung in Niedersachsen, Brandenburg, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern. Hier wird wie oben beschrieben deutlich, dass im Gegensatz zum *Fokus Wind*-Szenario mehr installierte Leistung in Norddeutschland zu finden ist. Besonders geringe installierte Leistungen sind wie im *Fokus Wind*-Szenario in den drei Stadtstaaten und im Saarland. Die Volllaststunden variieren zwischen 2.320 - 4.096 h/a und sind damit ähnlich zum *Fokus Wind*-Szenario. Die Volllaststunden sind genau wie im *Fokus Wind*-Szenario in den nördlichen Bundesländern höher als in den südlichen Bundesländern. Durch eine Verbesserung der Technologieparameter erhöhen sich die Volllaststunden von 2030 zu 2045. Der Energieertrag ist in Niedersachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern am höchsten. Im Vergleich zum *Fokus Wind*-Szenario hat Baden-Württemberg eher durchschnittliche Energieerträge. Das liegt daran, dass im *Fokus Wind*-Szenario aufgrund der hohen Leistung von 180 GW mehr Flächen in Deutschland bebaut werden müssen und damit auch mehr Flächen, die im Süden liegen und schlechtere Flächenbewertungen haben.

| Bundesland             | Installierte Leistung 2030 [MW] | Installierte Leistung 2045 [MW] | VLS 2030 [h/a] | VLS 2045 [h/a] | Energieertrag [TWh] 2030 | Energieertrag [TWh] 2045 |
|------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------|----------------|--------------------------|--------------------------|
| Baden-Württemberg      | 6.623                           | 11.397                          | 2.466          | 2.631          | 16                       | 30                       |
| Bayern                 | 7.725                           | 14.752                          | 2.368          | 2.546          | 18                       | 38                       |
| Berlin                 | 22                              | 0                               | 2.653          | 0              | 0                        | 0                        |
| Brandenburg            | 9.660                           | 17.134                          | 3.312          | 3.666          | 32                       | 63                       |
| Bremen                 | 88                              | 0                               | 2.981          | 0              | 0                        | 0                        |
| Hamburg                | 93                              | 41                              | 3.121          | 4.096          | 0                        | 0                        |
| Hessen                 | 4.206                           | 6.377                           | 2.646          | 2.934          | 11                       | 19                       |
| Mecklenburg-Vorpommern | 7.001                           | 13.453                          | 3.344          | 3.595          | 23                       | 48                       |
| Niedersachsen          | 13.849                          | 20.766                          | 3.116          | 3.616          | 43                       | 75                       |
| Nordrhein-Westfalen    | 4.145                           | 2.549                           | 2.909          | 3.560          | 12                       | 9                        |
| Rheinland-Pfalz        | 6.000                           | 5.775                           | 2.485          | 2.804          | 15                       | 16                       |
| Saarland               | 437                             | 49                              | 2.320          | 2.857          | 1                        | 0                        |
| Sachsen                | 5.972                           | 11.286                          | 3.212          | 3.350          | 19                       | 38                       |
| Sachsen-Anhalt         | 5.517                           | 11.167                          | 2.979          | 3.371          | 16                       | 38                       |
| Schleswig-Holstein     | 6.430                           | 5.091                           | 3.278          | 3.732          | 21                       | 19                       |
| Thüringen              | 5.000                           | 10.209                          | 2.758          | 2.995          | 14                       | 31                       |

Tabelle 5.4: Installierte Leistung Wind Onshore in MW, Volllaststunden (VLS) und Energieertrag (TWh) für 2030 und 2045 für das Fokus PV-Szenario.

In Abbildung 5.6 ist die neu zu installierende Leistung für jedes Jahr von 2021 bis 2045 abgebildet. Es müssen zwischen 4 und 8 GW pro Jahr neu installiert werden. Im Gegensatz zum *Fokus Wind*-Szenario mit bis zu 10 GW neu zu installierender Leistung pro Jahr fällt diese hier mit maximal 8 GW und einem Mittelwert von 5,6 GW gegenüber 7,7 GW deutlich geringer aus. Dennoch ist auch für das *Fokus PV*-Szenario ein Ausbau an Windenergieanlagen notwendig, um das Ziel für 2045 zu erreichen. Der Verlauf des Ausbaus ist bis 2030 einigermaßen konstant und steigt dann an, fällt wie im *Fokus Wind*-Szenario um 2040 ab und steigt bis 2045 wieder leicht an.

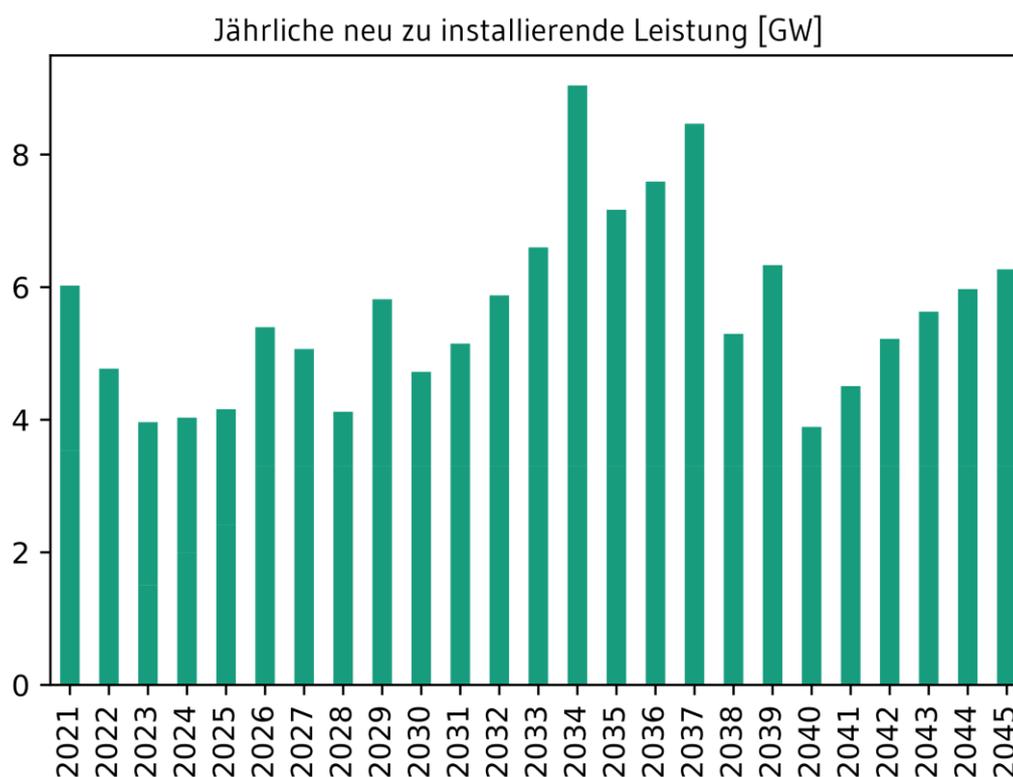


Abbildung 5.6: Neu zu installierende Leistung Wind Onshore pro Jahr bis 2045 für das Fokus PV-Szenario.

In Abbildung 5.7 ist der Nettozubau und Repowering akkumuliert bis 2045 abgebildet. Der Zuwachs an Nettozubau und Repowering ist wie im *Fokus Wind*-Szenario annähernd konstant, allerdings für das *Fokus PV*-Szenario weniger steil. Da die Zielgröße in 2045 mit 130 GW kleiner ist als im *Fokus Wind*-Szenario (180 GW), ist der Anteil am Repowering für das *Fokus PV*-Szenario höher. Genau wie im *Fokus Wind*-Szenario ist in 2045 der akkumulierte Zubau inklusive Repowering höher als 130 GW aufgrund von Windenergieanlagen, die ab 2021 gebaut werden, aber bis 2045 bereits wieder stillgelegt sind.

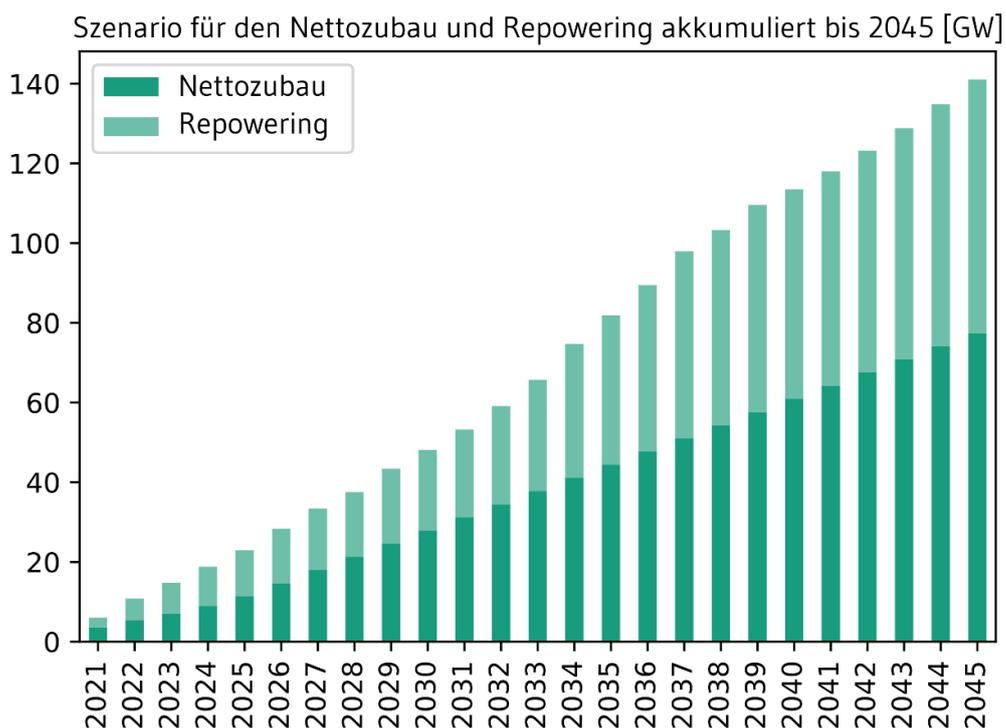


Abbildung 5.7: Kumulierter Zubau und Repowering Wind Onshore akkumuliert für jedes Jahr für das Fokus PV-Szenario.

### Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

Das *Kombinations-Szenario* entspricht für Wind Onshore dem *Fokus Wind-Szenario*.

#### 5.4.2 Wind Offshore

Tabelle 5.5 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar.

| Szenario              | Fokus Wind |           | Fokus PV  |           | Kombination (viel Wind & viel PV) |           |
|-----------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------------|-----------|
|                       | 2030       | 2045      | 2030      | 2045      | 2030                              | 2045      |
| Installierte Leistung | 20 GW      | 40 GW     | 20 GW     | 40 GW     | 25 GW                             | 56 GW     |
| Energieertrag         | 78 TWh     | 151,3 TWh | 78 TWh    | 151,3 TWh | 98,1 TWh                          | 206,9 TWh |
| Volllaststunden       | 3.899 h/a  | 3.782 h/a | 3.899 h/a | 3.782 h/a | 3.924 h/a                         | 3.675 h/a |

Tabelle 5.5: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für Offshore Windenergie in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

### Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

In Abbildung 5.8 und Abbildung 5.9 sind die Volllaststunden für Offshore Windenergieanlagen in 2030 und 2045 abgebildet. Die Abbildung zeigt zudem die Wassertiefe in Metern sowie die 12 Seemeilen Zone. In 2030 sind deutlich weniger Flächen für Offshore Windenergieanlagen ausgewiesen als in 2045. In 2045 sind die Windparks in weiterer Entfernung zur Küste und damit auch in tieferen Gewässern. In 2045 fallen einige Windparks weg, die zurück gebaut werden und die sich in Regionen befinden, an denen nicht repowert werden darf. Auffällig ist, dass die Volllaststunden in 2030 höher sind als in 2045. Das liegt daran, dass in 2045 mehr Windparks gebaut werden und es damit zu Abschattungseffekten kommt, was die Volllaststunden reduziert. Dennoch ist der Gesamtertrag in 2045 höher, da die installierte Leistung deutlich höher ist.

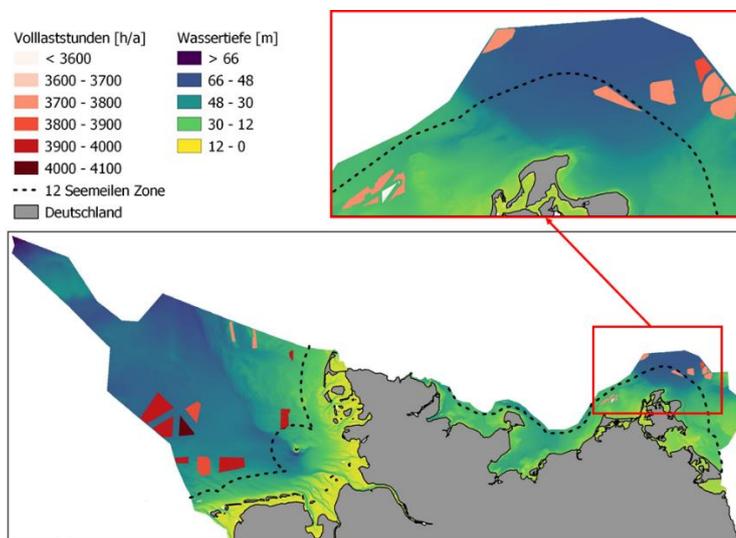


Abbildung 5.8: Volllaststunden für Windparks in 2030 in der Nord- und Ostsee.

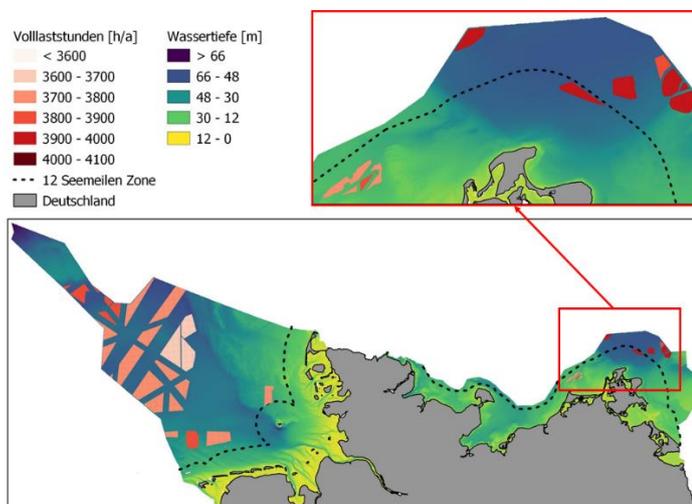


Abbildung 5.9: Volllaststunden für Windparks in 2045 in der Nord- und Ostsee.

### 5.4.3 PV auf Dachflächen

Tabelle 5.6 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Je nach Standort und Dachneigung unterscheiden sich die Volllaststunden zwischen den Anlagen, was zu etwas höheren Volllaststunden im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 2045 führt, da hier bereits Dächer mit etwas schlechterem Standort genutzt werden. Selbst bei höchstem Ausbau mit 250 GW in 2045 liegen die Volllaststunden nur bei 922 h/a und es können 230,7 TWh erzeugt werden.

| Szenario              | Fokus Wind |           | Fokus PV  |           | Kombination (viel Wind & viel PV) |           |
|-----------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------------------------------|-----------|
|                       | 2030       | 2045      | 2030      | 2045      | 2030                              | 2045      |
| Installierte Leistung | 60,9 GW    | 114 GW    | 115,2 GW  | 250 GW    | 115,2 GW                          | 250 GW    |
| Energieertrag         | 56,6 TWh   | 105,4 TWh | 106,8 TWh | 230,7 TWh | 106,8 TWh                         | 230,7 TWh |
| Volllaststunden       | 930 h/a    | 923 h/a   | 926 h/a   | 922 h/a   | 926 h/a                           | 922 h/a   |

Tabelle 5.6: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für PV-Dachflächenanlagen in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

Im Folgenden wird die regionale Verteilung der Anlagen in den verschiedenen Szenarien detailliert dargestellt.

#### **Fokus Wind-Szenario:**

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro km<sup>2</sup> der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.10 dargestellt. In Regionen, die dicht besiedelt sind, und wo damit viele Dachflächen vorhanden sind, werden entsprechend mehr PV-Aufdachanlagen installiert. In 2030 gibt es besonders viele PV-Aufdachanlagen in den großen Städten wie Berlin, Hamburg und München sowie in Nordrhein-Westfalen. Geringe installierte Leistungen finden sich in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Rheinland-Pfalz. In 2045 ist ein deutlicher Ausbau an PV-Aufdachanlagen gegenüber 2030 zu erkennen. Besonders in Hessen, Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg und Bayern steigen die Ausbautzahlen.

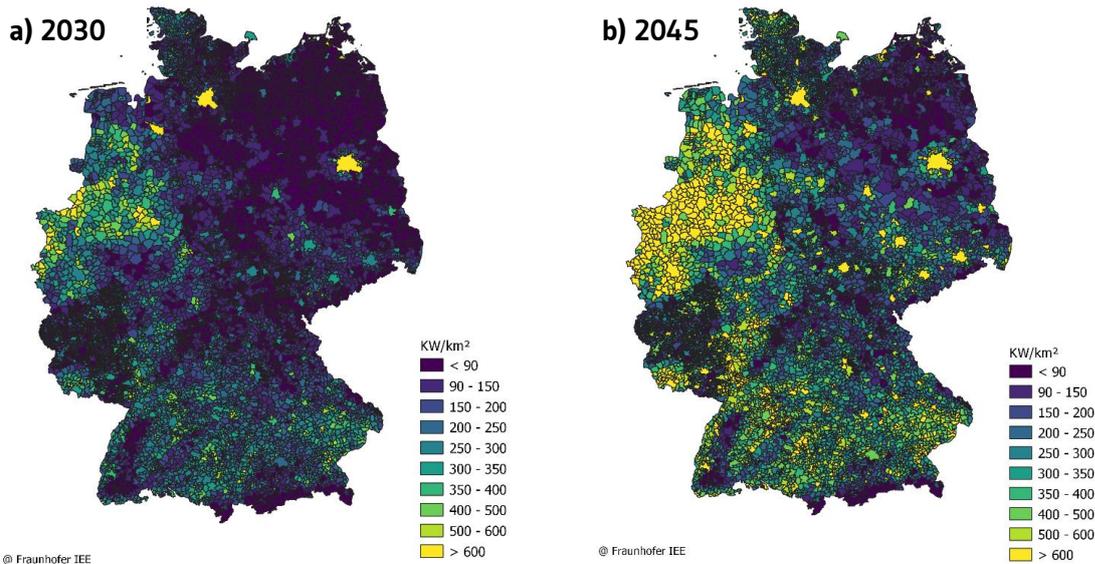


Abbildung 5.10: Installierte Leistung in kW/km<sup>2</sup> von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario.

In Abbildung 5.11 ist das genutzte Potenzial von PV-Aufdachanlagen pro Gemeinde in Deutschland dargestellt. In 2030 haben 70 % der Gemeinden weniger als 50 % ihres Potenzials genutzt. In 2045 sind es dagegen nur 23 %. Gleichzeitig haben selbst in 2045 nur 5 % der Gemeinden mehr als 80 % ihres Potenzials genutzt. Das bedeutet, dass im *Fokus Wind*-Szenario, wie in den Annahmen festgelegt, der PV-Aufdachanlagenausbau nicht bis an die Grenze des möglichen Ausbaus geht und noch Potenzial für den weiteren PV-Ausbau verbleibt. Besonders gut ist das Potenzial in einer Diagonalen von Nordwesten nach Südosten von Deutschland genutzt.

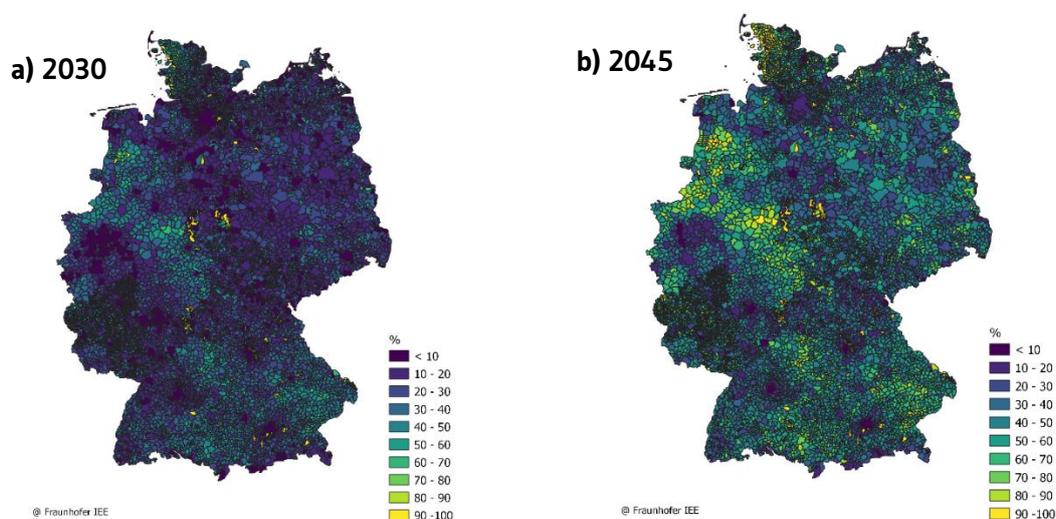
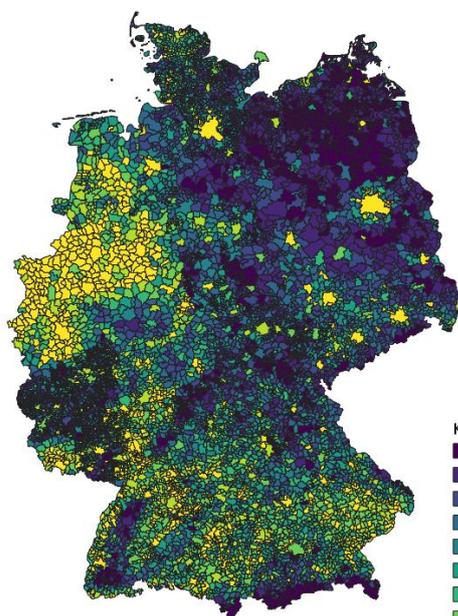


Abbildung 5.11: Anteil der genutzten an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario.

### Fokus PV-Szenario:

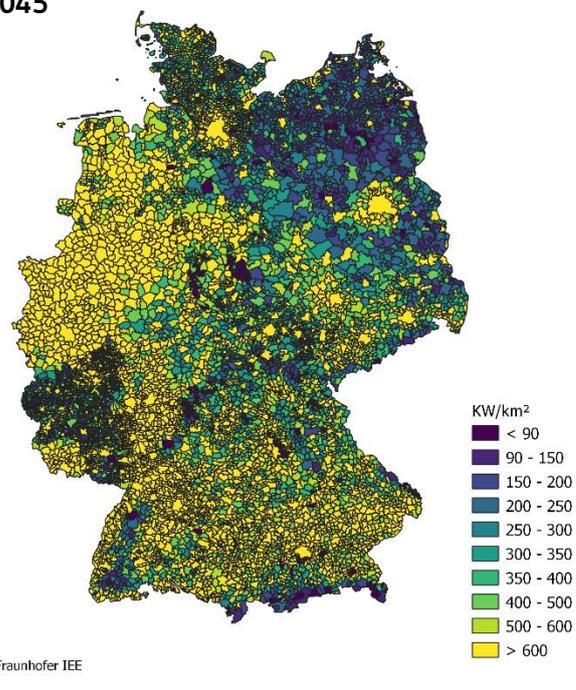
Die räumliche Verteilung der installierten Leistung pro km<sup>2</sup> der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Die Verteilung im *Fokus Wind*-Szenario von 2045 ähnelt der Verteilung im *Fokus PV*-Szenario in 2030 stark, da hier die installierte Leistung fast gleich (114 gegenüber 115 GW) ist. In 2045 ist der starke Ausbau von 250 GW abgebildet. Fast in ganz Deutschland sind mehr als 600 kW/km<sup>2</sup> installiert. In Nordostdeutschland sind die installierten Leistungen geringer mit <250 kW/km<sup>2</sup>. Es ist zu erkennen, dass ein sehr starker Ausbau in den 15 Jahren zwischen 2030 und 2045 stattfindet, damit die Zieleinstellungen erreicht werden können.

a) 2030



© Fraunhofer IEE

b) 2045



© Fraunhofer IEE

Abbildung 5.12: Installierte Leistung in kW/km<sup>2</sup> von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

Die räumliche Verteilung der installierten Leistung anteilig an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung der PV-Dachflächen in 2030 und 2045 ist in Abbildung 5.13 dargestellt. In 2045 ist zu erkennen, dass in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehende Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut wurden. Weiteres Potenzial besteht noch in Teilen von Nordrhein-Westfalen, Nordostdeutschland und in großen Städten. Dies ist besonders in Bezug auf Abbildung 5.12 mit der installierten Leistung pro km<sup>2</sup> interessant. In Nordostdeutschland ist die installierte Leistung pro km<sup>2</sup> am geringsten, aber das Potenzial ist bereits ausgeschöpft. Dies liegt daran, dass in Nordostdeutschland die Besiedelung geringer ist

und damit weniger Dachflächen zur Verfügung stehen. In 2030 gibt es großes Potenzial, das zur Verfügung steht. Eine besonders hohe Nutzung des Potenzials gibt es in Niedersachsen, Ost-Westfalen und Teilen von Bayern und Baden-Württemberg. Ein Ausbau an PV-Aufdachanlagen in 2045, wie hier dargestellt, bedeutet, dass fast alle Gebäude auch mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet werden müssen, damit das Ziel dieses Szenarios erreicht werden kann.

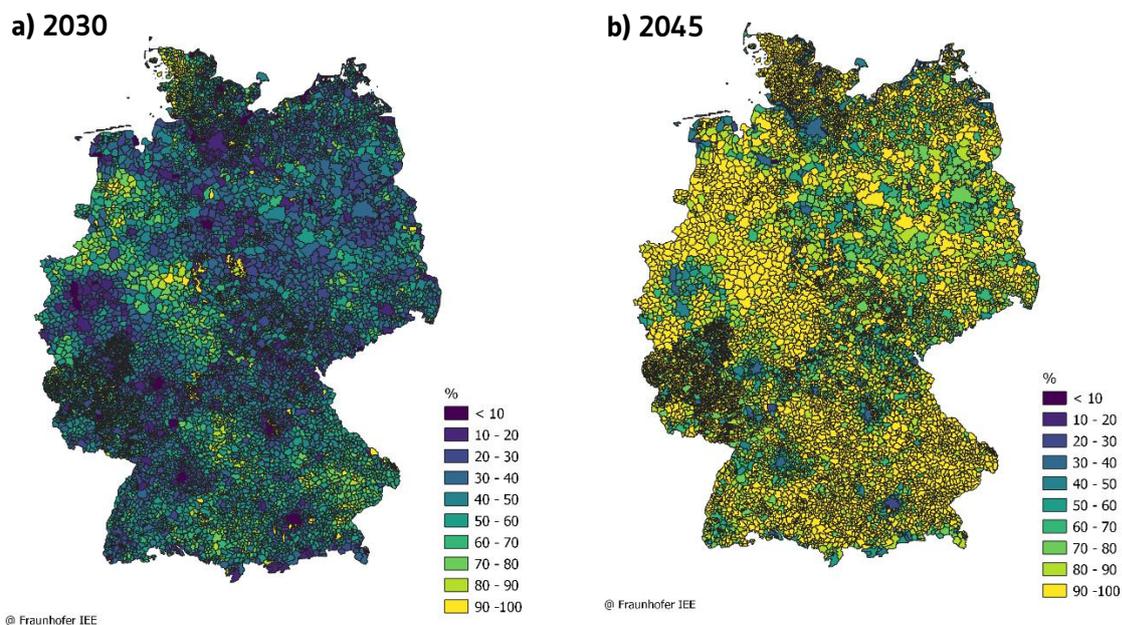


Abbildung 5.13: Anteil der genutzten an der potenziell zur Verfügung stehenden installierten Leistung von PV-Aufdachanlagen für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

### Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

Das *Kombinations-Szenario* entspricht dem *Fokus PV-Szenario* für PV-Dachflächen.

#### 5.4.4 Freiflächen-PV

Tabelle 5.7 stellt die möglichen Energieerträge und Volllaststunden für die betrachteten Szenarien im Vergleich dar. Da für alle Anlagen gleichermaßen eine optimale Ausrichtung nach Süden angenommen wurde, unterscheiden sich die Volllaststunden zwischen den Szenarien nur marginal und liegen bei knapp über 1.000 h/a. Beim stärksten Ausbau von PV-Freiflächenanlagen können demnach mit 300 GW dann 304 TWh erzeugt werden.

| Szenario              | Fokus Wind |            | Fokus PV  |            | Kombination (viel Wind & viel PV) |            |
|-----------------------|------------|------------|-----------|------------|-----------------------------------|------------|
|                       | 2030       | 2045       | 2030      | 2045       | 2030                              | 2045       |
| Szenariojahr          | 2030       | 2045       | 2030      | 2045       | 2030                              | 2045       |
| Installierte Leistung | 38 GW      | 86 GW      | 70 GW     | 150 GW     | 70 GW                             | 300 GW     |
| Energieertrag         | 39 TWh     | 87 TWh     | 71 TWh    | 152 TWh    | 71 TWh                            | 304 TWh    |
| Volllaststunden       | 1.014 h/a  | 1.013 h/a  | 1.013 h/a | 1.012 h/a  | 1.014 h/a                         | 1.014 h/a  |
| Flächenbedarf         | 49.400 ha  | 111.800 ha | 91.000 ha | 195.000 ha | 91.000 ha                         | 390.000 ha |

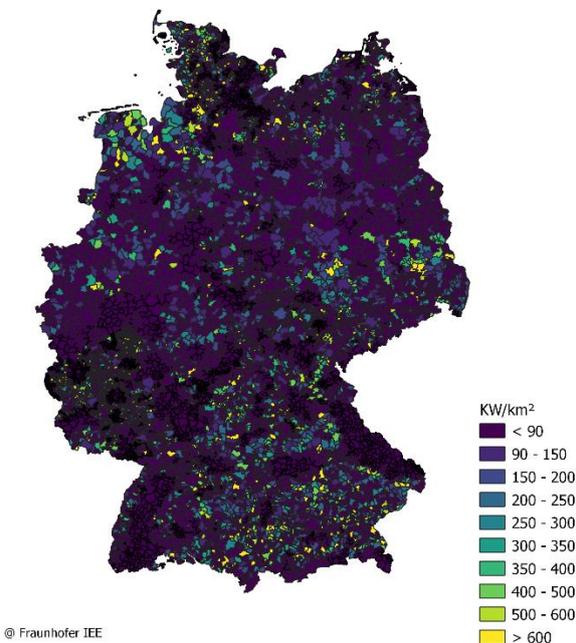
Tabelle 5.7: Berechnete Energieerträge und Volllaststunden für PV-Freiflächenanlagen in den einzelnen Szenarien für die vorgegebene installierte Leistung.

Im Folgenden wird die regionale Verteilung der Anlagen in den verschiedenen Szenarien detailliert dargestellt.

### Fokus Wind-Szenario:

In Abbildung 5.14 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist nur in wenigen Gemeinden die installierte Leistung größer als 400 kW/km<sup>2</sup>, wohingegen in 2045 in Niedersachsen und in Süddeutschland ein Teil der Gemeinden mehr als 600 kW/km<sup>2</sup> installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen haben. Hier ist zu erkennen, dass der Schwerpunkt im Fokus Wind-Szenario nicht auf den PV-Freiflächenanlagen liegt.

a) 2030



b) 2045

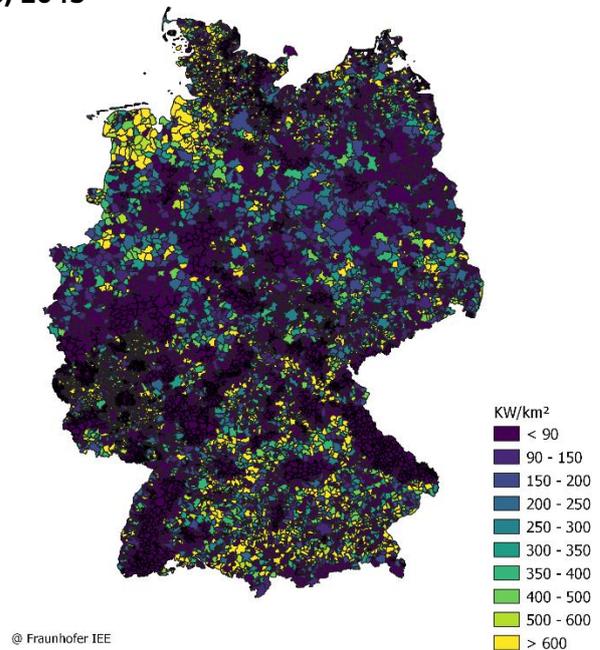
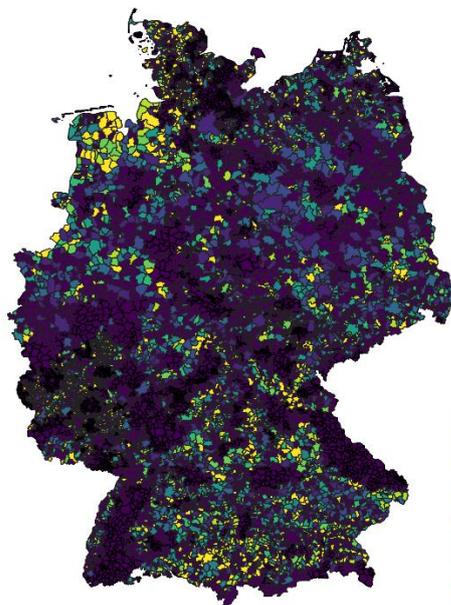


Abbildung 5.14: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km<sup>2</sup> für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus Wind-Szenario

### Fokus PV-Szenario:

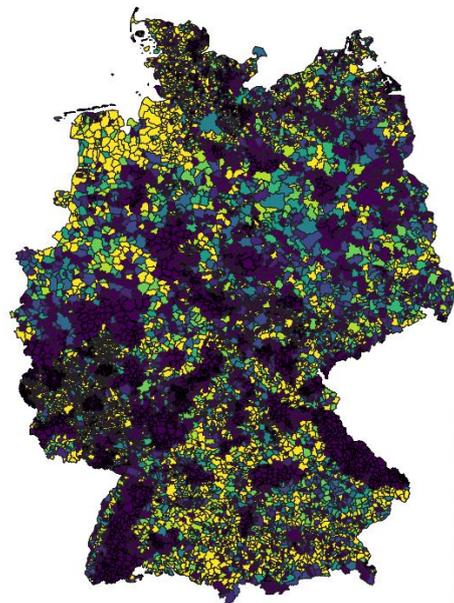
In Abbildung 5.15 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist die installierte Leistung mit 70 GW fast so hoch wie in 2045 im *Fokus Wind*-Szenario (86 GW). Dementsprechend ist die räumliche Verteilung ähnlich. In 2045 gibt es in ganz Deutschland Gemeinden mit mehr als 600 kW/km<sup>2</sup> installierter Leistung und insgesamt steigt die durchschnittliche installierte Leistung pro km<sup>2</sup> an. Geringste installierte Leistungen sind in der Mitte von Deutschland zu finden.

a) 2030



© Fraunhofer IEE

b) 2045



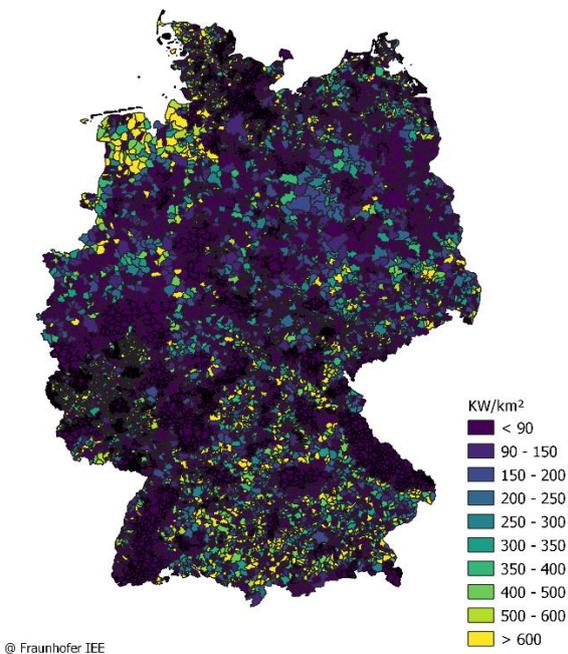
© Fraunhofer IEE

Abbildung 5.15: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km<sup>2</sup> für jede Gemeinde in Deutschland für das Fokus PV-Szenario.

### Kombinations-Szenario (viel Wind & viel PV):

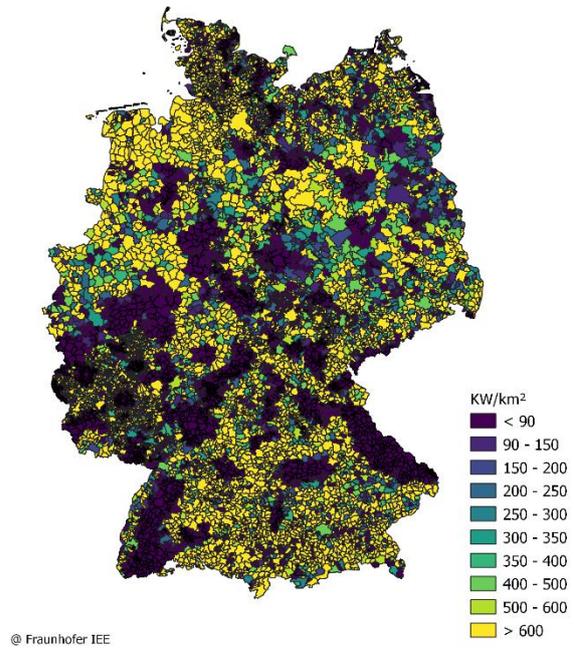
In Abbildung 5.16 ist die räumliche Verteilung der installierten Leistung der PV-Freiflächenanlagen in 2030 und 2045 dargestellt. In 2030 ist die installierte Leistung mit 70 GW genauso hoch wie im *Fokus PV*-Szenario. Hier war die Annahme, dass ein starker PV-Freiflächenausbau in der Politik und durch die Märkte einen gewissen Vorlauf braucht, der erst nach 2030 stark ansteigen kann. In 2045 haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Potenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km<sup>2</sup>. Gemeinden mit installierten Leistungen kleiner als 90 kW/km<sup>2</sup> haben ein geringes Potenzial, um PV-Freiflächenanlagen auszubauen, da z. B. ein Großteil der Gemeinde als Naturschutzgebiet ausgewiesen ist.

a) 2030



© Fraunhofer IEE

b) 2045



© Fraunhofer IEE

Abbildung 5.16: Installierte Leistung von PV-Freiflächenanlagen in kW/km<sup>2</sup> für jede Gemeinde in Deutschland für das Kombinations-Szenario.

#### 5.4.5 Überblick über die gesamte mögliche Stromerzeugung in den drei Szenarien

In Abbildung 5.17 ist die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und PV in den betrachteten drei Szenarien zusammenfassend dargestellt. Im Szenariojahr 2030 sind entsprechend der Ergebnisse in den vorangegangenen Abschnitten im *Fokus Wind*-Szenario mit 456 TWh die geringste und im *Kombinations*-Szenario mit 558 TWh die höchste Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik möglich. Im Szenariojahr 2050 werden dann 902 TWh im *Fokus Wind*-Szenario,

957 TWh im *Fokus PV*-Szenario sowie 1300 TWh im *Kombinations*-Szenario erreicht. Die Stromerzeugung aus Windenergie an Land macht dabei jeweils den größten Anteil mit 43 bis 62 % aus.

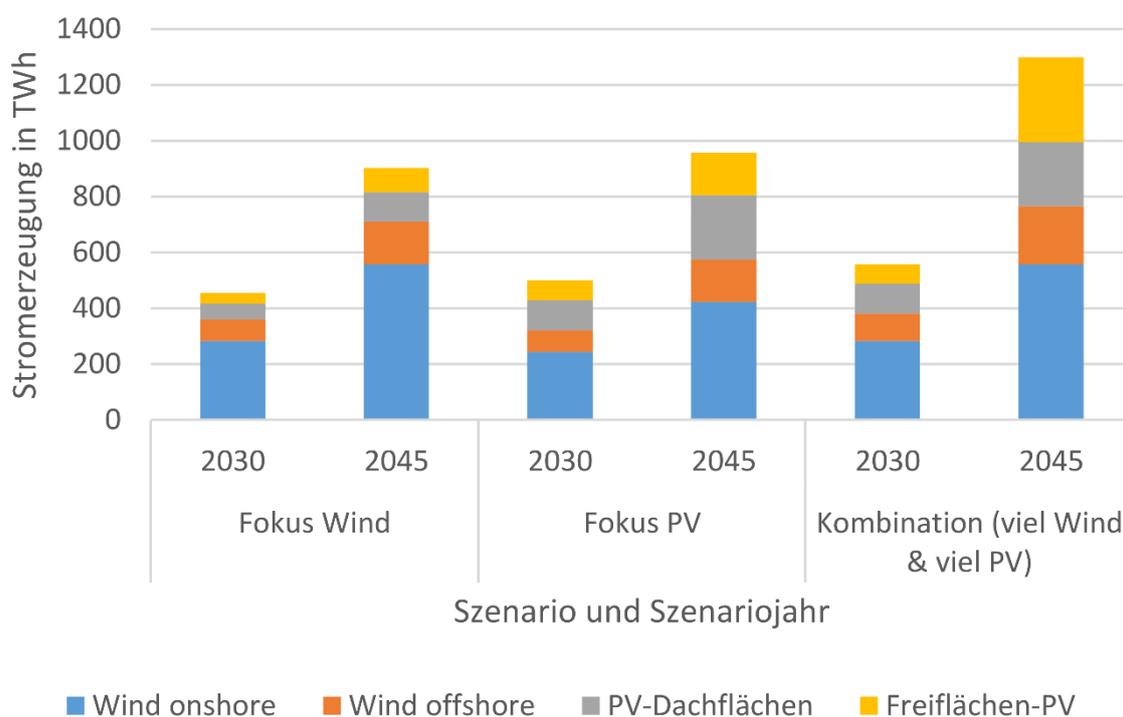


Abbildung 5.17: Übersicht über die mögliche Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in den betrachteten Szenarien in 2030 und 2045.

## 5.5 Zusammenfassung und Handlungsbedarfe

### 5.5.1 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde untersucht, wie sich der weitere Ausbau von Windenergie und Photovoltaik in Deutschland in 2030 und 2045 regional differenziert darstellen lassen kann. Dazu wurden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario wurde der Schwerpunkt auf die Windenergie an Land (*Fokus Wind*) gelegt und im zweiten auf die Photovoltaik (*Fokus PV*). Im dritten Szenario wurde ein hoher Ausbau beider Technologien kombiniert, um eine größtmögliche nationale Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik zu erreichen (*Kombination (viel Wind & viel PV)*).

Potenziale für Windenergie an Land sind in allen Bundesländern vorhanden, auch wenn die erreichbaren Volllaststunden regional unterschiedlich sind. Durch die technologische Weiterentwicklung zu mehr Schwachwindanlagen können die mittleren Volllaststunden von rund 2.900 in

2030 auf 3.100 bis 3.250 Volllaststunden in 2045 gesteigert werden. Die geringsten Volllaststunden werden in 2045 in Bayern erreicht, betragen aber trotzdem noch etwa 2.500 h/a.

Die Potenziale für Offshore Windenergie in der Nord- und Ostsee wurden mit 56 GW abgeschätzt, wobei der Großteil auf die Nordsee entfällt. Durch die gleichmäßigeren Windverhältnisse auf See können Offshore Windkraftanlagen rund 3.900 Volllaststunden in 2030 bzw. 3.675 bis 3.780 Volllaststunden in 2045 erreichen. Aufgrund der im Zeitverlauf zunehmenden Bebauung in der Nordsee kommt es dort zu Abschattungseffekten, die dazu führen, dass die Volllaststunden im Mittel in 2030 trotz des weiteren technologischen Fortschrittes bis 2045 absinken.

Die Potenziale für PV-Dachflächenanlagen verteilen sich anhand der Besiedlung in Deutschland mit Schwerpunkten in dem bevölkerungsreichen Bundesland Nordrhein-Westfalen sowie den Großstädten Berlin, Hamburg und München. Im Mittel können etwa 925 Volllaststunden erreicht werden. Beim maximalen betrachteten Ausbau mit 250 GW im *Fokus PV-* bzw. *Kombinations-*Szenario werden in 2045 in fast allen Gemeinden die potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen fast vollständig mit Aufdachanlagen bebaut.

Potenziale für PV-Freiflächenanlagen bestehen auf den Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen sowie auf Konversionsflächen. Bei einer optimalen Ausrichtung nach Süden lassen sich mit PV-Freiflächenanlagen etwa 1.000 Volllaststunden erreichen. Der höchste Ausbau mit 300 GW in 2045 wurde im *Kombinations-*Szenario untersucht. In diesem Szenario haben fast alle Gemeinden, die ein hohes Freiflächenpotenzial haben, eine installierte Leistung größer als 600 kW/km<sup>2</sup>.

### 5.5.2 Handlungsbedarfe

Um die Strommengen aus Erneuerbaren Energien in Höhe der zu erwartenden Stromnachfrage von mehr als 1.000 TWh im Jahr 2045 weitgehend national zu erreichen (siehe Kapitel 1), ist ein sehr starker Ausbau von Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik (auf Dach- und Freiflächen) notwendig. Dieser Ausbau muss bereits heute mit gesteigerter Ausbaugeschwindigkeit im Vergleich zu den vergangenen Jahren erfolgen. Um das zu erreichen, sind im Folgenden verschiedene Handlungsbedarfe beschrieben (siehe auch Fraunhofer CINES Energiesystemanalyse, 2021).

Um die erwarteten Bedarfe an erneuerbarer Stromerzeugung abdecken zu können, müssen die Ausschreibungsmengen für Onshore-Wind auf 6 bis 8 GW pro Jahr und für Photovoltaik (inklusive geförderter Kleinanlagen) auf 8 bis 16 GW pro Jahr erhöht werden. Dabei sollte zudem auf

ein Ausschreibungsdesign geachtet werden, das eine hohe Realisierungsrate sicherstellt. So sollte beispielsweise auf die endogenen Mengenanpassungen im Rahmen der Ausschreibungen zur Ausrichtung an das Wettbewerbsniveau verzichtet werden, da sie zu einer hohen Unsicherheit bei Investoren führen.

Um den genannten Zubau der Windenergie an Land zu ermöglichen, müssen ausreichend Flächen ausgewiesen werden (z. B. in Höhe von 2 % des Bundesgebietes). Notwendige Schritte zur Erreichung des oben beschriebenen Ausbaus sind beispielsweise die Anpassung von pauschalen Abstandsregeln. Zudem sollten Träger der Regionalplanung bei der gerichtsfesten Ausweisung der Flächen unterstützt, Genehmigungsverfahren sollten beschleunigt und Arten- und Klimaschutz sollte aufeinander abgestimmt werden. Beim Repowering sollten administrative Hürden durch eine Beschleunigung und Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens abgebaut werden.

Zur Förderung der Nutzung von Photovoltaikanlagen sind verschiedene Maßnahmen nutzbar, wobei die Förderung (Degression bei Dachflächenanlagen) bzw. die Ausschreibungsmengen (bei PV-Freiflächen) sowohl mit dem Fortschritt des Photovoltaik- als auch des Windenergieausbaus flexibel angepasst werden sollten. Eine PV-Nutzungspflicht bei Dachsanierung, die Anpassung der Auktionen für mittelgroße Dachanlagen und ein attraktiveres Mieterstrommodell für Mehrfamilienhaus-Eigentümer können hier Anreize liefern. PV-Freiflächenanlagen, die über nachhaltige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements) finanziert werden, können zusätzlich zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz im Bereich des Ökostrommarktes neue Impulse setzen.

Der weitere Wind- und Photovoltaikausbau braucht eine breite Unterstützung in der Bevölkerung. Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz sollten ergriffen werden, beispielsweise durch Bürgerdialoge mit frühestmöglicher Beteiligung. Zudem sind transparente Prozesse und finanzielle Beteiligung der Kommunen zentral, um die Gesellschaft mitzunehmen.

## **5.6 Weiterer Forschungsbedarf**

Der hier untersuchte starke Ausbau an Windenergie und Photovoltaik erfordert von der Bevölkerung eine hohe Akzeptanz im Hinblick auf Veränderungen des Landschaftsbildes sowie weiterer insbesondere mit dem Ausbau der Onshore Windenergie verbundenen Veränderungen (wie etwa Geräusentwicklung). Im Rahmen des Ariadne-Projektes werden daher die verschiedenen hier dargestellten Szenarien mit Bürgern diskutiert und insbesondere deren Auswirkungen in Bezug auf deren Vor- und Nachteile reflektiert. Im Bereich der Photovoltaik ist es auch möglich, weitere

Flächen durch integrierte Photovoltaik (Agri-PV über landwirtschaftlichen Flächen oder schwimmende PV) stärker in den Blick zu nehmen und hierdurch die Flächenkulisse und Akzeptanz zu erhöhen.

Für die dargestellten Szenarien zum Ausbau der Windenergie und Photovoltaik werden in den nächsten Monaten ebenfalls Analysen folgen, die untersuchen, wie sich dieser Ausbau auf die Auslastung und den notwendigen Ausbau des Stromübertragungsnetzes auswirken. Insbesondere der Zubau der Photovoltaik auf der Verteilnetzebene stellt den Netzbetrieb vor Herausforderungen, die jedoch nicht im Rahmen des Projektes Ariadne adressiert werden. Stattdessen stehen derartige Analysen im Fokus des Ariadne-Schwesterprojektes ENSURE.

Um den Ausbau des Stromnetzes so gering wie möglich zu halten, können Maßnahmen zur regionalen Steuerung der Erzeugung aber auch (teilweise) der Last zunehmend in den Fokus treten. Im Rahmen der Arbeiten im Ariadne-Projekt folgen in den nächsten Monaten zusätzlich Analysen für unterschiedliche Steuerungsmaßnahmen, wie beispielsweise tiefe oder lokal differenzierte Netzentgelte oder auch Steuerungselemente im Rahmen der Förderung von Erneuerbaren Energien.

Trotz weiter zu erwartenden Kostensenkungen bei den Investitionskosten für Windenergie und Photovoltaik ist die Frage der zukünftigen Finanzierung dieser Anlagen mit und ohne Förderung noch Gegenstand der Forschung. Aufgrund der wetterbedingten häufig hohen Gleichzeitigkeit bei der Einspeisung von Erneuerbaren Energien muss ein Fokus daraufgesetzt werden, die Nachfrage nach Strom, insbesondere der Sektorkopplungstechnologien, flexibel auf das Angebot anzupassen.

## Literaturangaben

enervis energy advisors GmbH, 2020. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEGgeförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf>.

Fraunhofer CINES Energiesystemanalyse, 2021. 7 Empfehlungen zum Gelingen der Energiewende. [Aufruf am: 30.09.2021] URL: [https://www.cines.fraunhofer.de/de/jcr:content/contentPar/teaser\\_overview/teaserPar/teaser\\_542074243/linklistParsys/downloadcomponent/file.res/Fraunhofer\\_CINES\\_7%20Empfehlungen.pdf](https://www.cines.fraunhofer.de/de/jcr:content/contentPar/teaser_overview/teaserPar/teaser_542074243/linklistParsys/downloadcomponent/file.res/Fraunhofer_CINES_7%20Empfehlungen.pdf).



Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @AriadneProjekt

 [ariadneprojekt.de](http://ariadneprojekt.de)

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMBF auf [kopernikus-projekte.de](http://kopernikus-projekte.de)

Wer ist Ariadne? Durch den Faden der Ariadne gelang Theseus in der griechischen Mythologie die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne. Im Konsortium von mehr als 25 Forschungseinrichtungen führt Ariadne durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, erforscht Optionen zur Gestaltung der Energiewende und erarbeitet wichtiges Orientierungswissen für politische Entscheider. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus – Senftenberg (BTU) | Deutsche Energie-Agentur (dena) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Guidehouse Germany | Helmholtz-Zentrum Hereon | Hertie School | Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU) | ifok | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität | Institute For Advanced Sustainability Studies (IASS) | Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung 2° – Deutsche Unternehmer für Klimaschutz | Stiftung Umweltenergierecht | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Münster | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung