



ZUKUNFT STROMSYSTEM II

Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung

Vom Ziel her denken

ISBN 978-3-946211-22-8

ZUKUNFT STROMSYSTEM II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung

Vom Ziel her denken

Impressum

Herausgeber

WWF Deutschland, Berlin

Stand

Februar 2019, Version 1.2

(redaktionelle Überarbeitung)

Autoren

Die Studie wurde erstellt von Öko-Institut

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Franziska Flachsbarth (Öko-Institut)

Charlotte Loreck (Öko-Institut)

Hauke Hermann (Öko-Institut)

Hanno Falkenberg (Prognos AG)

Vanessa Cook (Öko-Institut, Übersetzung)

Koordination

Henrik Maatsch/WWF Deutschland (henrik.maatsch@wwf.de)

Redaktion

Sebastian Petrich (info@text-for-sale.de)

Gestaltung

Anna Risch (post@annarisch.de)

Produktion

Maro Ballach/WWF Deutschland



und Prognos





Vorwort

Deutschland, das war einmal DAS Land der Energiewende. Seither sind etliche Jahre klimapolitischen Stillstands vergangen. Aber Deutschland, das

kann auch wieder das Land einer erfolgreichen, akzeptierten und naturverträglichen Energiewende werden. Der Schlüssel dafür liegt seit jeher in der Art und Weise, wie wir unseren Strom erzeugen: Wir müssen die Kohleverstromung Vergangenheit werden lassen, damit die Erneuerbaren unsere Zukunft sein können. Nur so bewahren wir gleichzeitig unsere Lebensgrundlagen und unsere Wettbewerbsfähigkeit. Denn Fossile befeuern nicht nur die Klimakrise. Auch rein wirtschaftlich betrachtet laufen Wind und Sonne ihnen längst den Rang ab: Erneuerbare sind preiswerter und schaffen mehr Arbeitsplätze. Den verbliebenen knapp 20.000 Beschäftigten in der Kohle stehen rund 340.000 Menschen in den Erneuerbaren gegenüber. Zeit, endlich die politische Wende zu vollziehen.

Über den Weg aus der Kohle wird im Rahmen dieser Legislaturperiode entschieden. Der WWF hat dafür einen Weg vorgezeichnet. Mit dem ersten Teil unserer Studie „Zukunft Stromsystem – Kohleausstieg 2035“ haben wir 2017 vorgestellt, wie Deutschland sozial verträglich und wirtschaftlich machbar einen fairen Beitrag zum internationalen Klimaschutz leisten kann: Dafür muss mit der Stilllegung der ältesten und besonders schmutzigen Kraftwerke ein Großteil der Kohleverstromung in den nächsten Jahren enden. Mit dem Rest ist 2035 Schluss.

Mit dem nun vorliegenden zweiten Teil unserer Studie zur Zukunft des Stromsystems gehen wir den nächsten Schritt: Wie kann der benötigte Ausbau der erneuerbaren Energien gelingen? Wie viel Wind- und Solarenergie brauchen wir – und wo in Deutschland können die Anlagen stehen? Gemeinsam mit dem Öko-Institut und Prognos haben wir dafür den Bedarf an erneuerbarem Strom für die nächsten Jahrzehnte mit der verfügbaren Fläche in Deutschland abgeglichen.

Doch verfügbar, das heißt nicht konfliktfrei. Sowohl die Interessen der Menschen vor Ort als auch die Anliegen des Naturschutzes müssen wirksamer als bisher beim Ausbau der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. Neben den reinen Zahlen zu Kapazitäten und Flächenbedarf betreffen wichtige Ergebnisse der vorliegenden Studie daher planerische Aspekte des Erneuerbaren-Ausbaus. Ohne die Entwicklung besserer Steuerungsinstrumente und klarer Regeln für den Ausgleich von Belastungen würde ein weiterer Zubau v. a. bei der Windenergie nicht vertretbar sein. Denn Wind und Solar unterscheiden sich nicht nur im Hinblick auf ihren CO₂-Ausstoß von der Kohle. Sie sollen und können sich auch von ihr unterscheiden, wenn es um ökologische Vorteile und um die Beteiligung und die Akzeptanz von Menschen geht.

Jörg-Andreas Krüger

Geschäftsleitung Naturschutz, WWF Deutschland



WWF-FORDERUNGEN

zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung

Hintergrund

Die konsequente Bekämpfung der Erderhitzung ist die Aufgabe unserer Zeit. Deutschland wird seine Rolle als führende Wirtschaftsnation und Hochtechnologiestandort nur dann halten können, wenn die Energiewende und die damit einhergehende Transformation zu einer klimaneutralen und nachhaltigen Wirtschaft und Gesellschaft zum Erfolg geführt werden. Neben dem Ausstieg aus fossilen Energieträgern ist und bleibt der Ausbau der erneuerbaren Energien das Schlüsselement einer erfolgreichen Transformationsstrategie zur Modernisierung, Dekarbonisierung und Umstellung auf eine vollständig regenerative Energieversorgung der Volkswirtschaft.

Mit der Studie „Zukunft Stromsystem – Kohleausstieg 2035“ hat der WWF im Jahr 2017 aufgezeigt, wie Deutschland einen fairen Beitrag zu den globalen Klimaschutzanstrengungen gemäß dem Pariser Klimaabkommen zur Begrenzung der Erderhitzung auf deutlich unter 2 °C, wenn möglich 1,5 °C gegenüber vorindustriellem Niveau leisten kann.

Die Emissionen aus der Kohle müssen demnach noch in dieser Legislaturperiode halbiert werden und bis spätestens Ende 2035 muss der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung beendet sein, damit der deutsche Stromsektor das ihm verbleibende CO₂-Budget von 4 Gigatonnen nicht überschreitet. Der Kohleausstieg könnte umgesetzt werden, indem alle Kohlekraftwerke mit einem Betriebsalter von mehr als 30 Jahren stillgelegt werden und für die am Markt verbleibenden Kraftwerke ein jährliches Emissionsbudget, das spezifischen Emissionen von 3,35 t CO₂/kW entspricht, festgelegt wird. Emissionsminderungen in gleicher Größenordnung ließen sich bis 2020 durch die Einführung eines regionalen CO₂-Mindestpreises in Höhe von 25 €/t CO₂ in Kombination mit der Stilllegung von 7 GW Braunkohlekraftwerken erwirken.

Bereits heute sind fast 340.000 Menschen in den Erneuerbare-Energien-Branchen beschäftigt. Seit 2000 sind hier jedes Jahr durchschnittlich etwa 14.000 neue Arbeitsplätze entstanden. Schon heute gibt es in Deutschland mit gut 34.600 Unternehmen in der Branche der erneuerbaren Energien mehr Unternehmen als Beschäftigte in der Kohle. Die massive Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien





ist daher nicht nur Grundlage zukünftiger Prosperität, sie ist bereits heute von erheblicher industriepolitischer Bedeutung und erfordert ein klares politisches Bekenntnis für eine zukunfts-gewandte Wirtschaftspolitik und mehr Klimaschutz, um langfristige Planungs- und Investitionssicherheit für den Wirtschaftsstandort Deutschland zu gewährleisten.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien eröffnet enorme Chancen und birgt gleichwohl eine Vielzahl großer Herausforderungen. Der Erfolg der Energiewende wird in entscheidendem Maße auch davon abhängen, ob der Erneuerbaren-Ausbau in einem für den Menschen und die Natur verträglichen Maße realisiert wird und ob es gelingt, betroffene Bürger frühzeitig und adäquat an der planerischen und genehmigungsseitigen Umsetzung sowie einer gerechten Verteilung der Wohlfahrtswirkung der umfassenden Transformation des Stromversorgungssystems teilhaben zu lassen.

Die Energiewende ist an einem neuralgischen Punkt angekommen. Das Ende der Kohleverstromung ist im Koalitionsvertrag der Bundesregierung bereits formuliert, das Wann und Wie des Ausstiegs sind noch offen. Gleichzeitig droht trotz enormer Kostendegressionen in den vergangenen Jahren ein empfindlicher Fadenriss beim Ausbau der Erneuerbaren. Noch nicht einmal die im Koalitionsvertrag 2018 von den Regierungsparteien angekündigten Sonderausschreibungen zum Jahr 2020 wurden bisher umgesetzt, obwohl es keine Zeit zu verlieren gilt bei der Umgestaltung des Stromsystems auf eine vollständig erneuerbare Erzeugungsbasis.

In der WWF-Studie „Zukunft Stromsystem II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung“ gehen das Öko-Institut und Prognos der Frage nach, wie viel Zubau von Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) bzw. von Photovoltaik bis 2050 noch erforderlich sein wird für eine vollständig auf Erneuerbaren basierende Stromerzeugung. Sie zeigt im Ergebnis auf, dass es trotz des gewaltigen Handlungsdrucks durchaus vielfältige Handlungsoptionen beim Ausbau der erneuerbaren Energien gibt, sei es im Wechselspiel mit den Aspekten Regionalisierung und Technologiemic der Erneuerbaren hinsichtlich Flächenverfügbarkeit oder der Ausgestaltung von Flexibilitätsoptionen und dem Ausbau der Stromnetzinfrastruktur.

Die aufwendig modellierte Studie zeigt: Es sind ausreichend Flächen für die naturverträgliche Realisierung der erneuerbaren Energien vorhanden. Abhängig vom Technologiemix und der Regionalisierung nimmt der Ausbau der Windenergie an Land und der Photovoltaik im Durchschnitt bis zu 2,5 % der Landesfläche in Anspruch.

In der Begleitstudie „Regionale Auswirkungen des Windenergieausbaus auf die Vogelwelt“ validieren Bosch & Partner die Untersuchung von Öko-Institut und Prognos zur Bestimmung der Flächeninanspruchnahme durch Onshore-Windenergie mittels eines Bottom-Up-Ansatzes hinsichtlich der komplexen Fragestellung der Betroffenheit ausgesuchter Vogelarten außerhalb von Schutzgebieten durch den Ausbau der Windenergie an Land. Dazu wurden beispielhaft sechs Landkreise in Deutschland ausgewählt, in denen die drei windenergiesensiblen Vogelarten Mäusebussard, Rotmilan und Kiebitz vorkommen und in denen eine relativ hohe Flächeninanspruchnahme der Windenergienutzung erwartet wird.

Obwohl damit nur ein kleiner Ausschnitt des potenziellen Untersuchungsraumes der Bundesrepublik Deutschland betrachtet wird, zeigt die Untersuchung, dass auch in Landkreisen, in denen mit einem überdurchschnittlich hohen Ausbau der Windenergienutzung gerechnet wird, entsprechende Flächen für diesen Ausbau vorgesehen werden können, ohne sehr hohe Konfliktrisiken mit den Belangen des Naturschutzes hervorzurufen. In der Hälfte der untersuchten Landkreise kann schutzgutübergreifend davon ausgegangen werden, dass die benötigten Flächen ein mittleres Konfliktrisiko aufweisen und die Risiken im Rahmen der regionalen und Genehmigungsplanungen weiter reduziert werden können. In zwei weiteren der untersuchten Landkreise weisen die benötigten Flächen nur ein sehr geringes oder geringes Konfliktrisiko auf, in einem weiteren Landkreis ließe sich der Ausbau nur realisieren, wenn auch Flächen mit einem hohen Konfliktrisiko einbezogen würden.

Zusammenfassend kann auf der Basis dieser Ergebnisse davon ausgegangen werden, dass sich die Flächeninanspruchnahme für die Nutzung von Windenergie selbst in den Regionen mit besonders hohem Zubaupotenzial grundsätzlich naturverträglich, wenngleich nicht überall vollkommen konfliktfrei realisieren ließe. Dafür bedarf es allerdings der kontinuierlichen Weiterentwicklung und Verbesserung planerischer Steuerungselemente, einer strategischen Standortwahl und übergeordneter Abschätzungen von Flächenverfügbarkeiten, um Konflikte von vornherein zu minimieren, sowie neuer Instrumente, um bestehende Belastungen und Erträge aus der Energieerzeugung gerechter zu verteilen.





Über die Fragestellungen des Naturschutzes hinaus lässt sich festhalten, dass es für einen möglichst konfliktfreien Ausbau von erneuerbaren Erzeugungstechnologien, die eine relativ hohe Flächeninanspruchnahme verzeichnen (Windenergie an Land, PV-Freifläche), zudem einer deutlich stärkeren Berücksichtigung der topographischen Gegebenheiten bei der Erstellung von energiepolitischen Transformationsszenarien und -strategien bedarf. Hier steht insbesondere die Politik in der Pflicht, belastbare Planungsgrundlagen zu schaffen.

Die großen Herausforderungen für einen im großen Maße gesellschaftlich unterstützten und naturschutzfachlich vertretbaren Ausbau v. a. der Windenergie an Land müssen sofort angegangen werden, um den notwendigen Kohleausstieg mit einem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgreich zu flankieren und die Transformation zu einem klimaneutralen Stromversorgungssystem im Einklang mit den Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen und verträglich für Mensch und Natur auf den Weg zu bringen.



WWF-Forderungen

Nach Auswertung der Ergebnisse der Studie sieht der WWF Deutschland folgende Handlungsnotwendigkeiten:

Ausbau der Erneuerbaren massiv beschleunigen und Sonderausschreibungen umsetzen

Der WWF fordert, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien innerhalb der nächsten Dekade zu verdoppeln. Bis 2030 müssen jährlich etwa 400 Terawattstunden (TWh) aus regenerativen Energien erzeugt werden. Dies würde einem Anteil von knapp 80 % an der Bruttostromerzeugung entsprechen, von denen etwa 350 TWh auf die dargebotsabhängigen Technologien Windenergie und Photovoltaik entfallen.

Dies erfordert eine Rückkehr zu den im EEG 2014 festgelegten jährlichen Mindestausbaumengen von jeweils 2.500 MW (netto) für Windenergie an Land und Photovoltaik und die Gewährleistung eines kontinuierlichen Zubaus. Die im Koalitionsvertrag angekündigten Sonderausschreibungen müssen dafür sofort umgesetzt werden. Dabei muss auch sichergestellt werden, dass ein Zubau von erneuerbaren Energien ohne EEG-Förderung nicht dem Ausbaukorridor des EEG angerechnet wird.

Planungsinstrumente weiterentwickeln

Der erforderliche Ausbau der erneuerbaren Energien wird in noch stärkerem Maße als bisher Flächen in Anspruch nehmen und dabei Natur und Landschaftsbild und das direkte Lebensumfeld vieler Menschen unmittelbar beeinflussen. Parallel wird sich die Konkurrenz der unterschiedlichen Flächennutzungen weiter verschärfen.

Es bedarf auf Bundes- und Landesebene der Entwicklung und Stärkung koordinierender räumlicher Steuerungselemente, einer strategischen Standortwahl sowie übergeordneter Abschätzungen von Flächenverfügbarkeiten, um Konflikte von vornherein zu reduzieren. Bestehende Instrumente und Praktiken für die naturverträgliche räumliche Steuerung des Ausbaus der Windenergie an Land müssen daher ergänzt werden, um einen vertretbaren Ausbau insbesondere der Onshore-Windenergie zu gewährleisten.

Es ist Aufgabe von Politik und Behörden, die Entwicklung energiepolitischer Szenarien zum Ausbau der Erneuerbaren und der Netzinfrastruktur

mit den topographischen und naturschutzfachlichen Gegebenheiten vor Ort zu verknüpfen und abzubilden, um Konfliktrisiken möglichst frühzeitig zu identifizieren und durch planerische Steuerung weitestgehend zu reduzieren.

Bestehende räumliche Belastungen in die Genehmigungsplanung verbindlich einbeziehen

Die Energieerzeugung findet in Landschaftsräumen statt, die durch andere Nutzungen (z. B. intensive Landwirtschaft, Infrastruktur ...) z. T. bereits erheblich vorbelastet und in ihren ökologischen Grundfunktionen beeinträchtigt sind. Diese bestehenden Belastungen müssen im Hinblick auf ihre kumulativen Wirkungen verbindlich in die Regionalplanung und Ausweisung von Windeignungsgebieten und die Genehmigungsverfahren der einzelnen Anlagen einbezogen werden. Ziel muss der Erhalt bzw. die Wiederherstellung landschaftsökologischer Grundfunktionen sein. Dazu bedarf es der Entwicklung rechtlicher und planerischer Instrumente, um das kumulative Belastungslevel der Landschaftsräume und Möglichkeiten zur Reduzierung von Belastungen durch andere Flächennutzer in die Genehmigungsentscheidung für Windenergie- und PV-Anlagen einzubeziehen.

Belastbare Daten zu Flächenverfügbarkeiten vorlegen

Für eine sachgerechte Diskussion der komplexen Wirkungszusammenhänge verschiedener Optionen in der Ausgestaltung eines auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgungssystems müssen räumliche Daten transparent und verständlich aufbereitet zur Verfügung stehen. Dies ist bislang nicht der Fall. Die Grundlage der Diskussion sollten künftig öffentlich verfügbare, qualitativ hochauflösende Daten zu den verfügbaren Flächenpotenzialen bilden. Der Bund muss eine robuste Datengrundlage für die Strategieentwicklung und die zugehörige Stromsystem- und Infrastrukturmodellierung schaffen, die eine realistische und umfassende Berücksichtigung und Einordnung von Flächenrestriktionen erlaubt.

Windenergie an Land stärken und bundesweit einheitliche Rahmenbedingungen schaffen

Windenergie an Land ist das Zugpferd der Energiewende und wird auch perspektivisch die wichtigste regenerative Erzeugungstechnologie bleiben. Heute erzeugen knapp 30.000 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 56,1 GW bereits 18,8 % der deutschen Netto-



Stromproduktion. Bis 2050 wird die installierte Leistung der Windenergie an Land – je nach Technologiemix – um den Faktor 3 bis 4 gegenüber heute gesteigert werden müssen.

Angesichts der vielfältigen Konflikte gilt es, die gegenwärtige Genehmigungspraxis kritisch zu überprüfen, sowohl im Interesse des Naturschutzes und der Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern als auch zur Erhöhung der Planungs- und Investitionssicherheit der Vorhabenträger. Damit der Windenergieausbau beschleunigt und dabei im Einklang mit Mensch und Natur erfolgen kann, bedarf es neben der konsequenten Anwendung einschlägiger Rechtsvorschriften des Arten- und Naturschutzes ebenso der Schaffung möglichst bundesweit einheitlicher Rahmenbedingungen für den Ausbau der Windenergie, beispielsweise über eine besser koordinierte Regionalplanung und eine bundesweit vereinheitlichte Praxis in der Ausweisung von Windeignungsgebieten. Der Rechtsrahmen für die konkrete Genehmigungsplanung muss um Möglichkeiten, bestehende landschaftliche Vorbelastungen mit in die Planungsentscheidung einzubeziehen, ergänzt werden. Die Ausweisung von Windeignungsgebieten in der Regionalplanung darf jedoch nicht die Einzelfallprüfung ersetzen.

Gleichmäßige Regionalisierung der Windenergie erwirken

Der mit dem EEG 2017 vollzogene Übergang zu Ausschreibungen für erneuerbare Energien hat die Konzentration des Zubaus der Windenergie an Land an ertragreichen Standorten in Norddeutschland verstärkt und dazu geführt, dass Binnenlandstandorte im Süden der Republik benachteiligt sind. Gleichwohl sollte die Nutzung geeigneter Zonen in windärmeren Bundesländern mit schlechteren Standortbedingungen für die Windenergie grundsätzlich gewährleistet sein, um sowohl langfristige Ausbauziele zu erreichen, den erforderlichen Netzausbau zu begrenzen und der Realität knapper werdender Flächen in den bisherigen Gunstlagen Rechnung zu tragen.

Um eine möglichst gleichmäßige Regionalisierung des Erneuerbaren-Zubaus, insbesondere jedoch der Windenergie an Land zu ermöglichen, sollte der Zubau der Windenergie daher auch in Süddeutschland gefördert werden, beispielsweise über die Einführung einer Regionalquote (Südquote) im Ausschreibungsverfahren.

Photovoltaik stärken

Durch die weitgehende Ausschöpfung der Potenziale vor allem für PV-, Aufdach-, aber in begrenztem Umfang auch für PV-Freiflächenanlagen





(Szenario *Fokus Solar*) kann die Flächeninanspruchnahme durch Windenergie an Land um bis zu ein Drittel gegenüber einem herkömmlichen Entwicklungspfad (Szenario *Energiewende Referenz*) gesenkt werden. Der Ausbau der Photovoltaik, insbesondere der gebäudeintegrierten Photovoltaik, in Verbindung mit der Nutzung von Batteriespeichersystemen bildet daher insbesondere unter dem Aspekt der Flächeneffizienz eine sinnvolle übergeordnete Strategie und sollte ein zentrales Element einer jeden zukünftigen Ausbaustrategie für erneuerbare Energien bilden.

Regulatorische Hemmnisse für PV und Batteriespeicher beseitigen

Da der Ausbau von PV- und Batteriespeichersystemen entscheidend vom Investitionsverhalten der Hauseigentümer abhängt, müssen dafür entsprechende Anreize geschaffen und regulatorische Hemmnisse beseitigt werden. Auch Instrumente wie eine baurechtliche Verpflichtung zur Installation bzw. der Vorhaltung einer Photovoltaikanlage bei Neubauten und – soweit machbar – bei baulichen Änderungen des Daches sollten geprüft werden. Dies ist jedoch nur sinnvoll, wenn der Betrieb wirtschaftlich ist.

Damit die Energiewende in die Städte einziehen kann, fordert der WWF die Bundesregierung daher auf, Mieterstrommodelle zu stärken und die bestehende Ungleichbehandlung von erneuerbarem Eigenstromverbrauch und Mieterstromverbrauch aufzuheben. Ebenso gilt es, regulatorische Hemmnisse für den wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern zu beseitigen.

Bürger besser in Projektplanung einbinden und finanzielle Teilhabe ermöglichen

Für das Gelingen des Gesellschaftsprojekts Energiewende ist es unabdingbar, das hohe Maß der gesellschaftlichen Unterstützung zu erhalten und die Akzeptanz insbesondere für Windenergieprojekte zu fördern. Akzeptanz ist dabei nicht als unmittelbare Konsequenz von Öffentlichkeitsbeteiligung und finanzieller Teilhabe zu betrachten. Vielmehr ist Akzeptanz für ein Projekt als Folge eines frühzeitigen und transparenten Beteiligungsverfahrens sowie einer wahrgenommenen Verteilungsgerechtigkeit zu verstehen. Voraussetzung dafür sind die frühzeitige und transparente Teilhabe der betroffenen Bürger vor Ort im Planungsprozess sowie deren angemessene finanzielle Beteiligung an der Wertschöpfung der Windenergieprojekte.

Ausbau der Stromnetze beschleunigen – langfristigen Bedarf in verschiedenen technologischen Szenarien ermitteln

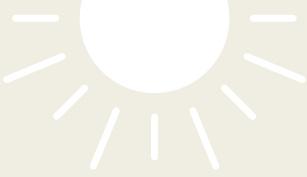
Das sogenannte „Startnetz“ und der Stromnetzausbaubedarf gemäß Netzentwicklungsplan 2030 sind unabhängig von Regionalisierung und Technologiemitmix der erneuerbaren Energien schnellstmöglich zu realisieren. Insgesamt ist für den Netzausbaubedarf ein nur sehr nuancierter Unterschied der Ausbau- und Investitionsvolumina abhängig vom Technologiemitmix und Regionalisierung festzustellen.

Hingegen sind ab Mitte der 2030er Jahre Pfadabhängigkeiten und unterschiedlich ausgeprägte Ausbaunotwendigkeiten für die Netzinfrastruktur abhängig von Technologiemitmix und Regionalisierung zu erwarten, die es frühzeitig zu berücksichtigen gilt.

In Anbetracht der langfristigen Planungsverfahren, der naturverträglichen Realisierung und öffentlichen Beteiligung bedarf es daher einer frühzeitigen planerischen Festlegung über wesentliche Weichenstellungen, um kostenintensive Korrekturen dieser Pfadabhängigkeiten zu vermeiden.

Um diese Pfadabhängigkeiten adäquat und robust abbilden zu können, ist eine deutlich stärkere Spreizung der Szenarien zur Netzentwicklung, d. h. eine differenziertere Abbildung möglicher regionaler und technologischer Entwicklungspfade der regenerativen Erzeugung und Eigenverbrauchsanlagen vorzunehmen. Flächenrestriktionen müssen in künftige Modellierungen der Übertragungsnetzbetreiber einfließen. Der Szenariorahmen zur Netzentwicklung ist um mindestens zwei Langfristszenarien mit dem Zeithorizont 2050 zu erweitern.





Kontakt

Henrik-W. Maatsch

Senior Policy Advisor Climate & Energy
WWF Deutschland

Reinhardtstr. 18
10117 Berlin

Direkt: +49 (30) 311 777-205
henrik.maatsch@wwf.de

Inhalt

	Vorwort	3
	WWF-Forderungen zum Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung	4
	Zusammenfassung	16
	Executive Summary	28
1	Einleitung	38
2	Methodischer Ansatz	41
3	Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990	44
4	Rahmenannahmen für die Modellierung	55
4.1	Konventioneller Kraftwerkspark in Deutschland	55
4.2	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	59
4.3	Strombedarf in Deutschland	60
4.4	Entwicklung der Kraftwerksparks außerhalb Deutschlands	63
4.5	Annahmen zum Übertragungsnetz in Deutschland	66
5	Spezifikation der Szenarien für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen	70
6	Regionalisierung der Wind- und PV-Einspeisung	76
6.1	Methodische Vorbemerkungen	76
6.2	Bestimmung der installierten Leistung	77
6.2.1	Annahmen zur Flächenverfügbarkeit	77
6.2.2	Annahmen zu den Anlagentechnologien	80
6.2.3	Annahmen zur Zubau-logik	82
6.2.4	Installierte Leistung	83
6.2.5	Flächeninanspruchnahme	87
6.3	Bestimmung der regionalisierten Stromerzeugung	91
6.3.1	Vorbemerkungen	91
6.3.2	Leistungskennlinien	91
6.3.3	Wetterdaten	93
6.3.4	Stromerzeugung	94
7	Strommarkt- und Netz-Modellierung	97
7.1	Einleitung und methodisches Vorgehen	97
7.2	PV-Eigenverbrauchsoptimierung	98
7.2.1	Vorbemerkungen	98
7.2.2	Parametrierung der PV-Eigenverbrauchsanlagen	99
7.2.3	Modellierung des PV-Eigenverbrauchs	101
7.2.4	Ergebnisse der PV-Eigenverbrauchsmodellierung	101
7.2.5	Zwischenfazit	103

7.3	Ergebnisse der Gesamtmarkt-Modellierung	104
7.3.1	Stromaufkommen	104
7.3.2.	CO ₂ -Emissionen	108
7.4.	Netzausbauentscheidungen und Infrastrukturkosten	110
7.4.1	Vorbemerkungen	110
7.4.2	Lastflusssimulation: Vereinfachung der Lastflussgleichung	110
7.4.3	Netztopologie	111
7.4.4	Netzausbauoptionen	111
7.4.5	Regionalisierung der Eingangsdaten und Modellergebnisse	111
7.4.6	Ex-post-Abschätzung des Netzausbaubedarfs	112
7.4.6.1	Grenzen der Ex-post-Abschätzung	113
7.4.7	Ergebnisse	114
7.4.7.1	Ausgangspunkt: Referenzszenario NEP B2 2025	116
7.4.7.2	Zeithorizont 2030	118
7.4.7.3	Zeithorizont 2035	120
7.4.7.4	Zeithorizont 2040	122
7.4.7.5	Zeithorizont 2045	125
7.4.7.6	Zeithorizont 2050	127
7.4.7.7	Sensitivität Fokus Solar 2050 mit und ohne PV-Eigenverbrauchsoptimierung	129
7.5	Kostenaspekte	131
7.5.1	Entwicklung der Großhandels-Strompreise	131
7.5.2	Entwicklung der Systemkostenunterschiede	133
8	Schlussfolgerungen und Ausblick	138
9	Referenzen	144
	Abbildungsverzeichnis	146
	Tabellenverzeichnis	147
	Anhang	148
	Anhang 1: Detaillierte Ergebnistabellen	148
	Anhang 2: Verteilung, Flächeninanspruchnahme und Stromerzeugung der Wind- und Solaranlagen nach Bundesländern	150
	Anhang 3: Annahmen zur Entwicklung der Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern	153
	Anhang 4: Modellbeschreibung	155
	Anhang 5: Lastflussberechnung und Herleitung der Linearisierung	159

Zusammenfassung

Der deutsche Stromsektor ist sowohl energie- als auch Klimaschutzpolitisch von herausragender Bedeutung.

Der Anteil der Stromsektoremissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Treibhausgase und der Emissionen der in Deutschland für den internationalen Luftverkehr vertankten Treibstoffmengen) betrug im Jahr 2017 etwa 35,5 %, dies repräsentiert den bei Weitem größten Einzelbeitrag Deutschlands zum Ausstoß von Treibhausgasen in die Atmosphäre. Mit Blick auf die deutschen und internationalen Klimaziele hat der Stromsektor seit 1990 nur einen unzureichenden Minderungsbeitrag erbracht.

Um die Ziele des 2015 verabschiedeten Klimaschutzabkommens von Paris einzuhalten, mit denen gravierende Folgen des globalen Klimawandels für Natur und menschliche Gesellschaften vermieden werden sollen, steht auch der Stromsektor in Deutschland vor einer dreifachen Herausforderung.

Erstens müssen kurz- und mittelfristig zunächst die Kohlekraftwerke mit ihren besonders hohen Treibhausgasemissionen aus dem System genommen werden. Mittel- und langfristig müssen aber auch die weniger CO₂-intensiven, aber gleichwohl fossilen Stromerzeugungsoptionen wie z. B. Erdgaskraftwerke ersetzt werden. Unter Maßgabe eines fairen Anteils des deutschen Stromsektors am verbleibenden globalen CO₂-Emissionsbudget werden relativ kurzfristig größere Kohlekraftwerkskapazitäten abgeschaltet und bis Ende 2035 die Kohleverstromung in Deutschland vollständig beendet. Die Kohleverstromung in Deutschland würde damit im Vergleich zum aktuellen Stand bis 2025 um 64 %, bis 2030 um 73 % verringert und läuft zum Ende des Jahres 2035 vollständig aus.

Zweitens wird zukünftig mehr Strom produziert werden müssen als derzeit. Die Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors kann und muss einen erheblichen Beitrag zu den notwendigen Treibhausgas-Emissionsminderungen erbringen. Damit wird trotz erheblicher Effizienzgewinne bei traditionellen Stromanwendungen ein Strombedarf zu decken sein, der für die Perspektive 2035 wieder auf dem gleichen Niveau wie heute und mit Blick auf 2050 um knapp 30 % über den aktuellen Werten liegt.

Drittens müssen für die ausfallenden fossilen Stromerzeugungskapazitäten und den perspektivisch steigenden Strombedarf Anlagen errichtet werden, die Strom auf Basis erneuerbarer Energien produzieren. Für die Perspektive 2030 wird die aktuelle regenerative Nettostromerzeugung von heute 218 Milliarden Kilowattstunden (218 Terawattstunden – TWh) um ca. 85 % auf gut 400 TWh, im Jahr 2035 um 110 % auf 460 TWh und mit Blick auf das Jahr 2050 um 250 % auf mehr als 700 TWh gesteigert werden müssen. Das Wachstum der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien wird dabei durch die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien Windkraftanlagen an Land (Onshore-Windenergie), Windkraftanlagen auf See (Offshore-Windkraft) und solare Stromerzeugungsanlagen (Photovoltaik – PV) erbracht.

Der Übergang zu einem Stromsystem, das ganz überwiegend auf On- und Offshore-Wind- sowie PV-Stromerzeugung beruht, führt zu neuen Herausforderungen. Die regenerative Stromerzeugung wird sehr viel stärker auf die Fläche verteilt sein und ist durch die Abhängigkeit vom regional unterschiedlichen, vor allem aber variablen Angebot an Wind- und solarer Strahlungsenergie charakterisiert. Sie benötigt schließlich stärkere und besser integrierte Netzinfrastrukturen und längerfristig auch Speicher und andere Flexibilitätsoptionen (flexible Nachfrage, Backup-Kraftwerke etc.). Damit gewinnen neben den traditionell im Fokus stehenden Kostenfragen auch diejenigen Restriktionen an Bedeutung, die sich aus der Flächeninanspruchnahme durch das neue Energiesystem und aus der Notwendigkeit einer Umgestaltung und Verstärkung der Netzinfrastrukturen ergeben.

Die Entwicklung des regenerativen Stromsystems kann in unterschiedlichen Ausprägungen erfolgen. Die Kosten, die Flächeninanspruchnahme und ggf. auch der Infrastrukturbedarf dieser alternativen Systeme ergeben sich jedoch nicht nur aus den spezifischen Kosten und dem spezifischen Flächenbedarf der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien. Wenn bestimmte Stromsystem-Varianten mit höherem Speicherbedarf einhergehen, muss wegen des Erzeugungsprofils und der Speicherverluste ggf. mehr erneuerbarer Strom erzeugt werden. Wenn aus Gründen der Flächenrestriktionen weniger ertragreiche Standorte genutzt werden müssen, erhöht sich der Bedarf an installierter Anlagenleistung ebenfalls. Beides geht dann wiederum mit höheren Kosten, höherem Flächenbedarf und verändertem Infrastrukturbedarf einher.

Zur Untersuchung und Bewertung dieser komplexen Zusammenhänge wurden zwei Szenarien für die Entwicklung des deutschen Stromsystems entwickelt und detailliert untersucht.

Das **Szenario *Energiewende-Referenz*** beschreibt eine Entwicklung, die in den meisten aktuellen Untersuchungen zur Umgestaltung des deutschen Stromsystems betrachtet wird. Der Schwerpunkt des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich liegt hier auf dem Ausbau der Windenergie an Land.

- » **Im Jahr 2030** werden 163 TWh Onshore-Windenergie, 107 TWh von Offshore-Windkraftwerken und 79 TWh PV-Strom erzeugt. Dies entspricht dem 1,8-, 6,0- bzw. 2,0-Fachen der Erzeugungsniveaus von 2017. Dazu müssen Erzeugungskapazitäten von 80 GW Onshore-Windkraftwerken, 27 GW Windanlagen auf See sowie 87 GW PV-Anlagen in Betrieb genommen worden sein. 75 % der gesamten PV-Kapazität ist dabei im Jahr 2030 als gebäudeintegrierte (Aufdach-)Anlage ausgeführt, die verbleibenden 25 % entfallen auf Freiflächenanlagen.

- » **Im Jahr 2035** produzieren Onshore-Windanlagen 186 TWh, Offshore-Windkraftwerke 133 TWh und PV-Anlagen 94 TWh. Im Vergleich zu 2017 entspricht dies einer Ausweitung auf das 2,1-, 7,4- bzw. 2,4-Fache. Dazu müssen Erzeugungskapazitäten von 87 GW Onshore-Windkraftwerken, 33 GW Offshore-Windanlagen und 105 GW PV-Anlagen im Stromsystem verfügbar sein. 75 % der gesamten PV-Kapazität ist dabei im Jahr 2030 den gebäudeintegrierten (Aufdach-)Anlagen zuzurechnen, 25 % sind als Freiflächenanlagen installiert.

- » **Im Jahr 2050** erzeugen die Onshore-Windkraftwerke 388 TWh, die Offshore-Windparks 185 TWh und die PV-Anlagen 141 TWh. Bezogen auf die Niveaus von 2017 entspricht dies einer Ausweitung um den Faktor 4,4, 10,3 bzw. 3,5. Die dazu notwendigen Erzeugungskapazitäten liegen für Onshore-Windkraftwerke bei 178 GW, für Offshore-Windfarmen bei 51 GW und für PV-Anlagen bei 154 GW. Die PV-Anlagen des Jahres 2050 sind zu 69 % gebäudeintegrierte (Aufdach-)Anlagen und zu 31 % Freiflächenanlagen.

Dieser Entwicklung wird das **Szenario Fokus Solar** gegenübergestellt. Dieses Szenario zeichnet sich einerseits durch die sehr weitgehende Ausschöpfung der Potenziale aus, die sich bei Aufdach-Anlagen ergeben. Andererseits wird in diesem Szenario ein sehr hoher Anteil der Eigenverbrauchserzeugung im Bereich der PV-Anlagen unterstellt, so dass der Strombezug über das Netz für die entsprechenden Verbrauchergruppen minimiert wird.

- » **Im Jahr 2030** erzeugen Onshore-Windkraftwerke 135 TWh, Offshore-Windfarmen 108 TWh und PV-Anlagen 107 TWh. Im Vergleich zum Stand von 2017 entspricht dies einer Ausweitung um den Faktor 1,5, 6,0 bzw. 2,7. Dazu werden Erzeugungskapazitäten von 67 GW Onshore-Windkraftwerken, 27 GW Offshore-Windanlagen und 116 GW PV-Anlagen in Betrieb genommen worden sein. 71 % der gesamten PV-Kapazität entfallen im Jahr 2030 auf gebäudeintegrierte (Aufdach-)Anlagen.
- » **Im Jahr 2035** stammen 137 TWh aus Onshore-Windanlagen, 133 TWh aus Offshore-Windkraftwerken und 147 TWh aus PV-Anlagen. Bezogen auf die Erzeugungsniveaus von 2017 entspricht dies einer Ausweitung um das 1,5-, 7,4- bzw. 3,7-Fache. Dazu werden Erzeugungskapazitäten von 67 GW Onshore-Windkraftwerken¹, 33 GW Offshore-Windanlagen und 151 GW PV-Anlagen benötigt. Auf gebäudeintegrierte (Aufdach-)Anlagen entfällt ein Anteil von 69 % der gesamten PV-Kapazität.
- » **Im Jahr 2050** produzieren die Onshore-Windkraftwerke 231 TWh Strom, die Offshore-Windparks 189 TWh und die PV-Anlagen 288 TWh. Verglichen mit 2017 entspricht dies einer Ausweitung der Produktionsniveaus um den Faktor 2,6, 10,5 bzw. 7,2. Dafür werden Kapazitäten von 115 GW bei den Onshore-Windkraftwerken, 51 GW bei den Offshore-Windkraftanlagen und 313 GW bei den PV-Anlagen notwendig. 67 % der gesamten PV-Kapazität sind im Jahr 2050 als gebäudeintegrierte (Aufdach-)Anlage ausgeführt, das entsprechende Potenzial wird damit nahezu vollständig ausgeschöpft.

1 Die unterschiedliche Stromerzeugung bei gleicher installierter Leistung zwischen 2030 und 2035 ergibt sich aus leistungsfähigeren Anlagen, die zwischenzeitlich durch Repowering installiert wurden.

Die Flächeninanspruchnahme durch Onshore-Windkraftwerke und PV-Freiflächenanlagen sowie deren regionale Verteilung erfolgen auf der Grundlage landkreisspezifischer Analysen der Flächensituation. Für die regenerative Stromerzeugung ausgeschlossen wurden hier zunächst Siedlungs- und Verkehrsflächen, Moor und Heideflächen, Waldflächen, Wasserflächen und Abbauflächen. Zusätzlich wurden die resultierenden Potenzialflächen weiter reduziert, um Mindestabstände zu den oben genannten Flächen zu gewährleisten. Auf das Bundesgebiet bezogen werden damit im Durchschnitt etwa 95 % der Landesfläche für den Bau von Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen ausgeschlossen, wobei die entsprechenden Anteile zwischen den unterschiedlichen Bundesländern und Landkreisen stark streuen.

Mit Blick auf die insgesamt für die Wind- und Solarstromerzeugung verfügbaren Flächen ergeben sich die größten Potenzialflächenanteile für Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt, wo im Durchschnitt 6,1 % bis 6,9 % der Gesamtfläche des jeweiligen Bundeslands als Potenzialfläche für regenerative Stromerzeugung identifiziert wurden. Aufgrund der absoluten Flächengröße der Bundesländer ergeben sich in Summe die größten Potenzialflächen für regenerative Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

Der Flächenanteil je Landkreis, der nach dem in dieser Studie verwendeten Ansatz für die Stromerzeugung aus Wind- und Freiflächen-Solaranlagen prinzipiell zugelassen ist, variiert zwischen 0,4 % und 8,2 %. Für die 10 Landkreise mit dem niedrigsten Anteil der für die entsprechende Nutzung zugelassenen Flächen liegt dieser flächengewichtet bei 0,9 % und für die 10 Landkreise mit den höchsten Potenzialanteilen bei 7,6 %.

Die im Rahmen der hier vorgelegten Studie berechneten Flächenpotenziale liegen im Vergleich mit anderen Studien einerseits eher am unteren Rand (eine Analyse des Umweltbundesamtes geht von einer grundsätzlich verfügbaren Potenzialfläche für Onshore-Windenergie in Höhe von 13,8 % des Bundesgebietes aus [UBA, 2013]). Andererseits kommen Studien mit einem Ansatz abgestufter Flächenrestriktionen zu geringeren Werten für weitestgehend restriktionsfreie Flächen, so dass bei höherem Flächenbedarf ggf. auch Flächen mit weichen Restriktionen (Raumwirkungen, Belastungsniveaus aufgrund anderer Raumnutzung) in Anspruch genommen werden müssten, wodurch Einzelfallprüfungen der Flächenkonkurrenzen notwendig werden. Daher wird die Flächeninanspruchnahme für Onshore-Windkraftnutzung und Freiflächen-Solaranlagen in den beiden Szenarien stets auch mit den Restriktionsannahmen der konservativsten Schätzungen aus anderen Analysen verglichen.

Auf Grundlage der Potenzialflächen untersucht die vorliegende Studie landkreisgenau, wo der Windkraft- und PV-Ausbau erfolgen könnte. Im Vergleich zu den Literaturwerten aus den o. g. Analysen, die die unterschiedlichen Nutzungsrestriktionen detailliert und besonders restriktiv berücksichtigen (von Siedlungsabständen bis zum Natur- und Artenschutz), ergeben sich Werte für den Flächenbedarf, die auch bei einem sehr konservativen Ansatz in den Bereich der weitestgehend restriktionsfrei nutzbaren Flächen fallen (bis zu 0,9 % der Landesfläche). Dies gilt sowohl für das Szenario *Energiewende-Referenz* mit der durchschnittlichen Inanspruchnahme von 0,2 % der Landesfläche für PV-Freiflächen als auch für das Szenario *Fokus Solar* mit einem PV-Anteil von etwa 0,5 % der gesamten deutschen Landesfläche.

Eine flächenseitig angespannte Situation kann sich bei Bezug auf die restriktiveren Annahmen jedoch bezüglich der Onshore-Windkraftnutzung ergeben. Nach dem Jahr 2045 wird bei bundesweiter Betrachtung im Szenario *Energiewende-Referenz* eine Flächeninanspruchnahme von 1,7 % der Landesfläche erreicht, die für sich und summarisch betrachtet selbst bei konservativer Betrachtung als weitestgehend restriktionsfrei angesehen werden kann. Im Jahr 2050 steigt dann die Flächenbeanspruchung durch Onshore-Windenergie auf 2,3 % und überschreitet die genannte konservative Grenze der weitestgehend restriktionsfreien Flächen. Sie verbleibt aber gleichzeitig im Bereich des Flächenpotenzials, für das in der konservativen Abschätzung weiche Restriktionen existieren. Im Szenario *Fokus Solar* wird der in der konservativsten Abgrenzung ermittelte Anteil weitestgehend restriktionsfreier Flächen von 1,7 % im Jahr 2050 um etwa 0,2 Prozentpunkte knapp unterschritten und liegt damit um etwa ein Drittel unter der Vergleichsgröße für das Szenario *Energiewende-Referenz*.

In der Gesamtbetrachtung können also beide Szenarien flächenverträglich Wirklichkeit werden. Im Szenario *Energiewende-Referenz* wird jedoch eher ein Bereich erreicht, in dem zumindest in einzelnen Regionen flächenseitige Restriktionen zum Tragen kommen können. Aus der Gesamtsicht werden solche Restriktionen jedoch erst nach 2030 in größerem Maßstab relevant, in einzelnen Landkreisen ggf. bereits zu einem früheren Zeitpunkt.

Für den Übergang zu einem Stromsystem, das im Wesentlichen auf vom Wind- und Solarstrahlungsdargebot abhängigen erneuerbaren Energien beruht, entsteht ein erheblicher Bedarf an Optionen zur Systemintegration. Durch die unterschiedlichen Ausprägungen der beiden Szenarien ergeben sich auch diesbezüglich unterschiedliche Profile.

Eine erste Flexibilitätsoption besteht im grenzüberschreitenden Strom-
austausch mit den Nachbarländern bzw. im europäischen Strommarkt.
In Zukunft könnten Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien in
andere Länder oder Regionen exportiert und in Zeiträumen mit niedriger
regenerativer Stromerzeugung Strom aus anderen Ländern importiert
werden:

- » Im Szenario *Energiewende-Referenz* werden 2030 im Saldo 35 TWh,
2035 im Saldo 36 TWh und 2050 wieder 97 TWh exportiert.
- » Im Szenario *Fokus Solar* beträgt der Stromaustauschsaldo im Jahr
2030 35 TWh (Export), danach nähern sich die Werte dem Export-
saldo im Szenario *Energiewende-Referenz* an: Im Jahr 2035 werden
im Saldo 39 TWh exportiert, 2050 sind es 92 TWh.

Die zweite wichtige Flexibilitätsoption repräsentieren die Kurzzeitspeicher,
vor allem die batterieelektrischen Speicher. Definitionsgemäß spielt diese
Option durch den großen Eigenverbrauchsanteil der Solarstromerzeugung
im Szenario *Fokus Solar* eine größere Rolle:

- » Im Jahr 2030 beträgt die Differenz der installierten Batteriespeicher
zwischen den Szenarien *Fokus Solar* und *Energiewende-Referenz*
ca. 6,4 GW.
- » 2035 steigt die Differenz zwischen den beiden Szenarien bereits auf
13,6 GW installierte Batteriespeicherkapazität.
- » 2040 erhöht sich die Differenz der installierten Batteriespeicher
zwischen den Szenarien *Fokus Solar* und *Energiewende-Referenz*
auf etwa 21 GW.
- » Im Jahr 2050 ergibt sich eine Differenz der installierten Batterie-
speicher zwischen den Szenarien *Fokus Solar* und *Energiewende-
Referenz* von ca. 48,0 GW.

Auf Basis annuitätisch umgelegter Investitionskosten und einschließ-
lich der Betriebskosten ergibt sich mit Blick auf die Kurzzeitspeicher
zwischen den Szenarien *Fokus Solar* und *Energiewende-Referenz* eine
Systemkostendifferenz von ca. 680 Mio. €, bezogen auf die gesamten
Systemkosten entspricht dies einem Anteil von unter 1 %.

Die dritte zentrale Flexibilitätsoption besteht in den Langzeitspeichern, d. h. in der Erzeugung von Wasserstoff oder anderen chemischen Energieträgern. Angesichts der saisonalen Charakteristika der Solar- und Windstromerzeugung entsteht hier wegen der größeren Speichernotwendigkeit von tendenziell windreichen zu regelmäßig windarmen Jahreszeiten ein leicht erhöhter Bedarf im Szenario *Energiewende-Referenz*. Dieser bleibt jedoch begrenzt und kann im Maximum einen Differenzwert von ca. 1,1 GW für den Zeithorizont 2040 erreichen. Dies entspricht bei annuitätisch umgelegten Investitionskosten und unter Einbezug der Betriebskosten einem Systemkostenunterschied zwischen den Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* von ca. 85 Mio. € jährlich bzw. gut 0,1 % der gesamten Systemkosten.

Schließlich erfordert ein massiver Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen. Die Modellierung des Netzausbaubedarfs auf Basis der definierten räumlichen Verteilungsstrukturen führt zu folgenden Ergebnissen:

- » Bis zum Szenariojahr 2025 kann szenariounabhängig davon ausgegangen werden, dass der vom Netzentwicklungsplan 2025 (NEP 2025, Investitionsvolumen 30 bis 34 Mrd. € bzw. jährliche Systemkosten von 1,75 bis 2 Mrd. €) erfasste Umbau der Übertragungsnetze ausreicht, um die Stromerzeugung der regenerativen Anlagenflotte aufzunehmen.
- » Für den Zeithorizont 2035 wird im Szenario *Energiewende-Referenz* ein zusätzliches Investitionsvolumen von ca. 30 % der NEP-Planungen erforderlich, im Szenario *Fokus Solar* liegt der Investitionsbedarf für die Übertragungsnetzinfrastruktur mit einem Volumen von ca. 23 % der bisherigen NEP-Planungen bei etwas geringeren Werten.
- » Bis 2050 summieren sich die zusätzlichen Netzinvestitionen auf etwa das 1,3- (Szenario *Energiewende-Referenz*) bis 1,4-Fache (Szenario *Fokus Solar*) der bisher im NEP geplanten Investitionsvolumina.
- » Die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien verschieben sich im Zeitverlauf von einem höheren Investitionsbedarf für das Szenario *Energiewende-Referenz* bis etwa 2045 zu einem etwas höheren Investitionsbedarf für das Szenario *Fokus Solar* für den Zeithorizont 2045/2050, so dass sich der Investitionsbedarf zwischen den Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* in der Summe zumindest angleicht.

In der Metrik von Systemkostendifferenzen ergeben sich folgende Kostenvorteile: für das Szenario *Fokus Solar* bis zu 170 Mio. € (im Jahr 2040) und für das Szenario *Energiewende-Referenz* maximal 150 Mio. € (im Jahr 2050). Dabei handelt es sich also um im Zeitverlauf unterschiedliche, stets aber geringe Abweichungen in der Größenordnung von lediglich 0,2% der Systemkosten.

Die Großhandelspreise für die beiden Szenarien unterscheiden sich marginal und ergeben sich vor allem aus der Entwicklung der Erdgas- und CO₂-Preise sowie längerfristig aus dem zunehmenden Erzeugungsanteil der Solar- und Windstromerzeugung mit kurzfristigen Grenzkosten von nahe null.

Für die Systemkosten insgesamt ergeben sich im Zeitverlauf durchgängig Kostenvorteile für das Szenario *Energiewende-Referenz*. Diese liegen im Maximum jedoch nur auf dem Niveau von etwa 1 Mrd. €, dies entspricht einem geringfügigen Systemkostenvorteil von 1,0 bis 1,5 %.

In der Gesamtsicht der Ergebnisse ergeben sich folgende zentrale Schlussfolgerungen:

- » Der Übergang zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem ist auch unter Berücksichtigung des Mehrbedarfs an Strom darstellbar, der aus einer Dekarbonisierung des Verkehrs- und des Wärmesektors entsteht, wenn die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands im Vergleich zu 1990 um 95% gesenkt werden sollen.
- » Der Übergang zu einem vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem ist in unterschiedlichen technologischen Ausformungen möglich. Signifikante Systemkostenunterschiede ergeben sich für die untersuchten Varianten unter Berücksichtigung aller Segmente des Stromsystems (Erzeugung, Netze, Speicher etc.) nicht.
- » In der Gesamtsicht ist ein solcher Ausbau der erneuerbaren Energien auch unter Berücksichtigung konservativer Ansätze für die nutzungs-, akzeptanz- und naturschutzbedingten Flächenrestriktionen möglich. Es müsste neben der Nutzung weitestgehend restriktionsfreier Flächen nach 2045 ein kleiner Anteil der mit weichen Restriktionen verbundenen Flächen für die regenerative Stromerzeugung in Anspruch genommen werden. Dies gilt nicht für den Fall, dass der Windkraftausbau an Land leicht abgedämpft wird und ein schwerpunktmäßiger Ausbau der Solarstromerzeugung wie im Szenario *Fokus Solar* erfolgt.

- » Die Stromerzeugungen aus Onshore-Windkraft- und Freiflächen-PV-Anlagen bilden die mit Blick auf Flächenrestriktionen entscheidenden Teilsegmente eines regenerativen Energiesystems. Bei der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und bei den Investitionen in die zugehörigen langlebigen Infrastrukturen gilt es daher die topografischen Begebenheiten und flächenseitigen Restriktionen verstärkt zu berücksichtigen. Eine deutlich gezieltere Regionalisierung des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung sowie eine frühzeitige und proaktive Adressierung der verschiedenen regenerativen Stromerzeugungsoptionen und entsprechender Flächeninanspruchnahmen bildet eine zentrale Voraussetzung für den erfolgreichen Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem.
- » Restriktionsseitig relevante Flächen sind oft auch von hoher ökonomischer Attraktivität für die Entwicklung von Projekten der regenerativen Stromerzeugung. Die entsprechenden Nutzungskonflikte können durch allgemeine Rahmenbedingungen nur sehr eingeschränkt gelöst werden und sind daher eher auf der planerischen Ebene zu adressieren. Die Grundlagen für diese planerischen Herausforderungen müssen jedoch deutlich verbessert werden.
- » Die kombinierte Nutzung von Flächen für regenerative Stromerzeugung einerseits und für geeignete Stromsysteminfrastruktur, Landwirtschaft oder Forstwirtschaft andererseits ist in jedem Fall ein sinnvoller Ansatz, um den Flächenverbrauch zu begrenzen. Dies gilt auch für die kombinierte Nutzung von Flächen für die Wind- und Solarstromerzeugung.
- » Die weitgehende Nutzung von gebäudeintegrierter (Aufdach-)PV-Stromerzeugung ist aus Sicht der effektiven Flächennutzung eine sinnvolle übergeordnete Strategie. Sie ist jedoch einerseits kapazitätsseitig begrenzt und wird bei maximalem Ausbau nur einen Beitrag von rund 23 % der insgesamt notwendigen Regenerativstromerzeugung erbringen können. Andererseits ist sie mit höheren (System-)Kosten verbunden, insbesondere wenn sie umfassend über Eigenverbrauchssysteme umgesetzt werden soll. Zudem ist die weitgehende Nutzung von gebäudeintegrierter PV-Stromerzeugung entscheidend abhängig von der entsprechenden Investitionsbereitschaft der jeweiligen Gebäude- bzw. Dacheigentümer. Für das Erreichen der Energiewende-Ziele ergeben sich dadurch signifikante Risiken.
- » Der großräumige Netzausbaubedarf im Rahmen unterschiedlich ausgeprägter Pfade für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird

sich in der Summe nur wenig unterscheiden. Um aber auch für Einzelprojekte die nötige Robustheit zu ermitteln, sollten breiter gefächerte Entwicklungsvarianten für das Stromsystem berücksichtigt werden, als dies in der aktuellen Netzentwicklungsplanung der Fall ist. Dies gilt insbesondere für die beiden hier untersuchten Ausprägungen der regenerativen Stromerzeugung für die Zeithorizonte nach 2030, aber auch für die Variante eines in der hier vorgelegten Studie nicht analysierten, in jedem Fall aber untersuchungswürdigen stärkeren Ausbaus der Offshore-Windstromerzeugung.

- » Die Datengrundlagen für die Strategieentwicklung und die zugehörige Energiesystem- und Infrastrukturmodellierung auf regionaler, nationaler bzw. übergeordneter Ebene, die eine realistische und umfassende Berücksichtigung und Einordnung von Flächenrestriktionen erlauben, sind stark verbesserungswürdig.

Während des Umbaus des deutschen Stromsystems in Richtung eines CO₂-freien und auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems werden in den kommenden Jahren neue Herausforderungen entstehen, die es anzunehmen gilt. Fragen der Regionalisierung, der Flächenrestriktionen und des Infrastrukturausbaus werden eine neue Bedeutung gewinnen und bei der energie- und klimapolitischen Strategiebildung wie auch bei der Ausgestaltung von Umsetzungsinstrumenten in besonderer Weise und verstärkt berücksichtigt werden müssen.

Executive Summary

The German electricity sector is of paramount importance to both energy and climate policy. In 2017, the share of electricity sector emissions in the total greenhouse gas emissions (taking into account non-CO₂ greenhouse gases and international air transport emissions for fuel quantities fuelled in Germany) amounted to approx. 35.5%. This makes the electricity sector the largest single contributor by far to Germany's greenhouse gas emission balance. In view of the German and international climate targets, the electricity sector has made an insufficient contribution to emission reductions since 1990.

Germany's electricity sector also faces a threefold challenge in meeting the goals of the Paris Agreement adopted in 2015, which aim to prevent serious consequences of global climate change for nature and human society.

First of all, coal-fired power plants with their especially high greenhouse gas emissions must be removed from Germany's electricity system in the short and medium term. In the medium and long term, fossil-fuelled power generation that is less carbon-intensive (e.g. natural gas power plants) must also be removed. Provided that the German electricity sector has a fair share of the remaining global emissions budget, large coal-fired power plant capacities will be shut down in the relatively short term; coal-fired power generation in Germany will be completely phased out by the end of 2035. Compared to current levels, coal-fired power generation in Germany would thus be reduced by 64% by 2025 and by 73% by 2030. It would be completely phased out by the end of 2035.

Secondly, more electricity will have to be produced in future than at present. The electrification of the transport and heat sectors can and must make a substantial contribution to the necessary reductions in greenhouse gas emissions. Thus, despite considerable efficiency gains in traditional electricity applications, the electricity demand will be the same level again in 2035 that it is today; in 2050, the electricity demand will be almost 30% above current levels.

Thirdly, electricity generation plants based on renewable energies must be built to substitute the phased-out capacities of fossil-based electricity generation and to meet the electricity demand which is projected to increase in future. For 2030, the current net electricity generation based on renewable energies will have to be increased by approx. 85% from 218 billion kilowatt hours (218 terawatt hours – TWh) today to approx. 400 TWh, by 110% to 460 TWh in 2035 and by 250% to over 700 TWh in 2050. The growth of electricity generation based on renewable energies is driven by the most cost-effective onshore wind power plants, offshore wind power plants and solar power plants (photovoltaics – PV).

The transition to an electricity system based predominantly on onshore and offshore wind power and PV creates new challenges. Renewable electricity generation will be much more widely distributed; and depends on the availability of wind and solar energy, which is regionally different and variable. This necessitates stronger and better integrated grid infrastructures; storage and other flexibility options (flexible demand, backup power plants, etc.) are also needed in the long term. Thus, alongside the traditional cost issues, restrictions resulting from the land use of the new energy system and from the need to redesign and strengthen grid infrastructures gain in significance.

The renewable electricity system can be developed according to different designs. However, the costs and land consumption and, if applicable, the infrastructure needs of these different systems result not only from the specific costs and the specific land demand of the various power generation options based on renewable energies. If certain electricity system variants involve a higher storage demand, more renewable electricity may have to be generated due to the generation profile and storage losses. If fewer high-yield sites have to be used due to land restrictions, the demand for installed power plant capacity likewise increases. Both entail higher costs and a higher land requirement and may involve changed infrastructure demands.

Two scenarios for the development of the German electricity system were developed and analyzed in detail in order to assess these complex inter-relationships: an *Energy Transition Reference* scenario and a *Solar Focus* scenario.

The ***Energy Transition Reference scenario*** comprises a development presented in most of the latest research on the transformation of the German electricity system. The expansion of renewable energies in the electricity sector is focused on onshore wind energy in this scenario.

- » **In 2030**, 163 TWh are generated from onshore wind energy, 107 TWh from offshore wind power energy and 79 TWh from photovoltaics. This corresponds to an increase of 2017 levels by a factor of 1.8, 6.0 and 2.0 respectively. 80 GW of onshore wind power, 27 GW of offshore wind power and 87 GW of PV must have been put into operation by then. In 2030, 75% of the total PV capacity takes the form of building-integrated (rooftop) systems; the remaining 25% are ground-mounted systems.

- » **In 2035**, 186 TWh are generated by onshore wind power plants, 133 TWh by offshore wind power plants and 94 TWh by PV systems. Compared to 2017, this corresponds to an increase by a factor of 2.1, 7.4 and 2.4 respectively. To achieve this, generation capacities amounting to 87 GW for onshore wind power, 33 GW for offshore wind power and 105 GW for PV must be available in the electricity system. In 2030, 75% of the total PV capacity is attributable to building-integrated (rooftop) systems and 25% to ground-mounted systems.

- » **In 2050**, onshore wind power plants generate 388 TWh, offshore wind power plants 185 TWh and PV systems 141 TWh. Compared to 2017 levels, this corresponds to an increase by a factor of 4.4, 10.3 and 3.5 respectively. The generation capacities needed for this are 178 GW for onshore wind power, 51 GW for offshore wind power and 154 GW for PV. In 2050, 69% of PV systems comprise building-integrated (rooftop) systems and 31% are ground-mounted systems.

The development presented in the *Energy Transition Reference* is compared with that shown in the **Solar Focus scenario**. The latter scenario involves very extensive tapping of the potentials offered by rooftop systems. It also assumes a very high proportion of own consumption for PV, with the result that grid-based electricity purchases are minimized for these customer groups.

- » **In 2030**, 135 TWh of electricity are generated by onshore wind power plants, 108 TWh by offshore wind power plants and 107 TWh by PV systems. Compared to 2017, this corresponds to an increase by a factor of 1.5, 6.0 and 2.7 respectively. To achieve this, generation capacities amounting to 67 GW of onshore wind power, 27 GW of offshore wind power and 116 GW of PV must have been put into operation. Building-integrated (rooftop) systems account for 71% of total PV capacity in 2030.
- » **In 2035**, 137 TWh of electricity are generated by onshore wind power plants, 135 TWh by offshore wind power plants and 144 TWh by PV systems. Based on 2017 levels, this corresponds to an increase by a factor of 1.5, 7.4 and 3.7 respectively. This necessitates a generation capacity of 67 GW from onshore wind power plants², 33 GW from offshore wind power plants and 151 GW from PV systems. Building-integrated (rooftop) systems account for 69% of the total PV capacity in 2035.
- » **In 2050**, onshore wind power plants generate 231 TWh of electricity, offshore wind power plants 189 TWh and PV systems 288 TWh. Compared to 2017, this represents an increase by a factor of 2.6, 10.5 and 7.2 respectively. This necessitates the installation of 115 GW of generation capacity for onshore wind power, 51 GW for offshore wind power plants and 313 GW for PV systems. In 2050, 67% of the total PV capacity is attributable to building-integrated (rooftop) systems, with the result that the rooftop PV potential is almost fully tapped in 2050.

2 The different power generation with the same installed capacity between 2030 and 2035 results from more efficient power plants that have been installed in the meantime by repowering.

The land consumption of onshore wind power plants and ground-mounted PV systems as well as their regional distribution are based on district-specific analyses of the areas concerned. First of all, human settlements and transport infrastructure areas, peatland and heathland, woodland, water areas and mining areas were excluded from use for renewable power generation. The resulting available land was then further limited to ensure minimum distances from the above-listed areas. In relation to Germany as a whole, an average of approx. 95% of land area is excluded from the construction of wind and ground-mounted PV systems. This share varies widely across the different federal states (*Länder*) and districts.

With regard to the land available for wind and solar power generation overall, the largest available land areas are located in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-West Pomerania and Saxony-Anhalt, where on average 6.9% to 6.1% of the total land of the state was identified as available for renewable power generation. Based on the absolute area size of the different *Länder*, the largest areas for renewable power generation from wind and solar energy are available in Bavaria, Lower Saxony and North Rhine-Westphalia.

The share of land per administrative district which in principle allows for electricity generation from wind and ground-mounted PV systems under the approach used in this study ranges from 0.4% to 8.2%. For the 10 administrative districts with the lowest land potentials for this use, the area-weighted share amounts to 0.9%; for the 10 administrative districts with the highest land potentials, it amounts to 7.6%.

Compared with other studies, the results of the calculations undertaken within this study are at the lower end of the scale (an analysis conducted by the German Federal Environment Agency assumes that a 13.8% share of the country's land is basically available for onshore wind power in Germany as a whole (UBA, 2013)). Other studies, however, apply different grades of land use restrictions, which result in lower values for land that is mostly free of restrictions. In the case of a higher land demand, land with soft restrictions (spatial effects, pollution level due to other land use) may also have to be used, which necessitates case-by-case assessments of land use competition. In both scenarios, therefore, the land use for onshore wind power and for ground-mounted PV systems are compared with the land restrictions assumed in the most conservative estimates of these research studies.

This study conducts a district-specific analysis based on the identified available land on which wind power and PV could be expanded. These results were compared to the values of the above-mentioned analyses which consider the different land use restrictions in detail and in a particularly restrictive way (taking into account distances to human settlements and nature and species conservation). Both when an average land use of 0.2% is assumed for ground-mounted PV in the *Energy Transition Reference* scenario and a land consumption of approx. 0.5% of Germany's total area is assumed in the *Solar Focus* scenario, the resulting land demand falls within the range of available land that is mostly free of restrictions, even when a very conservative approach is applied (up to 0.9% of the total land).

However, in the case of onshore wind power the more restrictive assumptions may lead to a strained situation regarding land use. After 2045, land consumption reaches 1.7% nationally in the *Energy Transition Reference* scenario, which in itself and viewed in summary can be regarded as mostly free of restrictions even from a conservative perspective. In 2050, land consumption increases to 2.3% due to onshore wind energy, which exceeds the conservative estimate for land mostly free of restrictions. It nevertheless remains within the range of the available land for which soft restrictions apply in the conservative estimate. In the *Solar Focus* scenario, the most conservative estimate of land that is mostly free of restrictions (1.7%) is not fully tapped (by approx. 0.2 percentage points) in 2050; it is approx. one third below the percentage determined in the *Energy Transition Reference* scenario.

From an overall perspective, then, both scenarios can be implemented in a land-compatible way. In the *Energy Transition Reference* scenario, it is more likely that land restrictions can become relevant, at least in specific regions. Overall, however, such restrictions only become relevant on a larger scale after 2030; in some districts this may occur earlier.

For the transition to an electricity system that is essentially based on renewable energies dependent on wind and solar availability, there is a substantial demand for system integration options. The different emphases of the two scenarios bring about different profiles in this respect.

The first flexibility option is cross-border imports and exports of electricity with neighbouring countries or on the European electricity market, i.e. during peaks of renewable energy generation, electricity can be exported (in future); in periods of low renewable energy generation, electricity can be imported from other countries or regions:

- » In the *Energy Transition Reference* scenario, Germany's electricity import-export balance amounts to 35 TWh (export) in 2030, 36 TWh in 2035 and 97 TWh in 2050.
- » In the *Solar Focus* scenario, Germany's electricity import-export balance amounts to 35 TWh (export) in 2030, after which the values approach the export balance in the *Energy Transition Reference* scenario: it amounts to 39 TWh (export) in 2035; and to 92 TWh in 2050.

The second flexibility option is short-term storage, i.e. mainly battery electric storage. By definition, this option plays a greater role in the *Solar Focus* scenario due to the large share of own consumption assumed for PV:

- » In 2030, the difference in the installed battery storage between the *Solar Focus* scenario and the *Energy Transition Reference* scenario amounts to approx. 6.4 GW.
- » In 2035, the difference in the installed battery storage capacity between the two scenarios increases to 13.6 GW.
- » In 2040, this difference increases to approx. 21 GW.
- » In 2050, this difference rises to approx. 48.0 GW.

Assuming annuity-based investment costs and including operating costs, the cost difference for short-term storage capacity between the electricity systems of the *Solar Focus* and the *Energy Transition Reference* scenarios amounts to approx. EUR 680 million. This corresponds to less than 1% of the total system costs.

The third flexibility option is long-term electricity storage, i.e. the production of hydrogen or other chemical energy sources. With a view to the seasonal characteristics of solar and wind power generation, there is a slightly higher demand in the *Energy Transition Reference* scenario due to the greater storage demand from windy to consistently low-wind seasons. This difference, however, remains small; in 2040 it can reach a maximum of approx. 1.1 GW. Assuming annuity-based investment costs and including operating costs, this corresponds to a system cost difference between the scenarios of approx. EUR 85 million per year or approx. 0.1% of the total system costs.

Finally, a huge expansion of electricity generation based on renewable energies necessitates the expansion and redesign of grid infrastructures. The modelling of grid expansion demand based on the spatial distribution assumptions leads to the following results:

- » Up to 2025, it can be assumed independently of the scenarios that the redesign of the transmission grids foreseen in the German Grid Development Plan 2025 (NEP 2025, investment volume of EUR 30 to 34 billion or annual system costs of EUR 1.75 to 2 billion) is sufficient to incorporate the production of the renewable power plant fleet.
- » For 2035, an additional investment volume of approx. 30% of the NEP is needed in the *Energy Transition Reference* scenario; in the *Solar Focus* scenario, the investment demand for the transmission grid infrastructure is slightly lower, amounting to an investment volume of approx. 23% of the NEPs published to date.
- » By 2050, the additional grid investment demand amounts to approx. 1.3 (*Energy Transition Reference* scenario) and 1.4 times (*Solar Focus* scenario) the investment volumes stated in the NEPs up to now.
- » The differences between the two scenarios shift over time from a higher investment demand in the *Energy Transition Reference* scenario up to about 2045 to a slightly higher investment demand in the *Solar Focus* scenario for 2045/2050, with the result that the investment demand between the scenarios converges overall.

In terms of the system cost differences, the maximum cost advantages amount to EUR 170 million (in 2040) for the *Solar Focus* scenario and to EUR 150 million (in 2050) for the *Energy Transition Reference* scenario, i.e. there are different, though always low deviations over time that constitute only $\pm 0.2\%$ of the system costs.

The wholesale electricity prices for the two scenarios differ marginally. This results primarily from the development of natural gas and CO₂ prices and in the long term from the increasing generation share of solar and wind power with short-term marginal costs of close to zero.

For the system costs overall, cost advantages occur consistently over time for the *Energy Transition Reference* scenario. However, these achieve maximum levels of approx. EUR 1 billion, which corresponds to a slight system cost advantage of 1.0% to 1.5%.

The following key conclusions can be drawn from the results overall:

- » The transition to an electricity system based entirely on renewable energies is also possible when considering the additional electricity demand arising from the decarbonization of the transport and heat sectors if Germany's total greenhouse gas emissions are to be reduced by 95% compared to 1990.
- » The transition to an electricity system based entirely on renewable energies is possible in various technological designs. There are no significant differences in system costs for the variants examined when all segments of the electricity system are considered (generation, grids, storage, etc.).
- » From an overall perspective, such an expansion of renewable energies is also possible taking into account conservative approaches to land restrictions relating to use, acceptance and nature conservation. Alongside the use of land that is mostly free of restrictions after 2045, a small proportion of the land with soft restrictions would have to be used for renewable power generation. This does not apply in the event that the expansion of onshore wind power is slightly lower and when the emphasis is placed on solar power generation as in the *Solar Focus* scenario.
- » In terms of land restrictions, electricity generation from onshore wind power plants and ground-mounted PV systems is decisive among the sub-segments of a renewable energy system. Therefore, the regionalization of electricity production plants based on renewable energies and the investments in long-term infrastructures require greater consideration of topographical conditions and land restrictions. Central requirements for a successful transition to a sustainable energy system, then, are a much more targeted regionalization of the expansion of renewable power generation and an early and proactive addressing of the various renewable power generation options and related land use.
- » Land with restrictions is also often very economically attractive for the development of renewable power generation projects. The related conflicts of use can only be solved to a very limited extent by general framework conditions and should therefore be addressed at the planning level. The general framework conditions, however, must be significantly improved.

- » In all cases, the combined use of land for renewable power generation on the one hand and suitable infrastructure, agricultural or forestry uses on the other hand is a useful approach for limiting land consumption. This also applies to combined land use for wind and solar power generation.
- » The extensive use of building-integrated (rooftop) PV systems is a useful overarching strategy in terms of effective land use. However, it is limited in terms of capacity; assuming maximum expansion, it can only contribute approx. 23% of the total renewable electricity generation needed. It is also associated with higher (system) costs, especially if it is to be extensively implemented via own consumption. Furthermore, it is crucially dependent on the investment willingness of the respective building or roof owners; in terms of fulfillment of the energy transition targets, this involves significant implementation risks.
- » Among the different paths for the expansion of renewable power generation, the large-scale demand for grid expansion differs only slightly overall. However, in order to determine the necessary robustness for individual projects, more diversified development variants for the electricity system should be considered than is the case in Germany's current grid development plans. This applies in particular to the two variants of renewable power generation for after 2030 as well as to the variant of a stronger expansion of offshore wind power generation (which was not analyzed in the present study but which remains worth investigating).
- » The databases on land restrictions need to be considerably improved. This would enable the realistic and comprehensive analysis needed for strategy development and the energy system and infrastructure modelling at regional, national and higher levels.

New challenges will arise and must be accepted in the periods ahead in the transition to a carbon-free electricity system based on renewable energies. Questions of regionalization, land restrictions and infrastructure expansion will gain new significance and will need to be awarded special and increased consideration in the development of energy and climate policy strategies and in the design of implementation instruments.

Deutschland hat sich im Bereich der Klima- und Energiepolitik langfristige Ziele gesetzt und mit dem 2010 und 2011 beschlossenen Energiekonzept (BMWi 2015b) sowie dem 2016 verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 (BReg 2016) für die Bereiche Klimaschutz, Energie, Verkehr, Landwirtschaft etc. erste Schritte für die Erarbeitung entsprechender Umsetzungsstrategien unternommen, deren Zeithorizont bis zur Mitte des Jahrhunderts reicht.

Strategien zur vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems sind seit der Verabschiedung des Klimaabkommens von Paris im Jahr 2015 (UNFCCC 2015) dringend gefragt, finden sich aber bis heute nicht in klimapolitischen Umsetzungsstrategien Deutschlands wieder. Dies wäre dringend erforderlich, wenn Deutschland weiterhin eine Vorreiterrolle in Sachen Klimaschutz wahrnehmen will und sich offensiv der Herausforderung stellt, ein Energiesystem zu entwickeln, das kompatibel mit dem übergeordneten Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens ist, die globale Erwärmung im Vergleich zu den vorindustriellen Temperaturniveaus auf einen Wert von (deutlich) weniger als 2°C, möglichst auf den Wert von 1,5°C, zu begrenzen.

Aufgrund dessen steht die kurz- und mittelfristige Umstellung der Energieversorgung auf emissionsarme bzw. -freie Technologien auf der energiepolitischen Agenda. Für Deutschland bedeutet das vor allem die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien. Hierfür sind robuste Strategieansätze notwendig, mit denen ein möglichst effektiver, breit akzeptierter, naturverträglicher und kosteneffizienter Transformationspfad gestaltet werden kann.

Der Übergang zu einem klimaverträglichen und auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem bildet die zentrale Säule der notwendigen Veränderungsprozesse. Diese herausgehobene Rolle ergibt sich einerseits aus dem dominierenden Anteil der Treibhausgasemissionen aus dem deutschen Stromsektor für den gesamten Ausstoß von strahlungsaktiven Gasen in Deutschland. Andererseits bildet die Elektrifizierung des Verkehrssektors und auch wesentlicher Teile der Wärmeversorgung einen entscheidenden Hebel für die weitgehenden Emissionsminderungsnotwendigkeiten in diesen Sektoren. Damit wird der Stromsektor nicht nur CO₂-frei werden, sondern auch eine (deutlich) größere Stromnachfrage bedienen müssen.

Der Übergang zu einem regenerativen Stromsystem ist aber eine mehrdimensionale Herausforderung. Es geht erstens darum, den Ausbau der erneuerbaren Energien in hohem Tempo zu vollziehen. Zweitens macht die Emissionsminderung in den aus Klimaschutzgründen erforderlichen kurzen Zeiträumen eine aktive Verdrängung der fossilen Stromerzeugung, und hier vor allem der CO₂-intensiven Kohleverstromung, notwendig. Und drittens ist die Umstrukturierung des Stromsystems mit neuen regionalen Produktionsmustern verbunden, für die die notwendigen (Netz-)Infrastrukturen geschaffen werden müssen.

Im ersten Teil des Projekts *„Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken“* wurden die Möglichkeiten zum Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland detailliert untersucht (Öko-Institut & Prognos 2017).

Die in diesem Bericht dokumentierten Analysen zum zweiten Teil des Projektes behandeln in größerer Untersuchungstiefe den Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromerzeugung wie auch der in Kombination dazu notwendigen Komplementäroptionen wie z. B. Speicher und Stromnetze. Angesichts der vielfältigen Möglichkeiten, Strom auf Basis erneuerbarer Energien zu erzeugen (mit Blick auf Solar- und Windstromerzeugung mit ihren unterschiedlichen Technologieansätzen, aber auch hinsichtlich der Nutzung unterschiedlich ertragreicher Standorte etc.), entsteht die Notwendigkeit, unterschiedliche Ausprägungen eines regenerativen Stromsystems in umfassender Weise zu untersuchen und zu bewerten. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der Tatsache von großer Bedeutung, dass ein regeneratives Stromsystem zwar weitgehend frei von Treibhausgasemissionen ist, aber auch deutlich mehr Flächen in Anspruch nehmen wird als das alte, fossile Stromsystem. Dies gilt einerseits für die Wind- und Solarstromerzeugung, andererseits auch für die notwendigen Netzinfrastrukturen.

Genau wie die Aufnahmefähigkeit der Atmosphäre für Treibhausgase unterliegt auch die Flächeninanspruchnahme durch ein regeneratives Stromsystem klaren Restriktionen, insbesondere in einem Land mit hoher Besiedlungsdichte und klaren Natur- und Artenschutzzielen wie Deutschland.

Vor diesem Hintergrund müssen die Analysen zum Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und auch der notwendige Netzausbaubedarf einer integrierten Betrachtung unterzogen werden. Dafür sind jedoch Analysen notwendig, die hinsichtlich ihrer räumlichen Differenzierung weit über die Betrachtung national aggregierter Entwick-

lungen hinausgehen, die den modellbasierten Analysen zum Umbau des Stromsystems ganz überwiegend zugrunde liegen. Der zweite Teil des Projekts „Zukunft Stromsystem“ zielt so vor allem darauf ab, die Flexibilität für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland unter Berücksichtigung potenzieller, technischer und räumlicher Restriktionen zu ermitteln und die Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Ausbaustrategien, dem Bedarf an Infrastruktur, Flächen und komplementären Optionen (v. a. der Speicher), der Flächenverfügbarkeit sowie den Kosten des Stromsystems und seiner Teilsegmente näher zu analysieren. Um die komplexen Fragestellungen handhabbar zu machen und sinnvoll zu verdichten, werden die unterschiedlichen Analysen für zwei Szenarien durchgeführt, die für unterschiedliche Ausprägungen des zukünftigen, regenerativen Stromsystems charakteristisch sind. Im Vordergrund standen dabei die Windenergieerzeugung an Land (Onshore-Windkraft) und die Stromerzeugung aus Sonnenenergie in Photovoltaik-(PV-)Anlagen, die in Gebäude integriert (v. a. Aufdach-Anlagen) oder auf Freiflächen montiert werden. Eine dritte wesentliche Option der regenerativen Stromerzeugung, die Offshore-Windenergie, wurde im Rahmen der hier vorgelegten Studie nicht weiter variiert. Diesbezüglich tiefergehende Analysen bleiben damit weiteren Untersuchungen vorbehalten.

Um eine möglichst weitgehende Konsistenz der hier vorgestellten Analysen mit den Untersuchungen in der ersten Phase zu gewährleisten, wurde für beide Analysephasen ein weitgehend identischer Satz an Rahmenannahmen für das Energie- und CO₂-Marktumfeld, die Nachfragesektoren sowie die Reduzierung der verbleibenden fossilen Stromerzeugung verwendet.

2

Methodischer Ansatz

Um zwei unterschiedliche, jeweils für bestimmte Schwerpunktsetzungen charakteristische Ausprägungen des zukünftigen regenerativen Stromsystems entwickeln und analysieren zu können, werden folgenden Untersuchungsschritte durchlaufen:

1. Zur Einordnung der Analysen wird die historische Entwicklung des Stromsektors in seinen unterschiedlichen Facetten für den Zeitraum von 1990 bis 2017 aktualisiert (**Kapitel 3**).
2. In einem zweiten Schritt werden die Ergebnisse aus der ersten Untersuchungsphase mit Blick auf die Entwicklung des fossilen Kraftwerks-parks konsolidiert, aufbereitet und (hinsichtlich ihrer räumlichen Aspekte) weiter spezifiziert (**Kap. 4.1**).
3. Da Fragen der Stromnetzentwicklung für die hier dokumentierten Analysen eine besondere Rolle spielen, werden neben den Annahmen zum Marktumfeld, zur Stromnachfrage und zu den Entwicklungen in den anderen europäischen Staaten (**Kap. 4.2 bis 4.4**) auch die Annahmen zum deutschen Übertragungsnetz genauer dokumentiert (**Kap. 4.5**).
4. Im vierten Arbeitsschritt wird der Lösungsraum für zwei alternative Zubaupfade der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien aufgespannt (**Kap. 5**). Es werden zwei repräsentative Szenarien für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland näher spezifiziert, die sich einerseits an den derzeit dominierenden Ausbauprojektionen (Szenario *Energiewende-Referenz*) und andererseits an einem deutlich stärkeren Ausbau der Solarstromerzeugung mit einem Schwerpunkt auf Eigenverbrauchslösungen und einer schwächeren Ausweitung der Stromproduktion aus Onshore-Windkraftanlagen (Szenario *Fokus Solar*) orientieren.
5. Als Grundlage für die folgenden Stromsektor-Modellierungen wird in einem sehr umfangreichen fünften Untersuchungsgang die Regionalisierung der für die Wind- und Solarstromerzeugung verfügbaren Flächenpotenziale und deren Nutzung ermittelt (mit Blick auf installierte Kapazitäten und Einspeisezeitreihen). Hier erfolgt auch die Berücksichtigung und Einordnung von Flächenrestriktionen und Naturschutzinteressen. Durchgeführt wird diese Detailanalysen zur Regionalisierung auf der Ebene der 402 Landkreise in Deutschland (**Kap. 6**).

6. Auf Basis dieser Vorarbeiten werden die beiden Szenarien (*Energie-wende-Referenz* und *Fokus Solar*) mithilfe des Strommarktmodells des Öko-Instituts, in dem auch Netzinfrastrukturen abgebildet werden können (PowerFlex-Grid-EU), einer umfassenden numerischen Analyse unterzogen (**Kap. 7**):
- » Auf Basis der regionalisierten Eingangsdaten wird in einem ersten Schritt die spezifische Situation untersucht, die sich für den Fall ergibt, dass in signifikantem Umfang PV-Anlagen zusammen mit Batteriespeichern vor allem für die Deckung des Eigenverbrauchs errichtet und optimiert werden (**Kap. 7.2**).
 - » Auf dieser Grundlage wird das Stromsystem mit dem Strommarktmodell modelliert, so dass die verbleibende Stromerzeugung, der Speichereinsatz, die Kosten und Emissionen ermittelt werden können. Mit Blick auf die Systemgrenzen wird mit dem verwendeten Modell sichergestellt, dass eine Passfähigkeit zu den Emissionsstrukturen und -niveaus der deutschen Treibhausgasinventare und Projektionsberichte und damit zu den Mengengerüsten der deutschen Emissionsminderungsprogrammatik gegeben ist. Die Modellierung erfolgt unter Berücksichtigung der Effekte der ENTSO-E-Region (**Kap. 7.3**).
 - » Abschließend wird eine (vereinfachte) Lastflusssimulation durchgeführt, auf deren Grundlage der Netzausbaubedarf im deutschen Höchstspannungsnetz abgeschätzt werden kann (**Kap. 7.4**).

Im Ergebnis dieses integrierten Modellierungsansatzes werden über die Strommarktmodellierung folgende Indikatoren ermittelt und diskutiert:

- » die zur Stromversorgung notwendigen Leistungen auf der Angebots-, Nachfrage- und Speicherseite;
- » die regionalen Strukturen der Stromerzeugung und der grenzüberschreitenden Stromflüsse;
- » die jährlichen CO₂-Emissionen;
- » die jeweils kumulierten CO₂-Emissionen für den Zeitraum 2015 bis 2050;
- » die Auslastung des Stromnetzes und die hieraus resultierende Abschätzung des Netzausbaubedarfs.

7. Auf Grundlage der im sechsten Untersuchungsschritt gewonnenen Daten werden die ökonomischen Aspekte der beiden Szenarien näher untersucht. Dies betrifft zunächst die Effekte auf die Großhandelspreise an den Strombörsen sowie in einer weiteren Analyse die Systemkostenunterschiede zwischen den beiden Szenarien, für die insbesondere die Investitionskosten einer vertieften Analyse unterzogen werden (**Kap. 7.5**).
8. In einem abschließenden achten Arbeitsschritt werden die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsgänge eingeordnet und die zentralen strategischen Schlussfolgerungen aus den Analysen gezogen (**Kap. 8**).

Der beschriebene methodische Ansatz erlaubt eine umfassende Einordnung und Bewertung von Ausbaupfaden für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Er ist kompatibel zum im Teil 1 des Projektes ermittelten Auslaufpfad für die deutsche Kohleverstromung im Kontext einer Klimapolitik, die sich an einer fairen Aufteilung der Anstrengungen zur Einhaltung der Pariser Klimaziele orientiert.

3 Entwicklung des deutschen Stromsektors seit 1990

Die deutsche Stromerzeugung erfolgt in einem Kraftwerkspark, der sich in den letzten 27 Jahren, vor allem aber seit der Jahrtausendwende stark verändert hat. Vor allem die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere

im Bereich der Wind- und Solarstromerzeugung, ist massiv gewachsen. Im Bereich der konventionellen Stromerzeugungsanlagen ergaben sich jenseits der schrittweisen Abschaltung von Kernkraftwerken weitaus weniger stark ausgeprägte Veränderungen, auch verringerte sich das Niveau der einlastbaren Kraftwerkskapazitäten³ nur wenig.

Die Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung der Nettostromerzeugungskapazitäten in Deutschland seit dem Jahr 1990.⁴

» Zunächst waren die Jahre 1990 bis 1995 durch die im Zuge der deutschen Vereinigung entstandenen Sondereffekte bestimmt: Die Kernkraftwerke in den neuen Bundesländern (mit einer im kommerziellen Betrieb befindlichen Leistung von etwa 1,8 GW) wurden im Verlauf des Jahres 1990 vollständig abgeschaltet und vor allem die Kapazitäten der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke (und hier besonders im Bereich der Industriekraftwerke) deutlich verringert. Deutschlandweit verringerte sich die gesamte Netto-Leistung der im System verbliebenen Braunkohlekraftwerke um etwa 5,3 GW, die Netto-Leistung der Gaskraftwerke stieg um 2,5 GW. Insgesamt nahm die Gesamtleistung von knapp 120 GW auf etwas über 118 GW ab. Einen deutlichen Zuwachs

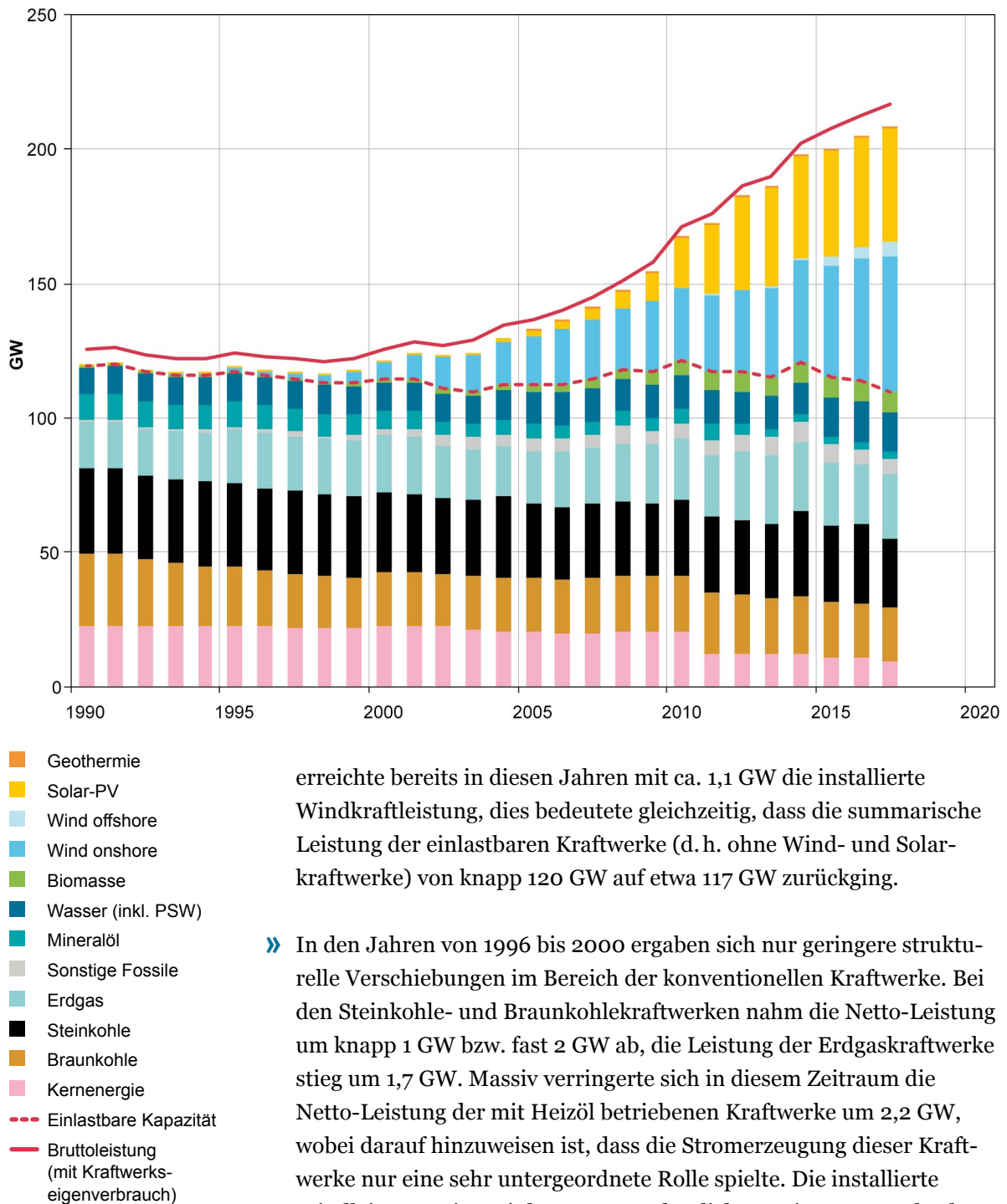
3 Einlastbare Kraftwerkskapazitäten bezeichnen die Kraftwerkskapazitäten, deren Erzeugung nicht vom variablen Wind- und Solarenergieangebot abhängig sind und deren Erzeugung (Einlastung) weitgehend von den Betreibern bestimmt werden kann. Für die Versorgungssicherheit im Sinne einer jederzeit bedarfsgerechten Stromerzeugung spielen diese Kraftwerke eine wichtige Rolle.

4 Im Folgenden werden jeweils Netto-Kraftwerksleistungen beschrieben. Diese Angaben erfassen die Kraftwerkskapazität ohne die für den Kraftwerkseigenverbrauch benötigte Leistung, also die Leistung, die für die Netzeinspeisung bzw. den Verbrauch verfügbar ist. Der Bezug auf die Netto-Kraftwerksleistung erfolgt vor allem, um die Konsistenz der historischen Entwicklungen zu den Modellierungen für zukünftige Entwicklungen zu gewährleisten, die grundsätzlich auf der Basis von Netto-Kapazitäten durchgeführt werden. Für die hier gezeigten längeren historischen Entwicklungen existieren jedoch amtliche Statistiken durchgängig nur für Brutto-Stromerzeugungskapazitäten, bei denen die für den Kraftwerkseigenverbrauch benötigten Erzeugungsleistungen mit erfasst werden. Die gezeigten langen Reihen für die Netto-Stromerzeugungsleistung basieren erstens auf älteren Statistiken des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi, sog. IIB2-Statistik), in denen bis zum Jahr 2000 auch Netto-Engpassleistungen berichtet wurden, verschiedenen statistischen Unterlagen zur Situation in der DDR im Jahr 1990, ab 2015 den Kraftwerkslisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie eigenen Schätzungen und Anpassungsrechnungen auf der Basis der amtlichen Statistik des BMWi und des Statistischen Bundesamtes (StBA).

Abbildung 3-1:

Netto-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990–2017

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi),
Bundesnetzagentur (BNetzA), Berechnungen des Öko-Instituts



- » Die Periode von 2001 bis 2005 ist zunächst durch die ersten Stilllegungen von Kernkraftwerken geprägt, die Netto-Leistung verringerte sich hier um knapp 2,1 GW.⁵ Bei den Braunkohlekraftwerken ergaben sich im Gesamtsaldo nur marginale Veränderungen, dafür ging die Netto-Leistung der Steinkohle-, Erdgas- und Ölkraftwerke mit 1,6, 1,9 bzw. 2,0 GW deutlich zurück. Die Pumpspeicherkapazität stieg dagegen um etwa 1,3 GW. Die deutlichsten Veränderungen ergeben sich aber im Bereich der erneuerbaren Energien: Die Erzeugungsleistung von Windkraftwerken stieg um ca. 9,5 GW, aber auch die Leistung der PV-Anlagen und Biomassekraftwerke nahm mit 1,9 und 1,0 GW deutlich zu. Insgesamt stieg die Netto-Leistung des deutschen Kraftwerksparks um 9 GW, die der einlastbaren Kraftwerke ging jedoch um ca. 2,3 GW zurück.
- » Der Zeitraum 2006 bis 2010 ist im konventionellen Bereich durch kleinere Zuwächse bei Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken (jeweils ca. 0,7 GW) sowie durch einen Netto-Zubau von ca. 3,0 GW Erdgaskraftwerken geprägt. Der Zuwachs bei Windkraftanlagen (8,6 GW), vor allem aber bei Solaranlagen (fast 16 GW) und Biomassekraftwerken, (3,5 GW) dominierte jedoch klar die Veränderungen der deutschen Kraftwerksflotte. Die insgesamt installierte Netto-Kraftwerksleistung stieg um 34 GW. Erstmals seit 1990 nahm die Netto-Kapazität der einlastbaren Kraftwerke mit etwa 9,4 GW wieder deutlich zu.
- » Von 2010 bis 2017 waren die Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark zunächst durch die Außerbetriebnahme von knapp 11 GW Kernkraftwerkskapazität charakterisiert. Die Netto-Leistung der Steinkohlekraftwerke ging insgesamt um 2,7 GW zurück, die der verbliebenen Ölkraftwerke um 3 GW und die der Braunkohlekraftwerke um knapp 0,9 GW. Moderat stiegen im Saldo von Inbetriebnahmen und Stilllegungen die Netto-Leistungen der Erdgaskraftwerke (ca. 1,5 GW) sowie der Pumpspeicherkraftwerke (ca. 2 GW). Die Leistung der Onshore-Windkraftwerke nahm nochmals um 23,6 GW zu, insgesamt 5,3 GW Windkraftanlagen wurden zusätzlich auf See errichtet. Massiv stieg im Bereich der erneuerbaren Energien weiterhin die Leistung der PV-Anlagen (24,4 GW) und ein sehr moderater Zuwachs ergab sich mit ca. 1,5 GW für Biomassekraftwerke. In der Gesamtschau stieg

5 Hier ist darauf hinzuweisen, dass dieser Wert auch die offizielle Stilllegung des Kernkraftwerks Mülheim-Kärlich (mit einer Netto-Leistung von 1.219 MW) im Jahr 2001 beinhaltet. Dieses Kraftwerk war im September 1988 aus rechtlichen Gründen vom Netz genommen worden, galt aber offiziell bis 2001 als betriebsbereit und wurde entsprechend in der amtlichen Statistik geführt. Anders als die 2003 und 2005 außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke Stade und Obrigheim leistete das KKW Mülheim Kärlich seit 1989 keinen Beitrag mehr zur Stromerzeugung.

die Netto-Leistung um über 41 GW, die der einlastbaren Kraftwerke ging um ca. 12 GW zurück.

Die stärksten Veränderungen im Bereich der konventionellen Kraftwerke haben sich damit nach der Jahrtausendwende, d. h. jenseits der exzeptionellen Anpassungsprozesse im Zuge der deutschen Einheit ergeben: bei der Kernenergie (Kapazitätsrückgang um 12,9 GW), bei den Ölkraftwerken (Rückgang um 4,6 GW), bei der Steinkohle (Rückgang um 4,7 GW) beim Erdgas (Zuwachs um 2,9 GW) und bei den Pumpspeicherkraftwerken (Zuwachs um 3,3 GW). Für alle anderen fossilen Kraftwerke blieben die Veränderungen in diesem Zeitraum im Saldo gering. Demgegenüber steht eine Ausweitung der Kapazitäten bei Onshore-Windkraft um ca. 44 GW, bei Offshore Windkraft um 5,4 GW, bei Solaranlagen um 42,3 GW sowie Biomassekraftwerken von 6,1 GW. Die gesamte Netto-Leistung der Kraftwerke wurde um über 87 GW erweitert, die einlastbaren Netto-Kapazitäten gingen um 4,8 GW zurück.

Stein- und Braunkohlekraftwerke repräsentieren aktuell einen Anteil von ca. 41 % der einlastbaren Leistung, Erdgaskraftwerke 22 %, Wasserkraftwerke (inklusive Pumpspeicher) 13,5 %, Kernkraftwerke 9 % und Biomassekraftwerke 7 %.

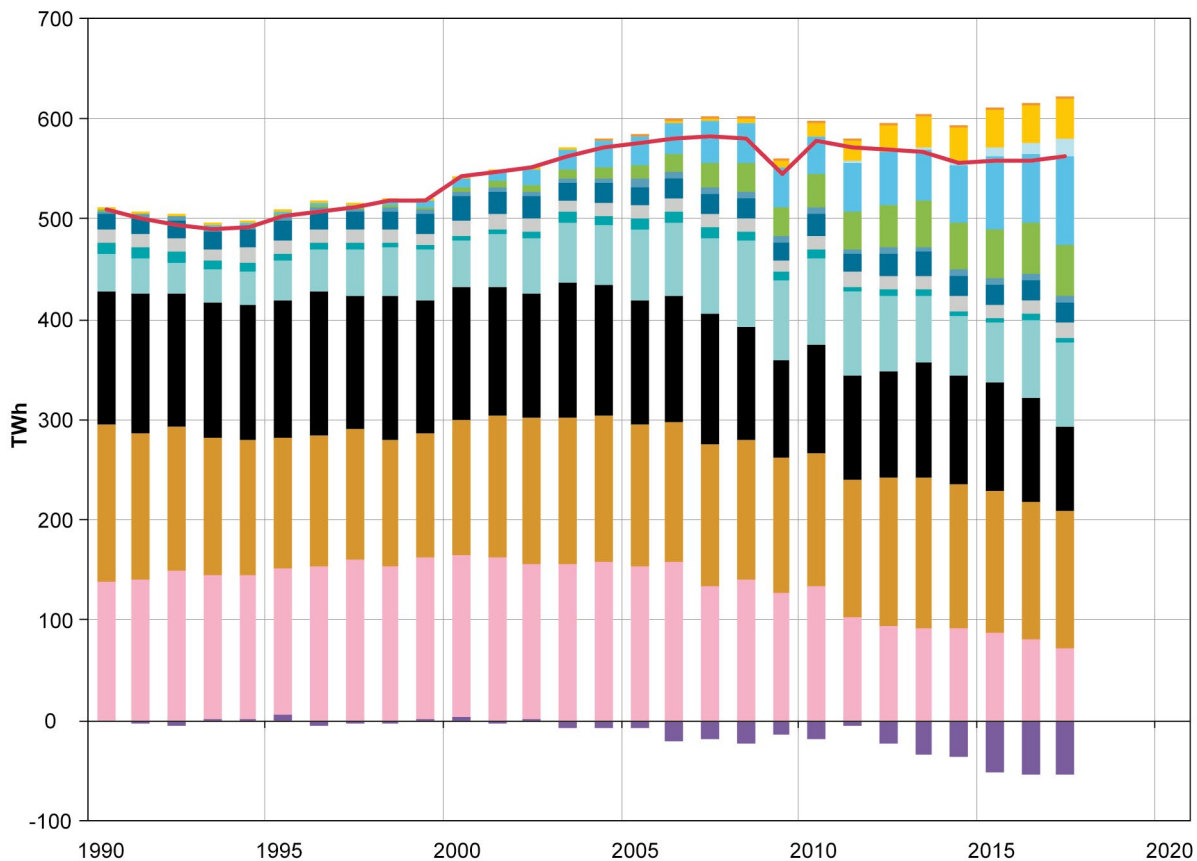
Die Netto-Stromerzeugung⁶ der deutschen Kraftwerksflotte (Abbildung 3-2) entwickelte sich in den letzten 27 Jahren einerseits entlang der Kapazitätsentwicklung, war andererseits aber auch stark bestimmt durch die Veränderungen des Marktumfeldes:

- » Die Netto-Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland erreichte im Jahr 2001 mit etwa 162 TWh ihren historischen Höhepunkt (auch unter Berücksichtigung der Stromerzeugung in den Kernkraftwerken Ost- und Westdeutschlands vor der deutschen Vereinigung) und ist seitdem im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie rückläufig. Im Jahr 2017 repräsentierte die Kernenergie einen Anteil von knapp 12 % der gesamten deutschen Netto-Stromerzeugung.

6 Dargestellt wird im Folgenden wie auch in der Modellierung jeweils die Netto-Stromerzeugung, also die gesamte (Brutto-)Stromerzeugung der jeweiligen Kraftwerke nach Abzug ihres Eigenverbrauchs, um eine bessere Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der Modellierung für zukünftige Entwicklungen zu ermöglichen (Strommarktmodellierungen erfolgen aus methodischen Gründen stets über die Netto-Stromerzeugung). Für die Netto-Stromerzeugung der Kraftwerke der allgemeinen Versorgung erfolgt in der amtlichen Energiestatistik nur teilweise eine Differenzierung nach Brennstoffen. Die im Rahmen dieser Untersuchung genutzten Netto-Stromerzeugungsdaten nach Brennstoffen wurden vom Öko-Institut als konsistentes Mengengerüst auf der Basis aller verfügbaren Datenquellen aufgearbeitet.

Abbildung 3-2: Netto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch in Deutschland, 1990–2017

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berechnungen des Öko-Instituts



- Geothermie
- Solar-PV
- Wind offshore
- Wind onshore
- Biomasse
- PSW
- Wasser (ohne PSW)
- Sonstige Fossile
- Mineralöl
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Importsaldo
- Bruttoverbrauch (ohne Kraftwerkeigenverbrauch)

» Die Netto-Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke ist durch unterschiedliche, d. h. rückläufige und zunehmende Trends gekennzeichnet, die insgesamt eine vergleichsweise geringe Varianz aufweisen. Dem Rückgang in der ersten Hälfte der 1990er Jahre (-25 TWh bzw. -16 %) folgten ein Wiederanstieg (5 TWh bis zur Jahrtausendwende), eine Phase relativ stabiler Erzeugungsniveaus bis 2007, dann ein leichter Rückgang von über 10 TWh und dann von 2010 bis 2013 ein deutlicher Anstieg der Produktionsniveaus. Im Jahr 2013 wurde dann die Netto-Stromerzeugung des Jahres 1991 übertroffen und sogar fast das Niveau von 1990 wieder erreicht. Seit 2014 ist die Netto-Erzeugung der deutschen Braunkohlekraftwerke wieder deutlich rückläufig (-13 %). Braunkohlekraftwerke hatten im Jahr 2017 einen Anteil von etwa 22 % an der gesamten Netto-Stromerzeugung in Deutschland.

- » Die Netto-Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken ist in den 1990er Jahren zunächst leicht angestiegen, um dann bis zur Jahrtausendwende etwa wieder auf das Niveau von 1990 zurückzugehen. In der ersten Dekade nach der Jahrtausendwende reduzierte sich die Erzeugung von Steinkohlestrom um 20 % bis 25 %, stieg dann bis 2013 noch einmal deutlich an, ist aber seitdem rückläufig. Im Jahr 2017 erreichte die Netto-Stromerzeugung aus Steinkohle mit ca. 85 TWh den niedrigsten Wert seit 1990. Der Anteil Steinkohlekraftwerke an der gesamten Netto-Stromerzeugung betrug im Jahr 2017 knapp 14 %.

- » Die Netto-Stromerzeugung in den deutschen Erdgaskraftwerken stieg ab Anfang der 1990er Jahre stark und vergleichsweise stetig an. Sie erreichte im Jahr 2010 einen ersten Höhepunkt und lag zu diesem Zeitpunkt bei etwa dem 2,3-Fachen des Niveaus von 1990. Durch die unvorteilhaften Marktumfeldbedingungen (hohe Preisdifferenzen zwischen Erdgas und Kohle, niedrige CO₂-Preise) ging die Stromerzeugung auf Erdgasbasis bis 2014/2015 jedoch wieder um fast ein Drittel zurück und beschränkte sich vor allem auf Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der öffentlichen Versorgung, der industriellen Eigenversorgung und in den sonstigen verbrauchsnahe Bereichen. In den Jahren 2016 und 2017 kam es jedoch, wiederum im Rahmen veränderter Marktumfeldbedingungen (v. a. niedrige Preise für Erdgas und gestiegene Preise für CO₂-Zertifikate), zu einem deutlichen Wiederanstieg der Erdgasverstromung, auch in modernen Kondensationskraftwerken. Das bisherige Spitzenniveau von 2010 (ca. 87 TWh) wurde jedoch auch im Jahr 2017 mit knapp 84 TWh noch (knapp) nicht wieder erreicht. Im Jahr 2017 lag der Anteil der Erdgasverstromung an der gesamten Netto-Stromerzeugung mit 13,5 % erstmals fast gleichauf mit dem entsprechenden Anteil der Steinkohleverstromung.

- » Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist seit der Jahrtausendwende massiv gestiegen. Sie hat mit einer Gesamterzeugung von 151 TWh im Jahr 2013 erstmals das Niveau der Braunkohleerzeugung (2013: 149 TWh) übertroffen und lag 2014 mit 162 TWh auf einem Niveau, das dem Höhepunkt der Stromerzeugung aus Kernenergie in Deutschland (2001: 162 TWh) entspricht. Bis 2017 stieg die Netto-Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien auf 218 TWh und erreichte damit fast das Niveau der gesamten Netto-Erzeugung von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Die regenerative Stromerzeugung wird aktuell klar dominiert durch Windkraftanlagen an Land (etwa 14 % der gesamten Netto-Stromerzeugung). Mit Ausnahme der Netto-Stromerzeugung aus Braunkohle übertrifft die Onshore-Windkrafterzeugung alle konventionellen Erzeugungsoptionen.

Auf die Onshore-Windkraft folgen mit Blick auf die Stromerzeugungsanteile Biomassekraftwerke (gut 8 %) und PV-Anlagen (fast 6,5 %). Offshore-Windkraft repräsentiert aktuell etwa 3 % der gesamten Netto-Stromerzeugung, mit allerdings deutlich steigender Tendenz. Geothermie spielt mit einem Anteil von 0,02 % an der gesamten deutschen Netto-Stromerzeugung nach wie vor eine untergeordnete Rolle.

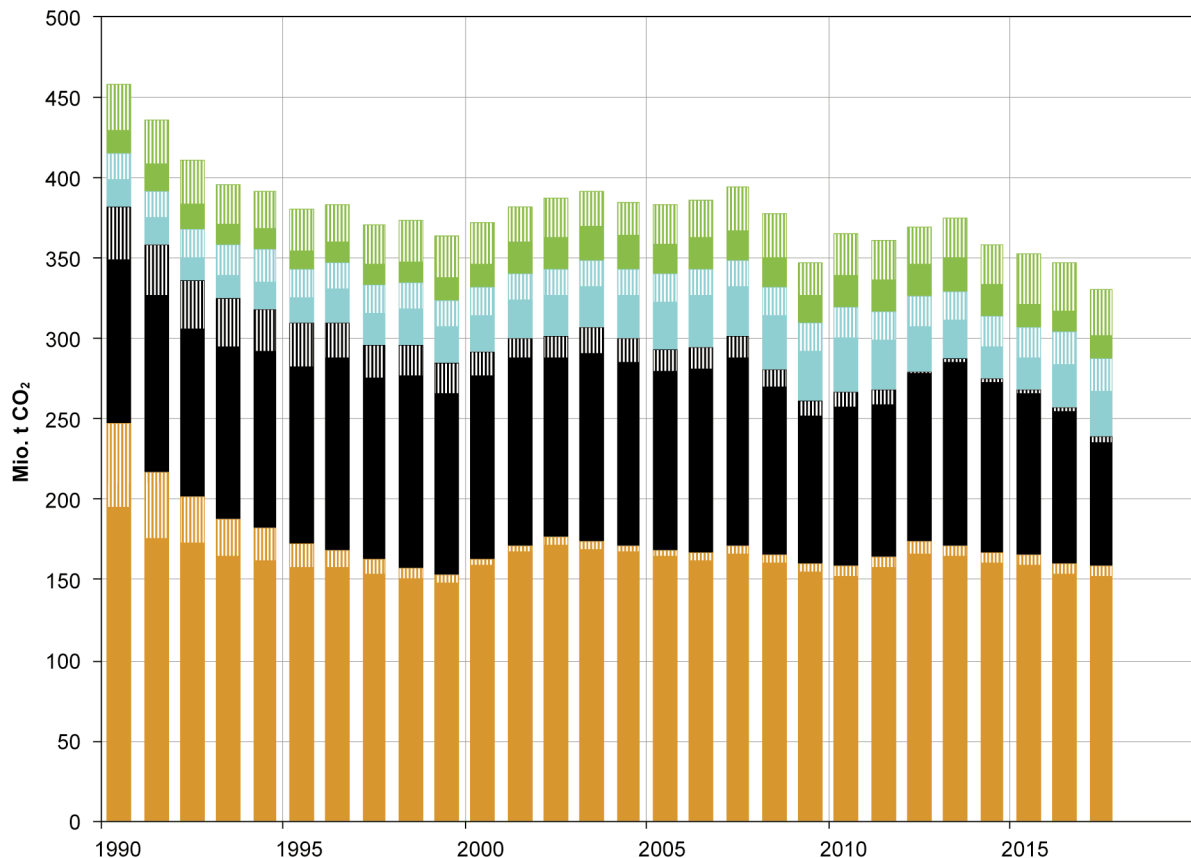
- » Schließlich ist von Bedeutung, dass seit der Jahrtausendwende die Netto-Stromexporte aus Deutschland massiv gestiegen sind. Während das deutsche Strom-Außenhandelsaldo bis zur Jahrtausendwende mit Ausnahme sehr weniger Jahre ausgeglichen war, stiegen die Netto-Stromexporte ab 2003 deutlich an und erreichten ab 2012 jedes Jahr ein neues Höchstniveau. Die Netto-Stromexporte aus Deutschland sind angesichts der Deckungsanteile und der Grenzkostenstruktur aktuell vor allem den Erzeugungsanlagen mit relativ niedrigen Brennstoffkosten und hohen CO₂-Emissionen, also vor allem den Kohlekraftwerken, zuzurechnen. Insgesamt werden aktuell im Saldo fast 9 % der gesamten Netto-Stromerzeugung Deutschlands ins Ausland exportiert. Hinzuweisen ist auch darauf, dass sich die Veränderung des Stromexportsaldos sowohl aus rückläufigen Stromimporten als auch massiv aus zuwachsenden Stromexporten ergibt.

Im Gegensatz zu den teilweise sehr deutlichen Strukturveränderungen im deutschen Erzeugungsmix können für den Brutto-Stromverbrauch in Deutschland (ohne den Eigenverbrauch der Kraftwerke⁷) klar drei Phasen unterschieden werden. Von 1990 bis 2007 stieg der Brutto-Stromverbrauch von 509 TWh auf 583 TWh (ca. 14 %), brach im Jahr 2009 im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise stark ein, war nach der Erholung im Jahr 2010 im Zeitraum bis 2014 leicht rückläufig und steigt seitdem wieder leicht an und lag 2017 bei etwa 564 TWh.

7 Im Kontext der aus Versorgungssicht sinnvollen Betrachtung von Nettogrößen für Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung wäre die Einbeziehung des Kraftwerkeigenverbrauchs in die Verbrauchs- bzw. Nachfragegrößen nicht sinnvoll.

Abbildung 3-3: CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland, 1990–2017

Quelle: Umweltbundesamt (UBA), Statistisches Bundesamt (Destatis), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berechnungen des Öko-Instituts



- Sonstige
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Öffentliche Kraftwerke
- Sonstige Kraftwerke

Die Erzeugungsniveaus und -anteile sowie die Strukturen der jeweiligen Anlagenparks spiegeln sich auch in den CO₂-Emissionen des Stromsektors⁸ wider (Abbildung 3-3):

» Die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors betragen aktuell (Stand 2017) etwa 330 Mio. t, dies liegt um 27,5 % unter dem Wert von 1990 bzw. etwa 13 % unter dem Wert von 1995 (die Niveaus für das Bezugsjahr 1995 können als robuste Orientierungsgröße für die Einordnung der vereinigungsbedingten Sondereffekte genutzt

⁸ In der hier vorliegenden Untersuchung werden die CO₂-Emissionen des Stromsektors nach dem sog. Anlagenkonzept abgegrenzt. Dem Stromsektor werden dabei alle Freisetzen von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre zugerechnet, die in Stromerzeugungsanlagen entstehen, auch wenn in diesen Anlagen zusätzlich Koppelprodukte wie z. B. Wärme erzeugt werden. Eine rechnerische Aufteilung der Emissionen auf die jeweiligen Produkte (nach dem sog. Erzeugungskonzept) erfolgt nicht und wäre für die zu bearbeitende Fragestellungen auch wenig sinnvoll.

werden). Der Anteil der Stromsektoremissionen an den gesamten Treibhausgasemissionen (unter Berücksichtigung der Nicht-CO₂-Treibhausgase sowie der Emissionen der in Deutschland für den internationalen Verkehr vertankten Treibstoffmengen) beträgt aktuell etwa 35,5 % und liegt damit immer noch über dem Vergleichswert für 1995 (33,5 %) sowie nur wenig unter dem für 1990 (36 %).

- » Der größte Anteil der aktuellen Stromsektoremissionen entsteht derzeit mit 48 % in den Braunkohlekraftwerken. Bemerkenswert ist, dass die Emissionen aus Braunkohlekraftwerken im Jahr 2017 fast vollständig den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung zuzurechnen sind (ca. 46 Prozentpunkte) und nur ein sehr kleiner Anteil (ca. 2 Prozentpunkte) auf sonstige Kraftwerke⁹ entfällt. Diese Situation unterscheidet sich deutlich von der Ausgangslage im Jahr 1990 (42 bzw. 11 Prozentpunkte bei einem Gesamtanteil von 54 %). Entsprechend liegt die Emissionsminderung von 1990 bis 2017 für die öffentlichen Braunkohlekraftwerke bei 21 % und für die sonstigen Kraftwerke bei 87,5 %. Insgesamt sanken die CO₂-Emissionen aus Braunkohlekraftwerken von 1990 bis 2017 um 35 %, wobei darauf hinzuweisen ist, dass die Entwicklung von 1990 bis 1995 vor allem den vereinigungsbedingten Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern zuzurechnen ist, die sich zudem überwiegend auf die Stromerzeugung in den besonders ineffizienten Braunkohle(heiz)-kraftwerken der Industrie vollzogen, also jenseits der öffentlichen Stromversorgung. Die Emissionstrends der letzten 27 Jahre verliefen damit uneinheitlich, seit 2012 sind die CO₂-Emissionen der deutschen Braunkohlekraftwerke leicht rückläufig (-16 Mio. t CO₂).
- » Der zweitgrößte Anteil an den Emissionen des Stromsektors ist der Steinkohleverstromung zuzurechnen, die einen Anteil von aktuell (Stand 2017) 24,5 % repräsentieren. Auch hier ist der Anteil der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit ca. 23 Prozentpunkten sehr hoch, auf sonstige Kraftwerke entfällt nur etwa 1 Prozentpunkt.

9 Im Kontext der Emissionsinventarisierung fallen unter die sonstigen Kraftwerke die Raffineriekraftwerke, die Kraftwerke des übrigen Umwandlungsbereichs und die verbleibenden Kraftwerke des verarbeitenden Gewerbes (Industriekraftwerke). Die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung werden in der Struktur der nationalen Treibhausgasinventare zusammen mit den Raffineriekraftwerken, den Kraftwerken des übrigen Umwandlungsbereichs, den reinen Wärmeerzeugern der Fernwärmeversorgung, den Raffinerien und mit dem übrigen Umwandlungssektor als Kategorie Energiewirtschaft (Kategorie 1A1) betrachtet. Die Emissionen aus den Industriekraftwerken des verbleibenden verarbeitenden Gewerbes werden nicht unter Energiewirtschaft, sondern zusammen mit den reinen Wärmeerzeugern der verbleibenden Sektoren des verarbeitenden Gewerbes in der Kategorie verarbeitendes Gewerbe und Bauwirtschaft inventarisiert (Kategorie 1A2).

Im Jahr 1990 war auch hier die Situation strukturell deutlich anders, als der Anteil der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung bei etwa 22 Prozentpunkten und der der sonstigen Kraftwerke bei ca. 7 Prozentpunkten lag. Die Emissionen der gesamten Steinkohleverstromung gingen von 1990 bis 2017 um 39,5 % zurück, der Rückgang war für die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung mit 24 % deutlich geringer als für die Steinkohlekraftwerke der verschiedenen Industriesektoren (87%). Auch für Steinkohlekraftwerke ergaben sich im Verlauf der letzten 27 Jahre uneinheitliche Trends, ab 2013 sind die Emissionen jedoch stark rückläufig (-35,5 Mio. t CO₂).

- » Die Erdgasverstromung ist für einen Anteil von knapp 15 % der aktuellen CO₂-Emissionen des Stromsektors verantwortlich. Von diesem Gesamtanteil entfallen gut 8 Prozentpunkte auf die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung und etwas mehr als 6 Prozentpunkte auf die sonstigen Kraftwerke. Bei einem insgesamt deutlich gestiegenen Anteil der Erdgasverstromung seit 1990 hat sich das Verhältnis der öffentlichen zur industriellen Stromerzeugung aus Erdgas nur wenig verändert (jeweils knapp 4 Prozentpunkte im Jahr 1990). Anders als bei der Kohleverstromung sind die Emissionen aus der Stromerzeugung auf Basis von Erdgas seit 1990 deutlich gestiegen: um ca. 71 % für die öffentliche Stromerzeugung und ca. 23 % für die sonstige Erdgasverstromung. Insgesamt sind die CO₂-Emissionen aus Erdgas seit 1990 um knapp 47 % gestiegen. Die aktuellen Emissionsniveaus wurden jedoch bereits um das Jahr 2010 erreicht, seitdem verlief die Emissionsentwicklung sehr uneinheitlich und mit erheblichen zwischenjährigen Schwankungen.
- » In ähnlicher Größenordnung liegen die Emissionen aus Kraftwerken, die mit anderen fossilen Brennstoffen (v. a. Kuppelgase der Stahlindustrie, Mineralölprodukte und nichtorganische Abfälle) betrieben werden. Ihr Anteil im Jahr 2017 beträgt knapp 13 % (Kraftwerke der öffentlichen Versorgung: 4 %, sonstige Kraftwerke: knapp 9%). 1990 lagen die entsprechenden Emissionsanteile bei knapp 10% insgesamt, davon entfielen etwa ein Drittel auf Emissionen aus Anlagen der öffentliche Versorgung und zwei Drittel auf sonstige Kraftwerke. Im Zeitraum 1990 bis 2017 hat sich das Emissionsniveau nur wenig verändert und lag 2017 etwa 2 % unter dem des Jahres 1990. Die CO₂-Emissionen aus den öffentlichen Kraftwerken sind dabei um knapp 9 % gesunken, die der Industriekraftwerke um etwa 1 % gestiegen.

Mit Blick auf die Emissionsminderungsziele für den Stromsektor ergeben sich für die beschriebenen Emissionsniveaus folgende Einordnungen (Öko-Institut 2018):

- » Um das 40%-Emissionsminderungsziel (für 2020) zu erreichen, dürfen die gesamten Stromsektoremissionen 250 Mio. t CO₂ nicht überschreiten, wenn die anderen Sektoren einen Emissionsminderungsbeitrag von 50 Mio. t CO₂ gegenüber dem aktuellen Stand erbringen. Falls die anderen Sektoren keinen zusätzlichen Emissionsminderungsbeitrag leisten, also der Ausstoß von Treibhausgasen dort nur stabilisiert werden kann, dürfen die CO₂-Emissionen des Stromsektors ein Niveau von 200 Mio. t nicht überschreiten.
- » Mit Blick auf den Zeithorizont 2030 errechnet sich aus den sektoralen Emissionsminderungszielen des Klimaschutzplans 2050 (BMUB 2016) für das Jahr 2030 bezüglich des Stromsektors ein maximaler Ausstoß von 180 Mio. t CO₂.

Strategien für deutliche und langfristige Emissionsreduktionen im Stromsektor werden also zweifelsohne den etwa 70%igen Emissionsanteil der Kohleverstromung mit hoher Priorität adressieren müssen. Gleichzeitig muss die Wachstumsdynamik der regenerativen Stromerzeugung in den letzten 5 Jahren (im Mittel ca. 15 TWh Erzeugungszuwachs) für die kommenden Dekaden mindestens fortgeführt, wenn nicht (leicht) erhöht werden. Angesichts der für die nächsten Jahren in zunehmendem Maße zu erwartenden altersbedingten Außerbetriebnahme von regenerativen Erzeugungsanlagen ist für einen jährlichen Netto-Zuwachs der Stromerzeugung von 15 TWh und mehr ein deutlich zunehmender Brutto-Zubau vor allem von Wind- und Solaranlagen erforderlich. Dabei werden die regionalen Aspekte bzw. Implikationen eines solchen Ausbaus eine größere Rolle als bisher spielen.

4

Rahmenannahmen für die Modellierung

4.1 Konventioneller Kraftwerkspark in Deutschland

Eine entscheidende Leitplanke für die Modellierungen bildet die Kompatibilität der Transformationsprozesse des deutschen Stromsektors zu den Oberzielen des Pariser Klimaschutzabkommens. In den vielfältigen Analysen im Bereich der Klimamodellierung hat sich das Modell eines Emissionsbudgets, das eine handlungsleitende Verbindung zwischen der Erwärmung des Weltklimas und den Entwicklungspfaden für die Treibhausgasemissionen schafft, als ein pragmatischer Ansatz erwiesen. Die entsprechenden Analysen fokussieren dabei vor allem auf den über bestimmte Zeiträume kumulierten Ausstoß des wichtigsten Treibhausgases CO₂, der einen robusten Leitindikator für die verschiedenen Emissionsentwicklungen bildet.¹⁰

In der vorhergehenden Phase des hier dokumentierten Analyseprozesses wurde das Konzept eines fairen Anteils am globalen CO₂-Emissionsbudget für Deutschland und eine weitere Spezifikation für den deutschen Stromsektor entwickelt (Öko-Institut & Prognos 2017):

- » Die kumulierten globalen CO₂-Emissionen im Zeitraum ab 2015 sollen einen Wert von 890 Mrd. t CO₂ nicht überschreiten, um mit hinreichender Wahrscheinlichkeit eine Veränderung des Weltklimas und deren Folgen für Ökosysteme und menschliche Gesellschaften in einem nicht mehr akzeptablen Ausmaß zu vermeiden.
- » Bei einem Anteil der deutschen Bevölkerung an der Weltbevölkerung im Jahr 2015 von ca. 1,1% ergibt sich auf Basis einer Pro-Kopf-Verteilung ein deutsches Emissionsbudget von ca. 9,9 Mrd. t CO₂, das dem Kriterium der Fairness genügen würde.
- » Mit Blick auf die aktuellen Emissionsanteile resultiert für den deutschen Stromsektor ab dem Jahr 2015 ein Emissionsbudget in der Bandbreite von 4,0 bis 4,2 Mrd. t CO₂.

¹⁰ Um die Konsistenz zu den im Folgenden zugrunde gelegten Arbeiten des IPCC zu sichern, werden im Rahmen der hier vorgelegten Untersuchung nur die jeweiligen CO₂-Emissionen betrachtet und die anderen Treibhausgasemissionen außen vor gelassen. Angesichts der klar dominierenden Rolle der CO₂-Emissionen im Kontext der gesamten (energiebedingten) Emissionen Deutschlands ist das ein sinnvoller und robuster Ansatz.

Die Analysen zum Lösungsraum für den Auslaufpfad der Kohleverstromung in Deutschland unter Maßgabe eines solchen CO₂-Emissionsbudgets im ersten Teil des Projekts verdeutlichen, dass die Einhaltung des Emissionsbudgets nur möglich ist, wenn signifikante Emissionsminderungen schnell und gleichzeitig mit einem massiv beschleunigten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung umgesetzt werden können. Grundlage der im Folgenden beschriebenen Modellierungen ist das in Phase 1 dieses Projektes entwickelte „Transformationsszenario“, dem eine integrierte Bewertung der Emissionsminderungen (in der Metrik kumulierter CO₂-Emissionen) und ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit (Verstetigung der Außerbetriebnahmen einlastbarer Erzeugungskapazitäten) zugrunde liegen. Das Transformationsszenario basiert auf folgenden Leitplanken bzw. strategischen Ansätzen für den Bereich der fossilen Stromerzeugung:

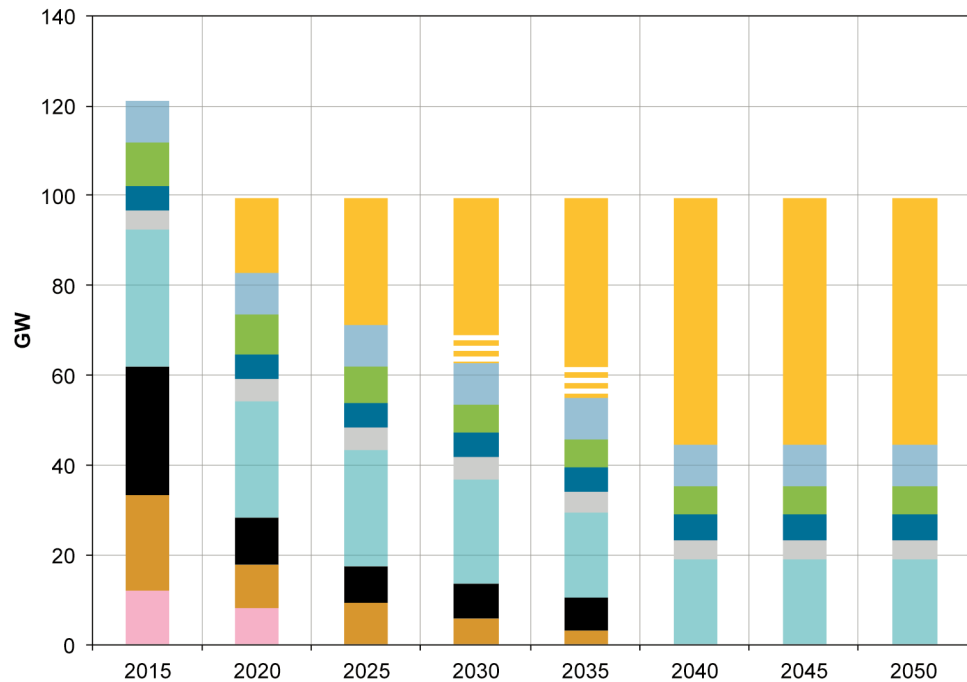
- » Die Kohleverstromung in Deutschland endet mit dem Jahr 2035: Damit können fast alle in Deutschland betriebenen Kraftwerke über eine Laufzeit von 20 Jahren ohne weitere Einschränkungen betrieben werden.¹¹
- » Alle Kohlekraftwerke dürfen maximal 30 Jahre betrieben werden, gerechnet vom Zeitpunkt der Aufnahme des kommerziellen Betriebs.
- » Ab dem 21. Betriebsjahr unterliegen alle Kohlekraftwerke einer CO₂-Optimierung, die im Ergebnis dem Wirkungsmechanismus des britischen Emission Performance Standards (EPS) entspricht, nach dem die Emissionen eines Kohlekraftwerks auf ein jährliches Emissionsbudget von 3,35 t CO₂/kW beschränkt werden.
- » Um ein hohes Niveau von Versorgungssicherheit zu gewährleisten, werden analog zum Teil 1 des Projektes 99 GW einlastbare Kraftwerke bzw. entsprechende Äquivalente auf der Nachfrage- oder Speicherseite verfügbar gemacht. Dies schließt auch entsprechende Kapazitätsbeiträge aus dem Ausland ein.¹²

11 Die einzige Ausnahme bildet hier der Kraftwerksblock Datteln IV, für den eine spezifische Lösung gefunden werden muss, falls er noch in Betrieb genommen werden sollte.

12 Das im Teil 1 des Projektes entwickelte vereinfachte Verfahren zur Bewertung der Versorgungssicherheit basiert auf der Annahme, dass ca. 15% der Nettoleistung der einlastbaren Kraftwerkskapazitäten aus unterschiedlichen Gründen (Revisionen, diverse Produktionseinschränkungen etc.) zur Deckung der Spitzenlast von 84 GW nicht zur Verfügung stehen (Öko-Institut & Prognos 2017).

Abbildung 4-1: Einlastbare Kraftwerkskapazitäten im Transformations-Szenario, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos



- Reserven, Ausland, Nachfrage etc.
- Abgerufene Reserven
- Pumpspeicherkraftwerke (PSW)
- Biomasse
- Wasser (ohne PSW)
- Andere Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie

In der Abbildung 4-1 ist die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung der einlastbaren Kraftwerksleistung zusammengestellt. Folgende Entwicklungen sind dabei hervorzuheben:

- » Im Zeitraum von 2015 bis 2020 werden jenseits der ohnehin aus dem Markt gehenden Kapazitäten die ältesten Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 9 GW und die ältesten Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von ca. 8 GW stillgelegt. Zur Gewährleistung eines hohen Niveaus von Versorgungssicherheit müssen insgesamt 16,6 GW Leistung vorgehalten werden.
- » Von 2020 bis 2025 werden im Wesentlichen 2,5 GW ältere Steinkohlekraftwerke stillgelegt, ohne dass weiterer Kapazitätsabsicherungsbedarf entsteht.
- » Von 2025 bis 2030 werden im Wesentlichen 3,5 GW Braunkohlekraftwerke stillgelegt.
- » Von 2030 bis Ende 2035 werden dann alle neueren Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 5,7 GW und die verbliebenen (neueren) Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von etwa 7,7 GW stillgelegt.

- » Die Gesamtleistung der Biomassekraftwerke geht angesichts der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltig erzeugter Biomasse und des entsprechenden Bedarfs in anderen Sektoren von 2020 bis 2030 um ein Drittel zurück und verbleibt dann auf einem Niveau von 6 GW.
- » Die Leistung von Erdgaskraftwerken, die vor allem der Erzeugung signifikanter Strommengen dienen, bleibt im Verlauf der 2020er Jahre etwa konstant und geht danach um etwa ein Viertel zurück.
- » Mit Außerbetriebnahme erheblicher Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten steigt der Bedarf an flexiblen Kraftwerken oder entsprechender Nachfrageflexibilität, die vor allem der (residualen) Spitzenlastdeckung und weniger der Produktion großer Strommengen dienen. Hier können Gaskraftwerke eine Rolle spielen, die allerdings auch mit anderen Optionen konkurrieren. Dazu zählen Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage, Beiträge des Auslands sowie in der längeren Frist auch die verschiedenen Speichertechnologien. Da die entsprechenden Beiträge erstens von technologischen Entwicklungen (z. B. im Bereich der Speicher), zweitens von einem robusten Marktdesign (das eine ausreichende und möglichst wettbewerbliche Finanzierung der Investitionen und einen koordinierten Betrieb sichert) und drittens von politischen Grundsatzentscheidungen (v. a. hinsichtlich der Beiträge des Auslands) abhängig sind und diesbezüglich bisher noch keine hinreichend robusten Trends absehbar sind, werden die entsprechenden Beiträge summarisch („Reserven, Ausland, Nachfrage etc.“) ausgewiesen.

4.2 Brennstoff- und CO₂-Preise

Die Annahmen über zukünftige Brennstoff- und CO₂-Preise haben sowohl Einfluss auf den Einsatz der konventionellen Kraftwerke als auch auf ihre generelle Wirtschaftlichkeit. Gleichzeitig ist die zukünftige Entwicklung dieser Parameter hohen Unsicherheiten unterworfen.

Da die hier vorgelegte Untersuchung auf eine vorangegangene Projektphase aufbaut, ist es sinnvoll, einen Großteil der Annahmen bei den Werten zu belassen, die den Modellierungen in der ersten Phase zugrunde gelegt wurden. Abweichungen zu den dort getroffenen Annahmen wurden nur dann vorgenommen, wenn sich die Erwartungen bezüglich der zukünftigen Entwicklungen oder anderer äußere Rahmenbedingungen innerhalb der letzten zwei Jahre so signifikant verändert haben, dass das Beibehalten dieser Annahmen nicht sinnvoll erscheint.

Den Modellanalysen der Phase 1 des Projektes „Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her denken“ liegt die Annahme eines für die Klimaschutz- und Energiepolitik tendenziell ungünstigen Umfeldes globaler Energiemarktentwicklungen zugrunde, um möglichst robuste Ergebnisse zu erzielen.

Grundlage für die Rahmenannahmen zu den Preisen für international gehandelte Brennstoffe bildet somit weiterhin die Ölpreis-Projektion im Referenz-Szenario des von der Energy Information Administration (EIA) des US-Energieministeriums erstellten Annual Energy Outlook (AEO) 2014 (EIA 2014).

Auf Basis der Projektionen für die Rohölpreise wurden die Preisniveaus für Erdgas, Steinkohle und Heizöl abgeleitet. Grundlage bilden hier ökonomische Analysen zum Zusammenhang der jeweiligen Preise, aus denen sich für längerfristige Trends relativ robuste Erklärungsmuster ableiten lassen. Ausgehend von den so ermittelten Großhandelspreisen wurden die Preisniveaus abgeleitet, zu denen die entsprechenden Brennstoffe frei Kraftwerk verfügbar sind.

Für die von Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten letztlich nicht abhängigen Preise für Braunkohle wurde in der Einsatzmodellierung weiterhin mit den kurzfristig wirksamen Grenzkosten der Braunkohleförderung von 1,50 €/MWh gerechnet.

Die CO₂-Kosten bilden eine entscheidende Rahmenbedingung für die Emissionsintensität des verbliebenen fossilen Kraftwerksparks und

damit für die Emissionsentwicklung des Stromsystems. Ihr Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz insgesamt nimmt mit einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung hingegen ab. Für die Kosten der CO₂-Emissionszertifikate (European Union Allowances – EUA) wurde in Phase 1 eine möglichst realistische Entwicklung angenommen, die auch in diesem Teil des Projektes beibehalten wurde.

Die den Modellierungen unterstellten szenariojahrabhängigen Brennstoff- und CO₂-Preise können der Tabelle 4-1 entnommen werden, die Preisbasis bildet jeweils das Jahr 2010.

Tabelle 4-1: Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise (Preisbasis 2010)

Quellen: European Energy Exchange (EEX), Mineralölwirtschaftsverband (MWW), Berechnungen des Öko-Instituts

		Ist	Projektion						
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Herausfordernde Rahmenbedingungen für den Klimaschutz									
CO ₂ -Emissionsrechte	€/EUA	7,1	10,0	20,0	30,0	40,0	47,0	54,0	60,0
Steinkohle	€/MWh (H _u)	7,5	9,4	10,3	11,1	11,7	13,1	13,8	14,2
Erdgas	€/MWh (H _u)	13,8	22,3	24,9	27,8	31,4	36,1	38,5	39,6
Schweröl	€/MWh (H _u)	21,2	30,6	36,0	42,6	49,2	56,7	60,5	62,3
Braunkohle									
Grenzkosten	€/MWh (H _u)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Vollkosten	€/MWh (H _u)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

4.3 Strombedarf in Deutschland

Ein wesentlicher Eingangsparameter für die Modellierung ist die Abschätzung der zukünftigen Nachfrage. Die deutschlandweite Nachfrage wird in ihrer Höhe in wesentlichen Annahmen aus dem ersten Teil des Projektes übernommen. Die Bestimmung der Nachfrage basierte da insbesondere auf folgenden Überlegungen:

- » Bei der Bestimmung der Nachfrage wird auf Untersuchungen zu einem Emissionsminderungs-Szenario von 95 % gegenüber 1990 zurückgegriffen (Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015). Die Brutto-Stromnachfrage (jeweils ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) wird in Abbildung 4-2 dargestellt.
- » Ein wesentlicher Trend ist die Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen, die die absolute Höhe der Stromnachfrage maßgeblich prägen. Für 2030 wird daher von einem Brutto-Stromverbrauch in der Größenordnung von etwas weniger als 500 TWh ausgegangen.

Abbildung 4-2: Brutto-Stromverbrauch und Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, 1990–2050

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

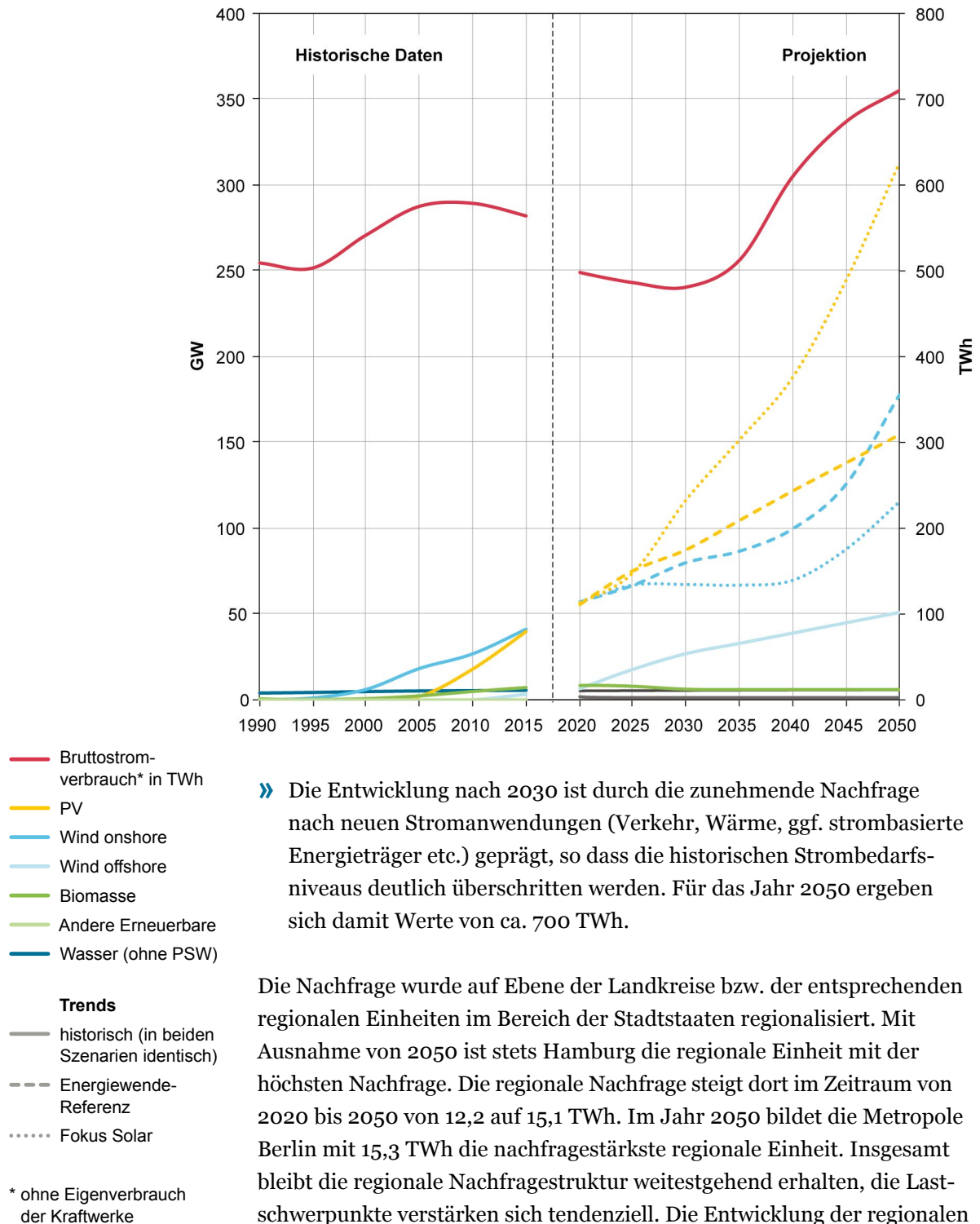
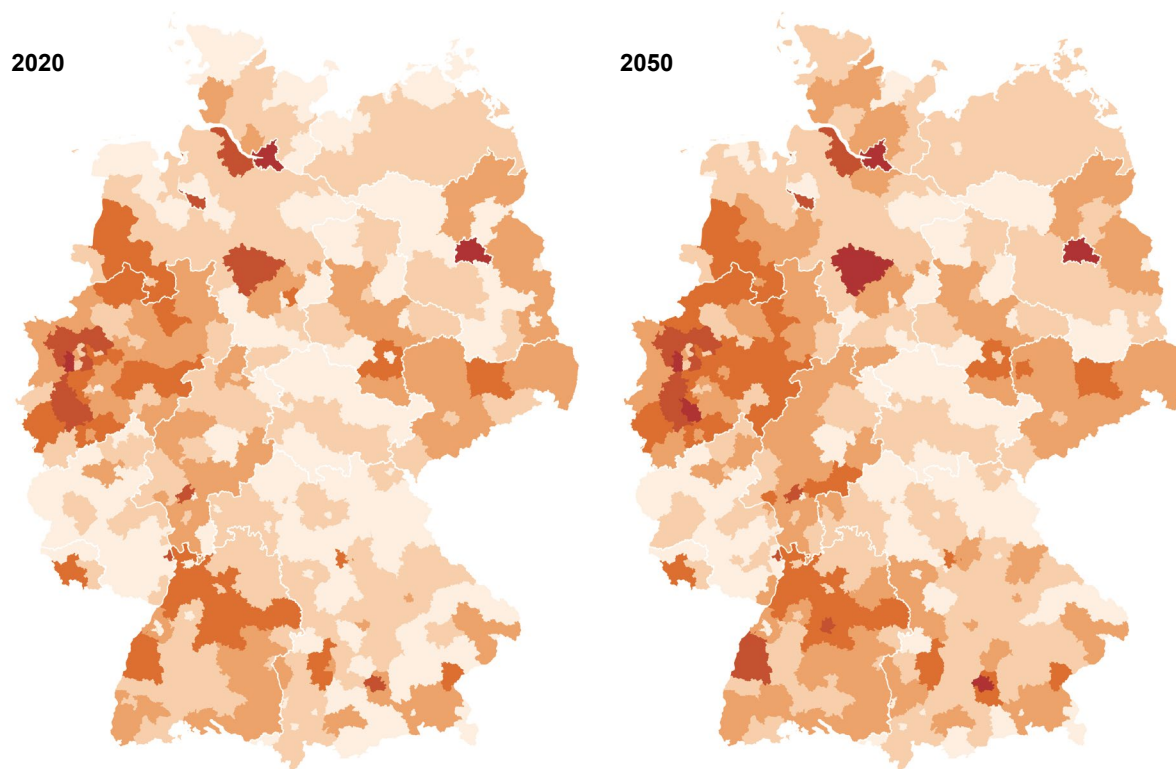


Abbildung 4-3: Jahresstromnachfrage auf Landkreisebene, 2020 und 2050

Quelle: Öko-Institut auf der Grundlage von Prognos-Berechnungen



Stromnachfrage in TWh

- 0–0,7 TWh
- 0,7–1,2 TWh
- 1,2–2,2 TWh
- 2,2–4,0 TWh
- 4,0–6,8 TWh
- 6,8–16,47 TWh

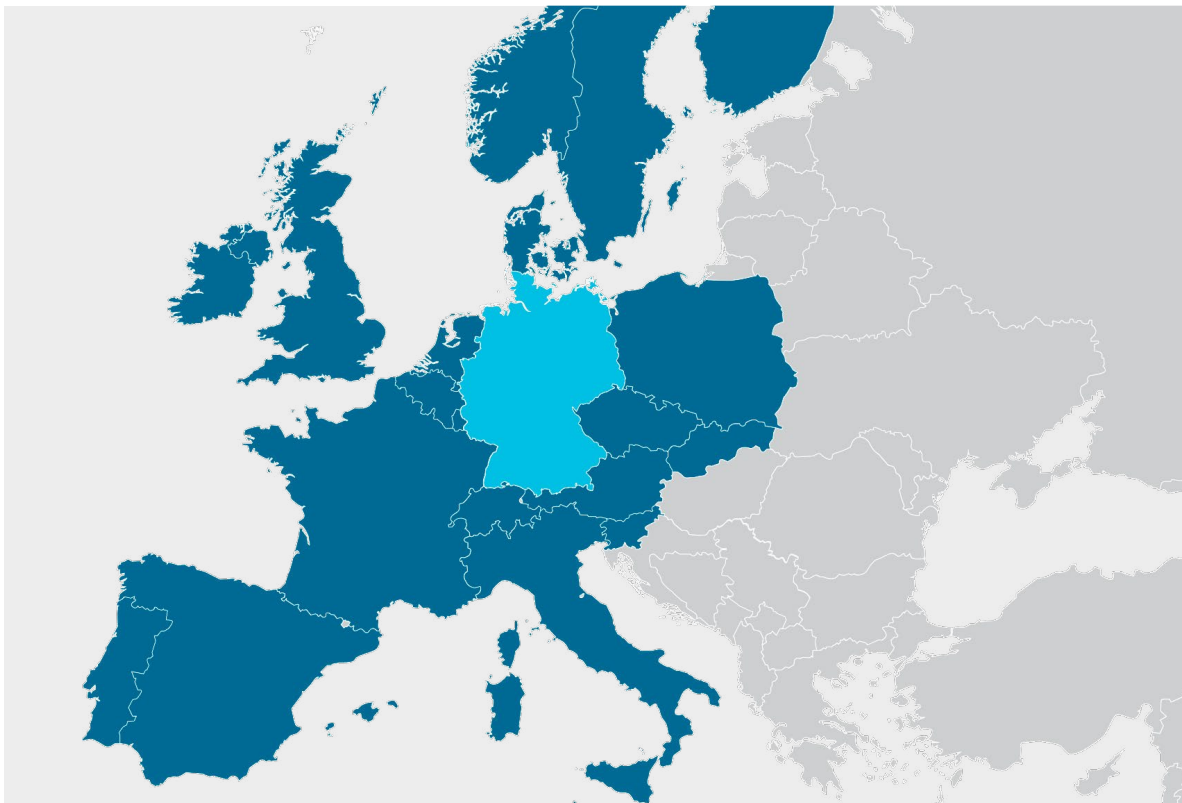
Die landkreisscharfen und sektorenspezifischen Jahresnachfragen werden über die Gemeinden auf die Umspannungswerke des Höchstspannungsnetzes verteilt. Die Verteilung der landkreisscharfen Nachfragen auf die Gemeinden erfolgt für die drei Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Verkehr proportional zur Bevölkerung. Die landkreisscharfe Industrienachfrage wird entsprechend der gemeindscharfen Industrielast des stromintensiven Gewerbes verteilt. Die abschließende Zuordnung der Gemeinden zu den Umspannwerken wird mithilfe eines geometrischen Verfahrens, einer sog. Voronoy-Zerlegung, vorgenommen, bei der die regionalen Grenzen der Übertragungsnetzbetreiber eingehalten werden.

4.4 Entwicklung der Kraftwerksparks außerhalb Deutschlands

Aufgrund des zusammenwachsenden europäischen Strommarktes sind die Entwicklungen des deutschen Strommarktes auch wesentlich von den Rahmenbedingungen im europäischen Umfeld abhängig. In der hier beschriebenen Projektphase wurden die in der ersten Phase getroffenen Annahmen zum europäischen Strommarkt weitestgehend beibehalten.¹³

Die Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage und des Kraftwerksparks im europäischen Umfeld bilden mit Blick auf die wachsende europäische Vernetzung im Strommarkt eine entscheidende Bestimmungsgröße für die Entwicklung des deutschen Stromsystems. Dies gilt in herausragender Weise für die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors, aber auch für die Integration eines zunehmenden Anteils variabler erneuerbarer Energien und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

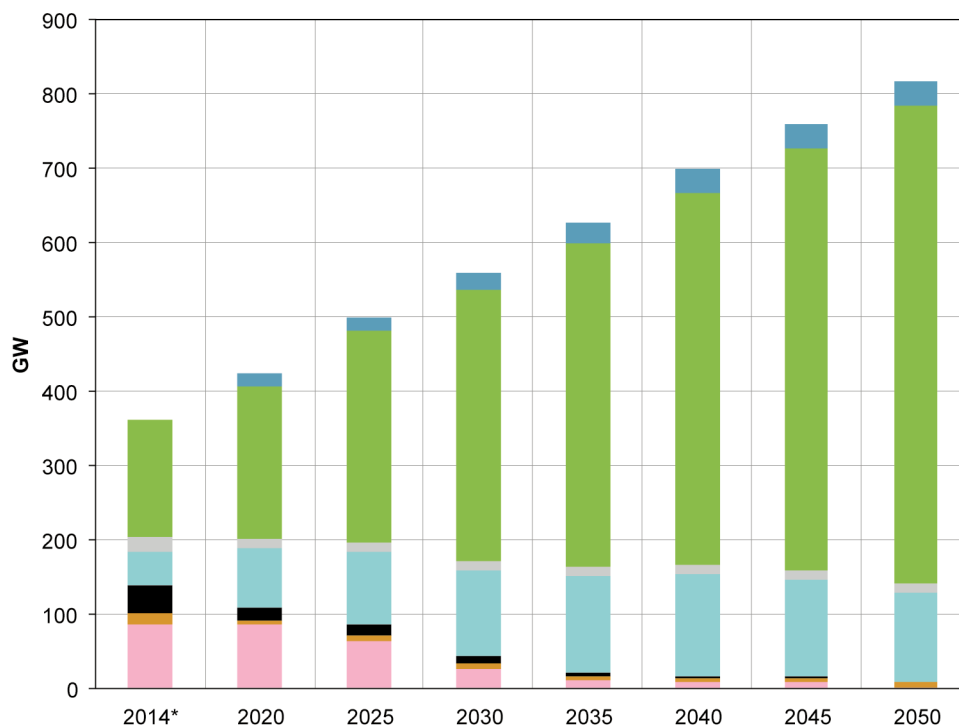
Abbildung 4-4: Regionale Abgrenzung für die Modellierung des Strommarktes
Quelle: Öko-Institut



¹³ Zur detaillierten Beschreibung der einzelnen Annahmen für die verschiedenen Staaten vgl. Öko-Institut & Prognos 2017 und Anhang 3.

Abbildung 4-5: Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos auf Basis EntsoE (2014)



- Pumpspeicherkraftwerke (PSW)
- Erneuerbare
- Öl, Abfall, sonst. Fossile
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie

* für 2014 PSW-Kapazitäten hier nicht enthalten, SE/NO inkl. Torf, hist. DSM-Daten nicht verfügbar

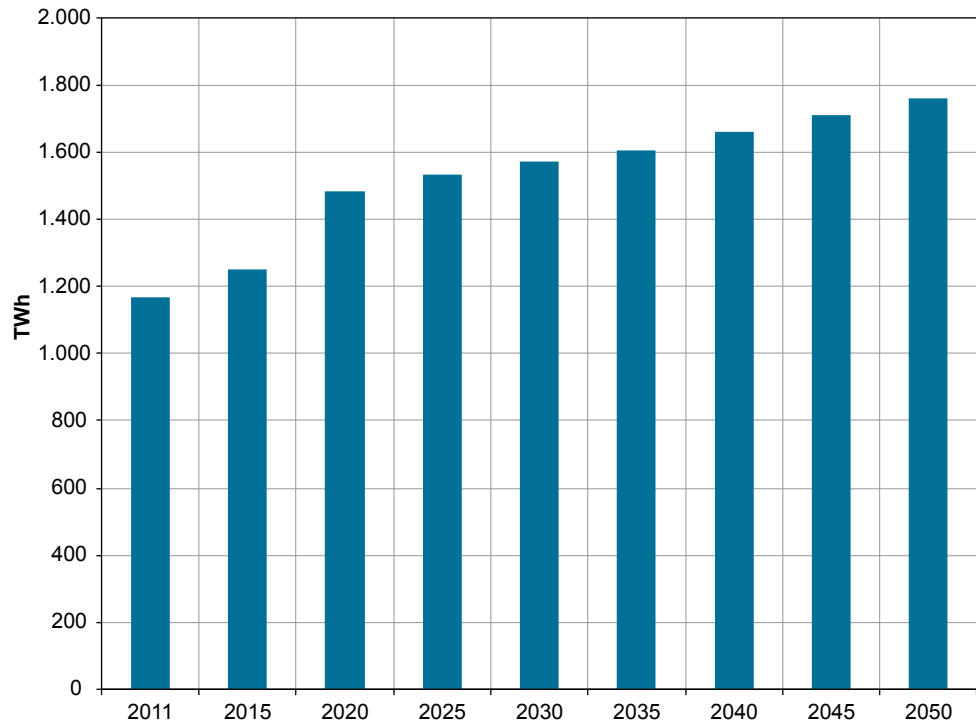
In der ersten Phase dieses Projektes modellierte Prognos den europäischen Strommarkt, die entsprechenden Ergebnisse wurden in Form von Netto-Exporten übergeben. In den hier dokumentierten Analysen nahm das Öko-Institut die Modellierung integriert vor, so dass das Marktergebnis von Deutschland unter gleichzeitiger Optimierung der gesamten ENTSO-E-Region erzielt wird (vgl. Abbildung 4-4).

Wie in Teil 1 dieses Projektes wird bei der Beschreibung der Inputdaten und der Ergebnisse ausschließlich auf die direkten europäischen Nachbarn Österreich, die Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien, die Niederlande, Norwegen, Dänemark, Schweden, Polen und Tschechien eingegangen. Die sog. „elektrischen Nachbarn“ definieren sich dabei als Gebiete, die heute oder im Falle von Norwegen und Belgien absehbar über direkte Stromnetzverbindungen zu Deutschland verfügen.

Abbildung 4-5 stellt die über alle elektrischen Nachbarländer aggregierte Entwicklung der brennstoffspezifischen Stromerzeugungskapazitäten im Zeitraum von 2014 bis 2050 dar. Aus dieser Übersicht geht insbesondere die Orientierung an den gemeinsamen europäischen Klimaziele hervor: Auch die Entwicklungen in den europäischen

Abbildung 4-6: Stromnachfrage der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2011–2050

Quelle: Öko-Institut und Prognos



■ Nettonachfrage (TWh)

Nachbarländern sind durch einen sehr starken Zuwachs an regenerativen Stromerzeugungskapazitäten charakterisiert.¹⁴

Abbildung 4-6 stellt mit der Entwicklung der Stromnachfrage der elektrischen Nachbarn Deutschlands für den Zeitraum von 2014 bis 2050 einen weiteren elementaren Eingangsparameter in die Modellierung dar. Für die betrachteten Länder wird angenommen, dass die Stromnachfrage aufgrund einer stärkeren Durchdringung mit Elektroanwendungen im Bereich der Mobilität und der Raumheizung zukünftig ansteigt. In Summe steigt der Strombedarf in den betrachteten Ländern bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 2015 um etwa 500 TWh.

¹⁴ Die länderspezifischen Mengengerüste für die Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Energien im Zeitverlauf sind im Anhang 3 ausgewiesen.

4.5. Annahmen zum Übertragungsnetz in Deutschland

In der ersten Phase des Projektes wurde das Stromnetz in den Modellierungen nicht gesondert abgebildet. Da regionale Aspekte des Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im Vordergrund der hier dokumentierten Analysen stehen, muss auch eine gesonderte Netzmodellierung erfolgen. Dafür sind entsprechenden Annahmen zu treffen. Diese haben dabei keinen Einfluss auf die Marktergebnisse der Modellierung, sondern spielen einzig für die Bestimmung der resultierenden Lastflüsse auf den einzelnen Trassen und für die Abschätzung des Netzausbaubedarfes eine Rolle.

Für die Abschätzung des Netzausbaubedarfes ist von Bedeutung, welchen Ausbauzustand das Stromnetz beim Startpunkt der Überlegungen hat. Dieses Netz wird als „Startnetz“ bezeichnet. Das Startnetz ist somit dadurch definiert, dass der in ihm enthaltene Netzausbaubedarf vom heutigen Betrachtungspunkt aus im Szenariojahr 2020 als realisiert betrachtet und entsprechend nicht mehr ausgewiesen wird.

Im Rahmen dieses Projektes wurde das im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2025 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016) definierte Zielnetz für das Szenario B2 2025 als Startnetz übernommen.¹⁵ Folgende Argumente sprechen für diese Vorgehensweise:

- » Die Genauigkeit der Ergebnisse der Lastflusssimulation hängt entscheidend von der Güte des hinterlegten Netzdatensatzes ab. Dem Öko-Institut liegen die aufbereiteten Netzdaten des für das Szenario B2 2025 entwickelten Zielnetzes in der Variante GI vor, die die Bundesnetzagentur (BNetzA) auf Anfrage nach § 12f übermittelt.¹⁶
- » Mit dem Netzentwicklungsplan Strom 2025 liegt eine auf sehr detaillierter Ebene vorgenommene Bestimmung des Netzausbaubedarfs bis zum Szenariojahr 2025 vor. Wenn davon ausgegangen wird (und dies bildet den Ausgangspunkt der hier vorgestellten Analysen),

¹⁵ Da sich während des Entstehungsprozesses des NEP 2025 die rechtlichen Rahmenbedingungen signifikant geändert haben, wurde der NEP-Prozess dieses Jahres mit der Einreichung des 2. Entwurfs bei der BNetzA abgebrochen. Der dort definierte Netzausbaubedarf wurde von der BNetzA entsprechend nicht bestätigt. Es ist davon auszugehen, dass das durch die Übertragungsnetzbetreiber entwickelte Zielnetz relativ großzügig dimensioniert ist.

¹⁶ Der aktuellere Netzdatensatz für den NEP 2030 wurde vom Öko-Institut unter Einbeziehung der Informationen des im NEP 2017–2030 beschriebenen Netzausbaubedarfs auf Basis des 2025-Netzes erarbeitet und weist aufgrund dessen eine etwas geringere Güte auf.

dass der dort verortete Netzausbaubedarf spätestens bis zum Jahr 2050 szenariounabhängig sinnvoll ist, so ist es zur Abschätzung des weiteren Netzausbaubedarfs unproblematisch, dass es zur Dimensionierung des Startnetzes für die frühen Jahre ggf. unterschiedliche Einschätzungen gibt. Insofern ist die Bezugnahme auf dieses Startnetz eine sehr robuste Annahme.

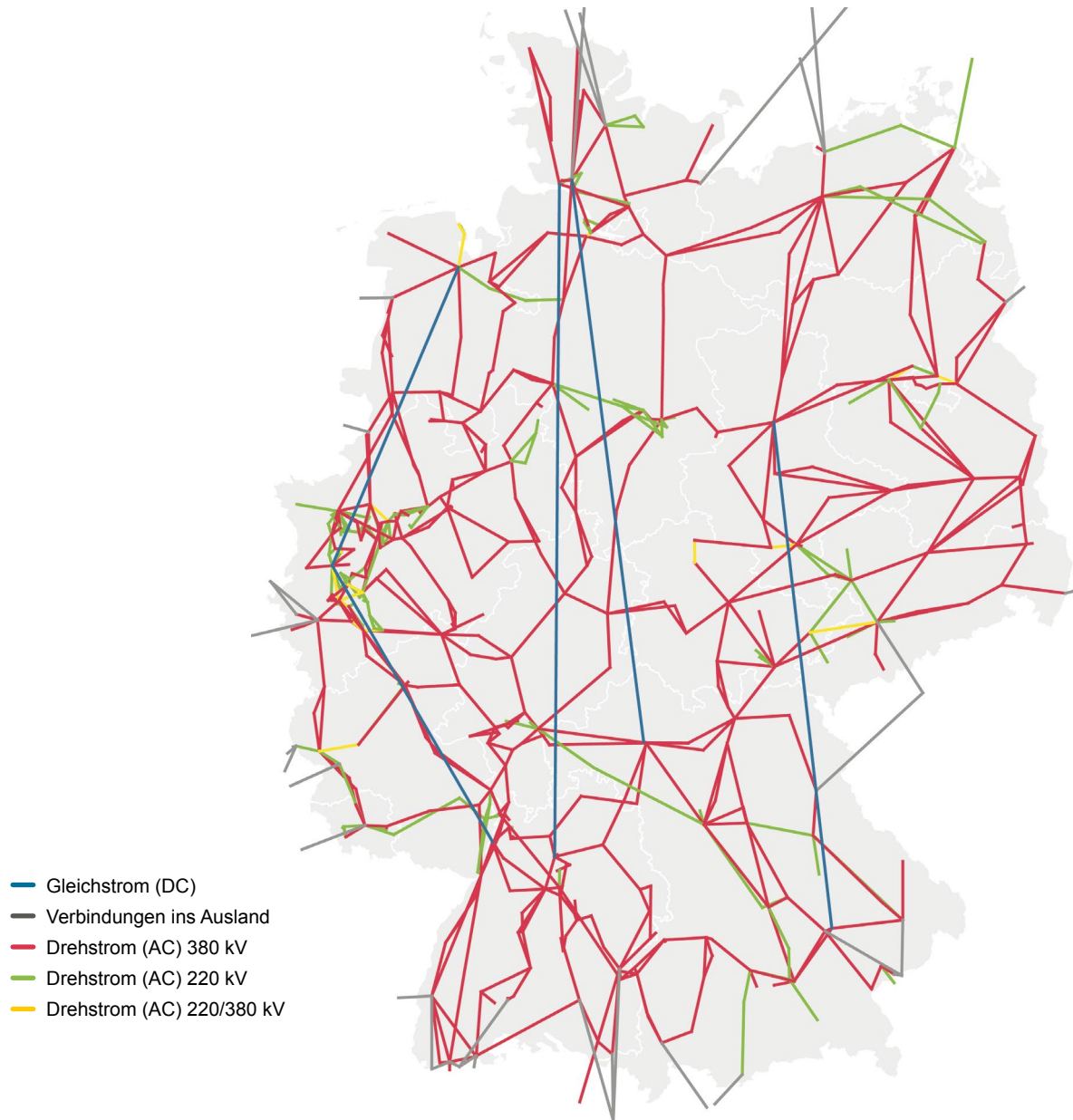
- » Die Abschätzung des Netzausbaubedarfs soll in Form von Investitionsbedarfen erfolgen. Auch hier liefern die Ergebnisse des NEP 2025 eine robuste Basis.

- » Ziel in diesem Projekt ist es insbesondere abzuschätzen, inwiefern sich der Netzausbaubedarf zwischen den untersuchten Szenarien – also abhängig von dem technologiespezifischen und regionalen Ausbaupfad der regenerativen Stromerzeugung – unterscheidet. In den Szenariojahren 2020 und 2025 liegen die Ausbaupfade der regenerativen Stromerzeugung der zwei Szenarien noch nah beieinander. Erst ab dem Szenariojahr 2030 zeigt sich die Spreizung zwischen den Szenarien deutlich. Insofern soll der Netzausbaubedarf erst ab dem Jahr 2030 untersucht werden – und entsprechend kann bis zu diesem Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass bereits ein Großteil des im NEP definierten und durch den Bundesbedarfsplan legitimierten Netzausbaubedarfs realisiert ist.

Der aus dem Datensatz der BNetzA für die Lastflusssimulation aufbereitete Netzdatensatz stellt eine weitestgehend umspannungsscharfe Abbildung des deutschen 380/220-kV-Stromnetzes dar. Es besteht aus etwa 820 Trassen zwischen etwa 560 Netzknoten, vgl. Kapitel 7.4.3. Abbildung 4-7 stellt das in diesem Modell hinterlegte Zielnetz des NEP B2 2025 dar.

Abbildung 4-7: Szenarienunabhängige Netztopologie in Analogie zum NEP B 2025

Quelle: Öko-Institut



Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2025 hat für das Szenario B2 2025 folgenden Netzausbaubedarf festgestellt (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016):

- » Investitionsvolumen bei Vollverkabelung der Gleichstrom-(DC)Leitungen: 34 Mrd. €
- » Neubau von Gleichstrom-(DC)Trassen: 3.200 km
- » Neubau von Wechselstrom-(AC)Trassen: 1.100 km
- » Verstärkungsmaßnahmen auf bestehenden Stromtrassen: 5.800 km

Als weitere Annahme bezüglich der Netzdaten ist der Möglichkeitsraum der potenziellen Netzausbaumaßnahmen zu definieren. Für dieses Projekt wurde angenommen, dass alle im Zielnetz vorhandenen Trassen weiter verstärkt werden können. Eine Netzausbauoption auf neuen Trassen (d. h., ein „Neubau“ gemäß Definition des NEP) besteht nicht. Diese vereinfachte Annahme ist zulässig, da im Rahmen dieses Projektes keine Aussage über den tatsächlich resultierenden Netzausbaubedarf und sich ggf. hieraus ergebende Streckenverläufe getroffen werden soll. Vielmehr dient die Abschätzung des zukünftigen Netzausbaubedarfes ausschließlich zur Einschätzung der Größenordnung und zum Vergleich des Effektes des unterschiedlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung.

5 Spezifikation der Szenarien für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen

Die Analysen in der hier vorgelegten Untersuchung basieren auf zwei Szenarien, die sich hinsichtlich ihrer Basisannahmen für den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung deutlich unterscheiden. Den Hintergrund für die sehr unterschiedlichen Annahmen bilden folgende Überlegungen:

- » Die hoch dynamischen Kosten- und Technologieentwicklungen im Bereich der regenerativen Stromerzeugung haben im Zeitverlauf zu stark veränderten Erwartungen zum zukünftigen Stromaufkommen aus erneuerbaren Energien geführt (z. B. mit Blick auf die Stromerzeugung aus Biomasse oder Solarenergien). Entsprechende Entwicklungen, auch im Bereich der sog. Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher etc.), sind für die Zukunft einerseits nicht ausgeschlossen, aber auch nicht mit hoher Prognosesicherheit absehbar.
- » Die zukünftige Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung von einem Nischen- zum klar dominierenden Segment des Stromsystems steht vor einer Reihe neuer Herausforderungen bzw. ist mit neuen Treibern konfrontiert. Diese betreffen einerseits die Restriktionen, die sich möglicherweise aus der Flächenverfügbarkeit oder den Ausbaunotwendigkeiten für Netzinfrastrukturen ergeben. Andererseits können sie auch aus Veränderungen bei gesellschaftlichen Präferenzen (Trend zu Eigenverbrauch, regionalen Versorgungsmodellen etc.) entstehen. Auch diese Entwicklungen sind aus heutiger Sicht nur in Teilen robust eingrenzbar.

Vor diesem Hintergrund wurden für die Modellanalysen zwei prototypische Szenarien¹⁷ entwickelt, in denen sehr unterschiedliche Perspektiven und Entwicklungspfade verdichtet wurden:

- » Das Szenario *Energiewende-Referenz* beschreibt eine Entwicklung, die heute vom Mainstream der Projektionen für zukünftige Entwicklungen unterstellt wird. Der Ausbau des regenerativen Kraftwerksparks und die Systemintegration orientieren sich vor

17 Diese beiden Szenarien repräsentieren zwei unterschiedliche Entwicklungsmuster, markieren den auf Basis heute bekannter Technologieoptionen einschätzbaren Möglichkeitsraum jedoch keineswegs erschöpfend. Ein weiterer prototypischer Pfad könnte beispielsweise auf den deutlich stärkeren Ausbau der Windstromerzeugung auf See abstellen. Ein solches Szenario konnte im Rahmen des hier dokumentierten Projekts nicht näher analysiert werden, bedarf jedoch einer detaillierten Untersuchung.

allem am Kriterium der ökonomischen Effizienz und aus Sicht der Anlagenbetreiber optimaler Standortwahlen. Im Ergebnis wird ein größerer Anteil von Wind-onshore-Anlagen im Norden von Deutschland verortet, und es werden weniger PV-Anlagen errichtet. Auf der anderen Seite wird für den an diesen Kalkülen ausgerichteten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung tendenziell ein höherer Stromübertragungsbedarf erwartet. Dies kann Auswirkungen auf den Bedarf an Netzausbaumaßnahmen haben.

- » Das Szenario *Fokus Solar* unterstellt dagegen eine Entwicklung, die sich deutlich stärker an einer Präferenz für verbrauchsnahe Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien orientiert. Sie unterstellt einen sehr hohen Anteil eher verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen auf PV-Basis und davon signifikante Anteile im Kontext von Eigenverbrauchsanlagen, die im Zuge der Mikro-Optimierung zu veränderten Bedarfen und Einsatzstrategien für Flexibilitätsoptionen (Speicher etc.) führen. Dies bedeutet, dass die regenerativen Erzeugungsanlagen vermehrt im Süden und im Westen Deutschlands zugebaut werden müssen. Da die energetischen Erträge von Windenergieanlagen im Süden geringer, die von PV-Anlagen aber höher ausfallen, wird deutlich stärker auf den Ausbau von PV-Anlagen auf Gebäudedächern fokussiert. Der Ausbau der Onshore-Windenergie flacht damit nach einer Phase fortgesetzter Ausbaudynamik ab der zweiten Hälfte der 2020er Jahre zwar deutlich ab, so dass nur altersbedingt außer Betrieb gehende Anlagen durch moderne Anlagen mit gleicher Gesamtleistung ersetzt werden. Erst für den Zeitraum nach 2040 werden, bedingt durch den dann massiv steigenden Strombedarf, noch einmal größere Zubauten im Bereich der Windkraftnutzung an Land erforderlich. Typischerweise wird von Entwicklungsmustern des Stromsystems, die weniger auf den Ausbau von Windkraft setzen, ein geringerer Netzausbaubedarf erwartet.

Abbildung 5-1: Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Solar- und Windenergie in Deutschland, 2020–2050

Quelle: Öko-Institut

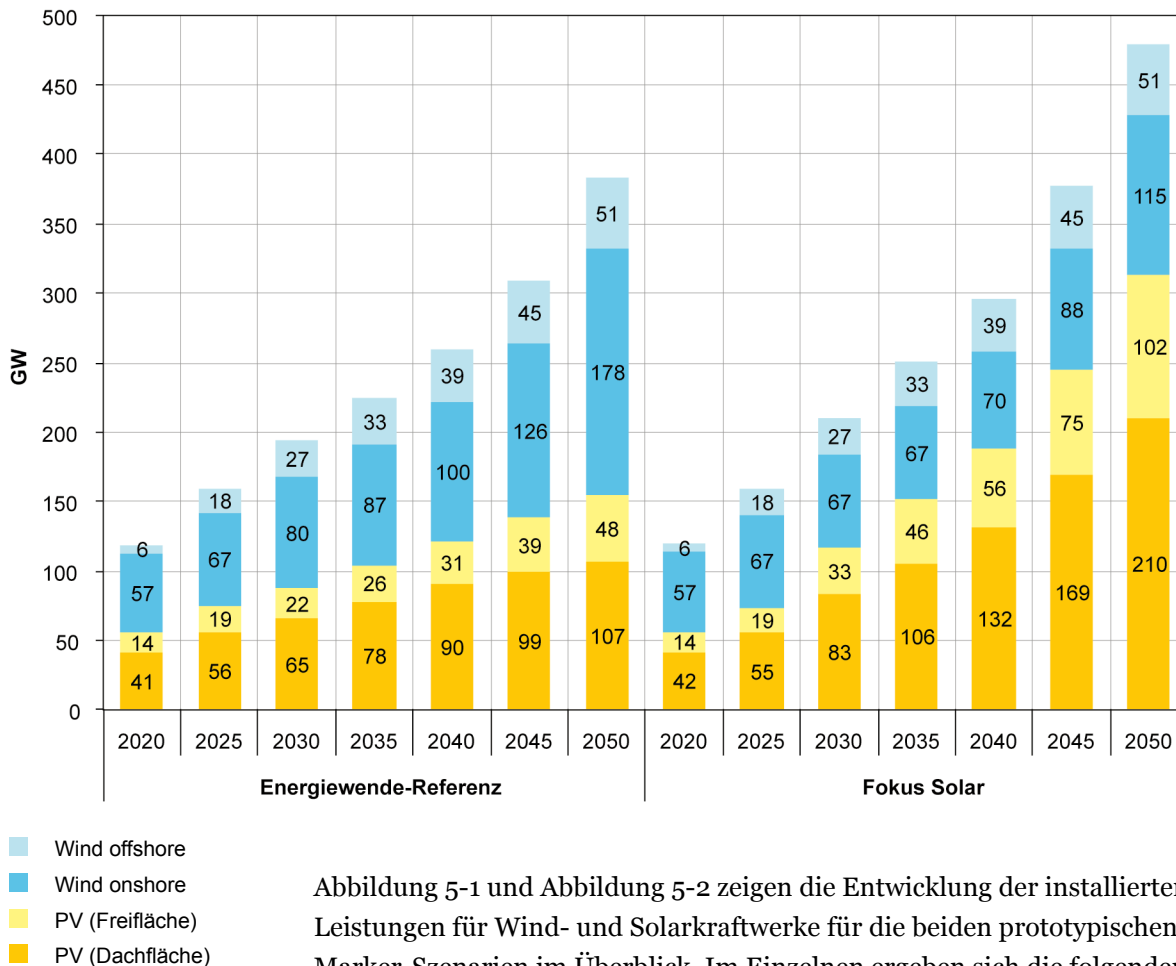
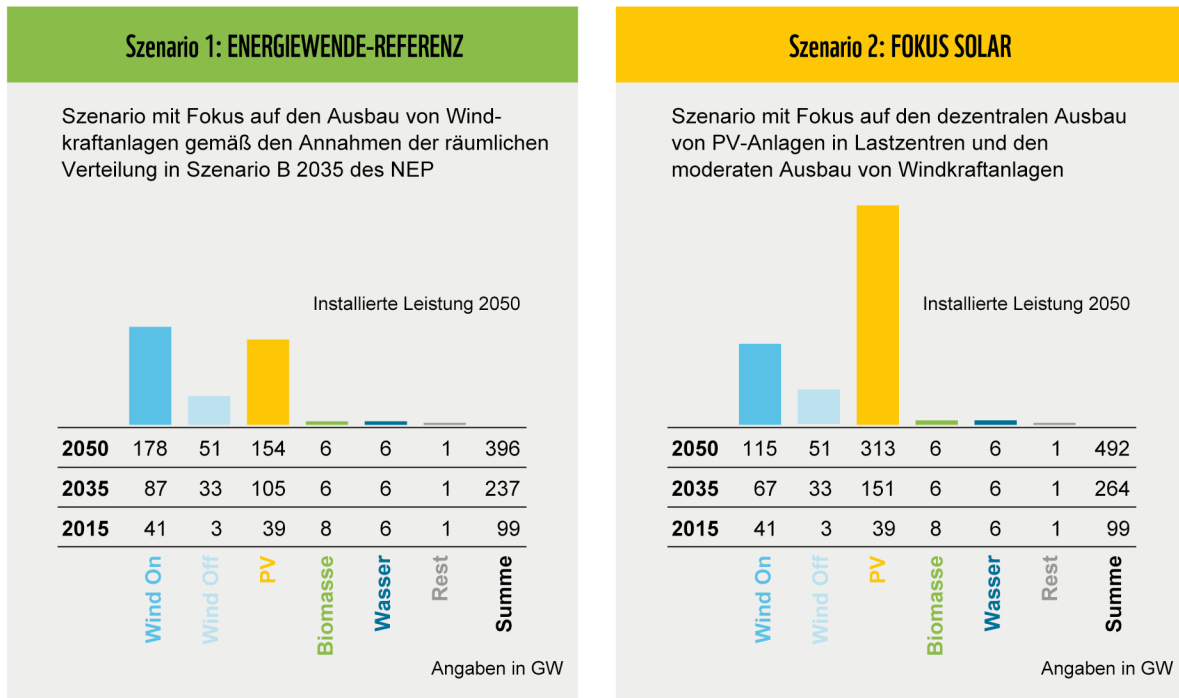


Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 zeigen die Entwicklung der installierten Leistungen für Wind- und Solarkraftwerke für die beiden prototypischen Marker-Szenarien im Überblick. Im Einzelnen ergeben sich die folgenden Trends:

- » Bis zum Jahr 2020 unterscheiden sich beide Szenarien nicht. Im Vergleich zu 2015 werden PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 16 GW in Betrieb genommen, der Netto-Zubau von Onshore-Windkraftanlagen beträgt 16 GW, der von Windenergieanlagen auf See etwa 3 GW.
- » In der Dekade von 2020 bis 2030 erhöht sich im Szenario *Energiewende-Referenz* die Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden (netto) um 24 GW sowie der PV-Freiflächenanlagen um 8 GW. Im Szenario *Fokus Solar* steigt die installierte Leistung der Dachanlagen im gleichen Zeitraum um 41 GW sowie die von PV-Freiflächenanlagen um 19 GW. Der Zuwachs der in Betrieb befindlichen Windkraftanlagen an Land beläuft sich im Szenario *Energiewende-Referenz* auf

Abbildung 5-2: Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Solar- und Windenergie in Deutschland im Detail, 2015, 2035 und 2050

Quelle: Öko-Institut



23 GW und im Szenario *Fokus Solar* nur auf etwa 10 GW.¹⁸ In beiden Szenarien liegt der Netto-Kapazitätszuwachs der Offshore-Windenergie bei 20 GW. Der Anteil von Solaranlagen an der gesamten variablen Stromerzeugungskapazität liegt im Jahr 2030 für das Szenario *Energiewende-Referenz* bei 45 % und für das Szenario *Fokus Solar* bei 55 %. Aufgrund der niedrigeren Jahresauslastung von PV-Anlagen liegt die gesamte installierte Kraftwerkskapazität (einschließlich Nachfrageflexibilität etc.) im Szenario *Fokus Solar* um ca. 16 GW bzw. 6 % über der des Szenarios *Energiewende-Referenz*.

- » In den Jahren von 2030 bis 2040 wächst die Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden im Szenario *Energiewende-Referenz* (netto) um weitere 25 GW und die der PV-Freiflächenanlagen um 9 GW. Im Szenario *Fokus Solar* erhöht sich die installierte Leistung der Dachanlagen im gleichen Zeitraum um 48 GW, die der PV-Freiflächenanlagen nochmals

18 Zur Einordnung dieser Zubauzahlen soll darauf hingewiesen werden, dass es sich um Netto-Zubaukapazitäten handelt. Um den Netto-Zubau zu erreichen, ist zudem ein Zubau zur Substitution der altersbedingt wegfallenden Leistung aus Onshore-Windkraftanlagen zu leisten. Im Zeitraum von 2020 bis 2030 ist damit zu rechnen, dass zur Aufrechterhaltung einer konstanten Wind-onshore-Kapazität ein zusätzlicher jährlicher Zubau in Höhe von ca. 2 GW geleistet werden muss.

um 23 GW. Der Netto-Zuwachs der Windkraftanlagen an Land beträgt im Szenario *Energiewende-Referenz* 20 GW und im Szenario *Fokus Solar* etwa 2 GW, so dass in diesem Szenario fast nur noch die (in einer Größenordnung von jährlich ca. 4 GW) altersbedingt außer Betrieb gehenden Anlagen ersetzt werden. In beiden Szenarien erhöht sich die installierte Leistung der Windkraftanlagen auf See um nochmals 12 GW. Im Jahr 2040 beträgt der Anteil von Solaranlagen an der gesamten variablen Stromerzeugungskapazität im Szenario *Energiewende-Referenz* 47% und im Szenario *Fokus Solar* 63%. Aufgrund der Auslastungsunterschiede von PV- und Windkraftanlagen liegt die gesamte installierte Kraftwerkskapazität (einschließlich Nachfrageflexibilität etc.) im Szenario *Fokus Solar* um ca. 36 GW bzw. 10 % über dem Niveau des Szenarios *Energiewende-Referenz*.

- » Im Zeitraum von 2030 bis 2040 erhöht sich die Leistung der PV-Dachanlagen sowie der PV-Freiflächenanlagen im Szenario *Energiewende-Referenz* (netto) jeweils um 16 GW. Die installierte Leistung der PV-Dachanlagen steigt im Szenario *Fokus Solar* um 79 GW, für die PV-Freiflächenanlagen beträgt der Netto-Kapazitätszuwachs nochmals 46 GW. Der Netto-Zuwachs der Windkraftanlagen an Land beträgt im Kontext des deutlich steigenden (direkten und indirekten) Strombedarfs im Verkehrs- und Wärmesektor für das Szenario *Energiewende-Referenz* 78 GW und im Szenario *Fokus Solar* etwa 46 GW. In beiden Szenarien steigt die installierte Leistung der Windkraftanlagen auf See um wiederum 12 GW. Zum Ende des Szenarienzeitraums liegt der Anteil von Solaranlagen an der gesamten variablen Stromerzeugungskapazität im Szenario *Energiewende-Referenz* bei 40 % und im Szenario *Fokus Solar* bei 65 %. Bedingt durch die unterschiedliche Jahreserzeugung von PV- und Windkraftanlagen liegt die gesamte installierte Kraftwerkskapazität (einschließlich Nachfrageflexibilität etc.) im Szenario *Fokus Solar* um ca. 96 GW bzw. 20 % über der des Szenarios *Energiewende-Referenz*.
- » Die Kapazitätsentwicklungen für die Stromerzeugung aus anderen regenerativen Energien (Wasser, Biomasse, Geothermie) unterscheiden sich für die beiden Szenarien nicht. Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke ändert sich im Zeitverlauf nicht, die der Biomassekraftwerke geht im Kontext der verstärkten Biomassenachfrage aus anderen Sektoren, der Kostensituation und des stark begrenzten Potenzials nachhaltig produzierter Biomasse bis 2030 um ca. ein Drittel auf 6 GW zurück und verbleibt dann bis zum Ende des Szenarienzeitraums auf diesem Niveau.

Insgesamt steigt damit die installierte Leistung für Aufdach-PV-Anlagen im Szenario *Energiewende-Referenz* bis zum Jahr 2030 auf 65 GW, bis 2040 auf 90 GW und bis 2050 auf 107 GW. Im Szenario *Fokus Solar* liegen die entsprechenden Kapazitätsniveaus bei 83, 132 bzw. 210 GW, so dass hier die theoretisch erschließbaren Dachpotenziale gegen Ende des Szenariozeitraums weitgehend erschlossen sind.

Für PV-Freiflächenanlagen erhöht sich die Stromerzeugungskapazität im Szenario *Energiewende-Referenz* bis 2030 auf 22 GW, bis 2040 auf 31 GW und bis 2050 auf 48 GW. Die Vergleichswerte im Szenario *Fokus Solar* liegen bei 33, 56 bzw. 102 GW.

Die Kapazität von Windkraftanlagen an Land erreicht im Szenario *Energiewende-Referenz* das Niveau von 80 GW und steigt bis 2040 und 2050 auf 100 bzw. 178 GW. Im Vergleich zu der heute installierten Leistung wird in diesem Szenario also ein Netto-Zubau in der Größenordnung vom 2,5-Fachen des heutigen Anlagenbestands angestrebt. Dagegen liegt die installierte Leistung der Onshore-Windkraftanlagen im Szenario *Fokus Solar* für 2030 bei 67 GW, für 2040 bei 70 GW und zum Ende des Szenariozeitraums bei 115 GW. Auch im Szenario *Fokus Solar* wird der heutige Anlagenbestand an Wind-onshore-Anlagen netto um den Faktor 1,25 erweitert.

Die Leistung der Offshore-Windparks liegt in beiden Szenarien im Jahr 2030 bei 27 GW und steigt bis 2040 und 2050 auf 39 und 51 GW. Im Vergleich zu der Ende 2017 installierten Leistung an Windkraft auf See wird in den Szenarien bis 2050 eine knappe Verzehnfachung der Leistung des heutigen Anlagenbestands anvisiert.

Der vollständige Datensatz für die bundesweit installierten Kraftwerksleistungen der einzelnen Erzeugungsoptionen ist auf aggregierter Ebene im Anhang 1 dargestellt. Dies schließt die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitäten auf der Erzeugungs-, Speicher- und Nachfrageseite ein. Die regionale Verteilung der Wind- und Solaranlagen wird in den nachfolgenden Abschnitten dokumentiert.

6 Regionalisierung der Wind- und PV-Einspeisung

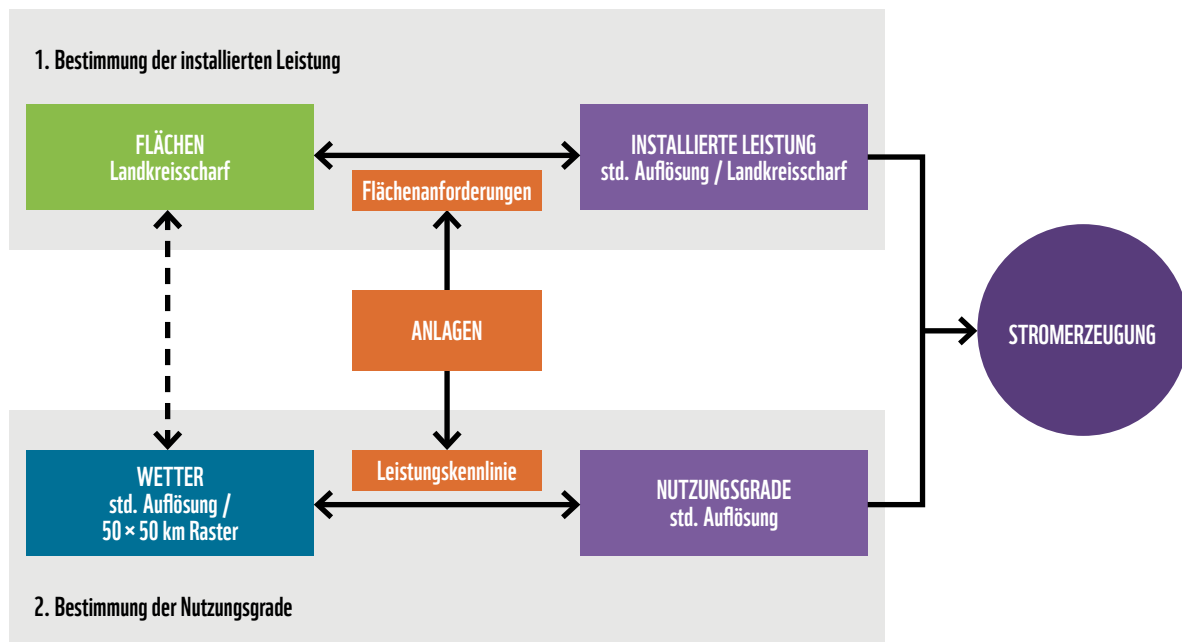
6.1 Methodische Vorbemerkungen

Für die Modellierungen wurden landkreisscharfe Einspeisezeitreihen für die fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien spezifiziert. Auf Basis der in Kapitel 5 beschriebenen jahres- und bundeslandscharfen Szenarien für den Aufwuchs der erneuerbaren Energien erzeugte Prognos Einspeisezeitreihen in stündlicher Auflösung eines jeden Landkreises für die Technologien Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft¹⁹, gebäudeintegrierte Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik.

Die entsprechenden Analysen gliedern sich in zwei Arbeitsschritte: Erstens wird die installierte Leistung je Landkreis bestimmt und zweitens erfolgt die Berechnung der stündlichen Anlagennutzungsgrade. Aus diesen beiden Größen ergeben sich die stündlich aufgelösten, landkreisscharfen Stromerzeugungsdaten für jede der betrachteten Technologien.

Abbildung 6-1: Verfahren zur Berechnung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Quelle: Prognos



19 Offshore-Windkraftanlagen wurden jeweils den Landkreisen zugeordnet, in denen die entsprechenden Offshore-Kabelanbindungen den Strom ins Netz einspeisen.

Die Abbildung 6-1 veranschaulicht diesen methodischen Ansatz. Auf technologiespezifische Besonderheiten wird in den nachfolgenden Ausführungen im Detail eingegangen. Für die Bestimmung der installierten Leistung je Landkreis sind im Wesentlichen die in der Simulation verwendete Technologie und die Flächenverfügbarkeit von Relevanz. Für die Bestimmung der Nutzungsgrade wird wiederum auf die Anlagentechnologien sowie das regional zur Verfügung stehende Wind- und Solarstrahlungsdargebot eingegangen. Die Flächenspezifikation und das dort vorherrschende Energiedargebot bedingen sich dabei naturgemäß gegenseitig.

6.2 Bestimmung der installierten Leistung

6.2.1 Annahmen zur Flächenverfügbarkeit

Eine zentrale Größe bei der Umsetzung der Energiewende ist aufgrund ökologischer und akzeptabilitätsbedingter Restriktionen die Flächenverfügbarkeit für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere für Onshore-Windkraft und für die PV-Freiflächenanlagen. Die Bundesrepublik Deutschland hat eine Gesamtfläche von ca. 357,6 Tausend Quadratkilometer (km²) (Destatis & Statistische Ämter der Länder 2018). Hiervon entfallen ca. 13 % auf Siedlungs- und Verkehrsflächen, 52 % auf Landwirtschaftsflächen, 30 % auf Waldflächen und 2 % auf Wasserflächen. Die Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien hat zur Folge, dass mit der regenerativen Stromerzeugung eine neue (wirtschaftliche) Nutzungsform mit den heutigen Flächennutzungen konkurriert. Dies sind bei der Windenergie an Land in erster Linie Nutzungskonkurrenzen mit der Wohnbebauung und dem Natur- und Umweltschutz. Für eine umwelt- und naturverträgliche Energiewende ist es daher von größter Bedeutung, dass die Inanspruchnahme von Bodenflächen durch die Stromerzeugung innerhalb eines tragfähigen Rahmens bleibt und andere Nutzungen nicht ungebührlich beeinträchtigt.

Auch wenn in den folgenden Analysen auf die Metrik „Flächenverbrauch“ abgestellt wird, soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass hinter dieser Metrik stets der Prozess von Nutzungsänderungen steht. Diese Nutzungsänderungen können dabei sehr unterschiedlicher Art sein. Im Bereich der Windkraftnutzung werden oft nur die Fundamente und die Zugangswege im engeren Sinne flächenwirksam, für den Rest der durch die Windkraftanlagen in Anspruch genommenen Flächen ergeben sich nur geringe oder keine Nutzungsänderungen. Für den Fall von PV-Freiflächenanlagen ergeben sich die entsprechenden Nutzungsänderungen auf einem weitaus größeren Teil der in Anspruch genommenen Gesamtfläche. Schließlich ist zu berücksichtigen, dass die genannten

Nutzungsänderungen mit Blick auf die Biodiversität durchaus sehr unterschiedliche und teilweise auch positive Implikationen haben können (z. B. Biotopentwicklungen im Bereich von PV-Freiflächenanlagen). Diese Aspekte können jedoch nur auf der Ebene konkreter Planungen berücksichtigt werden, auf aggregierter Ebene ergibt sich hier nur die Möglichkeit eher restriktiver Ansätze für die Verfügbarkeit umnutzbarer Gesamtflächen.

Für die Bestimmung des tragfähigen Rahmens für den Flächenbedarf durch die regenerative Stromerzeugung setzt diese Studie zunächst auf vorangehende Studien auf:

- » Die vom Umweltbundesamt vorgelegte Studie „Potenzial der Windenergie an Land“ (UBA 2013) kommt zu einem zur Nutzung für die Stromerzeugung aus Windenergie geeigneten Flächenpotenzial von knapp 14 % der bundesweiten Landesfläche, das allerdings Aspekte wie den besonderen Artenschutz und andere Restriktionen (z. B. Radaranlagen) nicht berücksichtigt. Die Analyse verweist vor allem auf Abstandsregelungen zu Wohngebäuden als besondere Restriktionsgröße. Während das Flächenpotenzial bei Mindestabständen von 600 m auf 13,8 % der Landesfläche veranschlagt wird, sinkt dieses bei Mindestabständen von 1.000 m auf 5,6 % und bei 2.000 m auf 0,4 %.
- » Der öffentlich verfügbare Datensatz der Flächennutzungspotenziale für Onshore-Windkraft der Universität Flensburg (doi.org/10.5281/zenodo.844604) lässt eine Nutzung von insgesamt 7,6 % der Bodenfläche Deutschlands zu.
- » Differenzierter sind die Ergebnisse einer vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur beauftragten Analyse (BMVI 2015), die einen potenziell nutzbaren Anteil von 2,4 % bis 10,9 % der deutschen Landesfläche ermittelt, wobei sich diese Bandbreite aus unterschiedlichen Restriktionsgraden ergibt. Nach dieser Analyse stehen lediglich 1,7 % der Bodenfläche weitestgehend restriktionsfrei, also ohne Konfliktrisiko zu sonstigen Flächennutzungen, für die Stromerzeugung aus Onshore-Windkraftanlagen und zusätzlich ca. 1,0 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen zur Verfügung.²⁰ Den weiteren Flächen werden Restriktionen unterschiedlichen Grades

20 Eine Fläche wird in dem Bericht als weitestgehend restriktionsfrei bezeichnet, wenn aus raum- und umweltplanerischer Sicht keine Hemmnisse gegenüber der Nutzung durch Anlagen zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien feststellbar sind. Für eine detaillierte Darstellung der Abgrenzungen wird auf die umfangreichen Ausführungen in dieser Studie verwiesen (BMVI 2015).

zugeordnet: Eine Nutzung für die erneuerbare Stromerzeugung ist potenziell möglich, die Flächenkonkurrenz muss jedoch im Einzelfall geprüft werden.

Vor dem Hintergrund dieser Befunde aus der Literatur wurde die maximale Flächenverfügbarkeit für die Analyse der möglichen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien in dieser Studie zunächst auf einen summarischen Wert von 5 % der deutschen Landesfläche beschränkt.

Für die Flächenallokation bezüglich der regenerativen Stromerzeugung auf Landkreisebene wurde die Flächenverfügbarkeit auf Grundlage der auf Landkreisebene verfügbaren Bodenstatistik des Statistischen Bundesamtes in einem Top-down-Ansatz regionalisiert. Von der Gesamtfläche je Landkreis wurden in einem ersten Schritt sämtliche in alternativer Nutzung befindliche Flächen (Siedlungsfläche, Waldfläche, Wasserfläche, Moor- und Heidefläche, Abbau- und Unland) als Ausschlussflächen abgezogen. Als (Zwischen-)Resultat bleiben je Landkreis Landwirtschaftsflächen sowie Flächen anderer Nutzung als Potenzialflächen für die Stromerzeugung erhalten. Von diesen Flächen wurde ein pauschaler Anteil von 10 % für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien freigegeben, um weiteren Restriktionen wie Abstandsregeln zu Siedlungsflächen, Naturschutzgütern, Infrastrukturen o. Ä. Rechnung zu tragen. Aus dieser statistischen Näherung ergibt sich der maximal zugelassene Anteil der bundesweiten Bodenfläche in Höhe von durchschnittlich 5 % als Potenzialfläche für die erneuerbare Stromerzeugung.

Im Ergebnis variiert der Flächenanteil je Landkreis, der nach dem in dieser Studie verwendeten Ansatz für die Stromerzeugung aus Wind- und Freiflächen-Solaranlagen prinzipiell zugelassen ist, zwischen 0,4 % und 8,2 %. Für die 10 Landkreise mit dem niedrigsten Anteil der für die entsprechende Nutzung zugelassenen Flächen liegt dieser flächengewichtet bei 0,9 % und für die 10 Landkreise mit den höchsten Potenzialanteilen bei 7,6 %. Mit Blick auf die insgesamt für die Wind- und Solarstromerzeugung verfügbaren Flächen befinden sich die größten Potenzialflächenanteile in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt, wo im Durchschnitt von 6,7 % bis 6,1 % der Gesamtfläche des jeweiligen Bundeslands als grundsätzlich nutzbare Potenzialfläche für regenerative Stromerzeugung identifiziert wurden. Aufgrund der absoluten Größe der Bundesländer ergeben sich in Summe die größten Potenzialflächen in Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (siehe Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1:

Potenzielle Flächenverfügbarkeit für die Energieumwandlung aus Windkraft an Land und PV-Freiflächenanlagen

Quelle: Berechnung von Prognos nach Destatis (2016)

	Bodenfläche	Siedlungs- und Verkehrsfläche	Moor und Heide	Waldfläche	Wasserfläche	Abbau- und Unland	Flächen für Energieumwandlung	Anteil an Gesamtfläche
	km ²							
Baden-Württemberg	35.677	5.158	30	13.678	390	259	1.616	4,5 %
Bayern	70.055	8.399	151	25.721	1.235	2.133	3.291	4,7 %
Brandenburg*	30.546	3.426	127	10.698	1.082	691	1.452	4,8 %
Hessen	21.115	3.324	2	8.488	295	128	888	4,2 %
Mecklenburg-Vorpommern	23.213	1.902	45	5.086	1.445	291	1.444	6,2 %
Niedersachsen*	48.036	6.896	719	10.541	1.162	848	2.787	5,8 %
Nordrhein-Westfalen	34.113	7.828	69	8.878	662	262	1.641	4,8 %
Rheinland-Pfalz	19.848	2.836	2	8.399	271	85	826	4,2 %
Saarland	2.569	538	1	874	25	23	111	4,3 %
Sachsen	18.449	2.432	28	5.033	427	462	1.007	5,5 %
Sachsen-Anhalt	20.452	2.248	141	5.069	479	109	1.241	6,1 %
Schleswig-Holstein*	16.558	249	118	1.728	869	274	1.108	6,7 %
Thüringen	16.202	1.588	2	53	203	231	888	5,5 %
Gesamt	357.327	49.066	1.437	109.493	8.543	5.797	18.299	5,1 %

Anmerkung: * Die Stadtstaaten wurden in die jeweiligen umliegenden Bundesländer integriert: Berlin in Brandenburg, Bremen in Niedersachsen, Hamburg in Schleswig-Holstein.

6.2.2 Annahmen zu den Anlagentechnologien

Dem Ansatz der Studie folgend, die Machbarkeit und Konsequenzen des Übergangs einer nachhaltigen Energieversorgung aufzuzeigen, liegen den Analysen zum Flächenverbrauch konservative Annahmen zur Technologieentwicklung zugrunde. Somit entsprechen die Anlagentechnologien für den zukünftigen Einsatz dem Stand, der heute bereits verfügbar oder für die nähere Zukunft absehbar ist, reflektieren aber keine Entwicklungen, die sich – mit den entsprechenden Unsicherheiten – langfristig einstellen könnten. Für jede Technologie werden auf der Grundlage diverser Annahmen zur zukünftigen Entwicklung zwei zentrale Annahmen zum Flächenverbrauch getroffen: Erstens wird der Flächenverbrauch für

Tabelle 6-2:**Potenzielle Flächenverfügbarkeit für die Energieumwandlung aus Windkraft an Land und für PV-Freiflächenanlagen**

Quelle: Prognos

Erzeugungstechnologie	Flächenverbrauch	
	Bestand	Zubau
	m²/kW	
Onshore-Windkraft		
Starkwind-Anlage (Ø > 7,5 m/s)	49	45
Schwachwind-Anlage (Ø < 7,5 m/s)	59	78
Offshore-Windkraft	125	62,5
Gebäudeintegrierte PV	7	6
Freiflächen-PV	17	17

den Anlagenbestand ermittelt und zweitens der Flächenverbrauch für den Anlagenzubau abgeschätzt. Mit Blick auf den Flächenverbrauch für Onshore-Windkraft wurde weiterhin noch eine Unterscheidung zwischen Stark- und Schwachwindanlagen vorgenommen. Über durchschnittliche Windgeschwindigkeiten wurden Landkreise je einem Anlagentyp zugeordnet. Die Annahmen zu den Flächenverbräuchen der einzelnen Technologien sind in Tabelle 6-2 dargestellt.

Der Flächenverbrauch im Anlagenbestand basiert auf Statistiken zu existierenden Anlagen, auf Angaben von Anlagenbauern zur Dimensionierung der Anlagen und zu typischen Konfigurationen von Anlagenparks (wie beispielsweise die Abstandsregel von 5 Rotordurchmessern in der Hauptwindrichtung und 3 Rotordurchmessern in der Nebenwindrichtung). Für den Zubau wird vereinfachend ein einzelner Wert statt einer jährlichen Entwicklung des Flächenverbrauchs je Technologie angenommen. Insbesondere bei der Offshore-Windkraft wurde hier eine stark fallende Entwicklung gegenüber dem heutigen Stand angenommen. Schwachwindanlagen zeigen die Tendenz, mit größeren Rotordurchmessern für eine stetigere Nutzung der Windressourcen ausgerüstet zu werden, wodurch der Flächenverbrauch in Zukunft zunimmt.

6.2.3 Annahmen zur Zubau-logik

Für die Abschätzungen zur Entwicklung der installierten Leistung je Landkreis wird den Flächenanforderungen der Anlagen und den verfügbaren Flächen je Landkreis Rechnung getragen. Mithilfe der von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (www.energymap.info) zentral zur Verfügung gestellten Daten zu Anlagenbeständen erneuerbarer Energieumwandlung bis 2015 wurde eine Basisverteilung dieser Anlagen auf Landkreisebene erstellt.

Die Landkreise wurden anschließend nach ihrer Attraktivität klassiert, um eine Zubaureihenfolge zu bestimmen. Die Attraktivität der Landkreise fällt technologieabhängig unterschiedlich aus. Die Bewertung der Attraktivität eines Landkreises wurde auf quantitativer Basis nach folgendem methodischen Ansatz vorgenommen:

Attraktivität_{Onshore-Windkraft} = **Windpotenzial**

Attraktivität_{Gebäudeintegrierte PV} = $\frac{\text{Bedarf}_{2050} + \text{Solarpotenzial}}{\text{Installierte Leistung Wind } 2050}$

Attraktivität_{Freiflächen-PV} = $\frac{\text{Verfügbare Fläche} + \text{Bedarf}_{2050} + \text{Solarpotenzial}}{\text{Installierte Leistung Wind } 2050 + \text{Installierte Leistung PV Dach}}$

Jedem Landkreis wird demnach ein Attraktivitätswert zugewiesen. Um diesen Wert wird eine Normalverteilung mit gleicher Varianz angenommen, woraus sich eine Spanne der Attraktivität je Landkreis ergibt. Diese Spannen überschneiden sich, so dass eine Durchmischung der Landkreise in der Attraktivität der Standorte gewährleistet ist. Mithilfe dieser Verteilungsfunktion werden die in den Szenarien festgelegten jährlichen Zubaumengen unter Berücksichtigung der Flächenrestriktionen verteilt.

Im Szenario *Energiewende-Referenz* wurde ein Zubau auf dieser Basis nur innerhalb von bundeslandspezifischen Vorgaben zugelassen, um in Summe für die einzelnen Bundesländer die Ausbauvorgaben des Netzentwicklungsplans Strom abzubilden. Im Szenario *Fokus Solar* wurden die Bundesland-Vorgaben für Windenergie an Land beibehalten, die Verteilung der PV-Anlagen jedoch auf Basis der oben beschriebenen Indikatoren spezifiziert.

6.2.4 Installierte Leistung

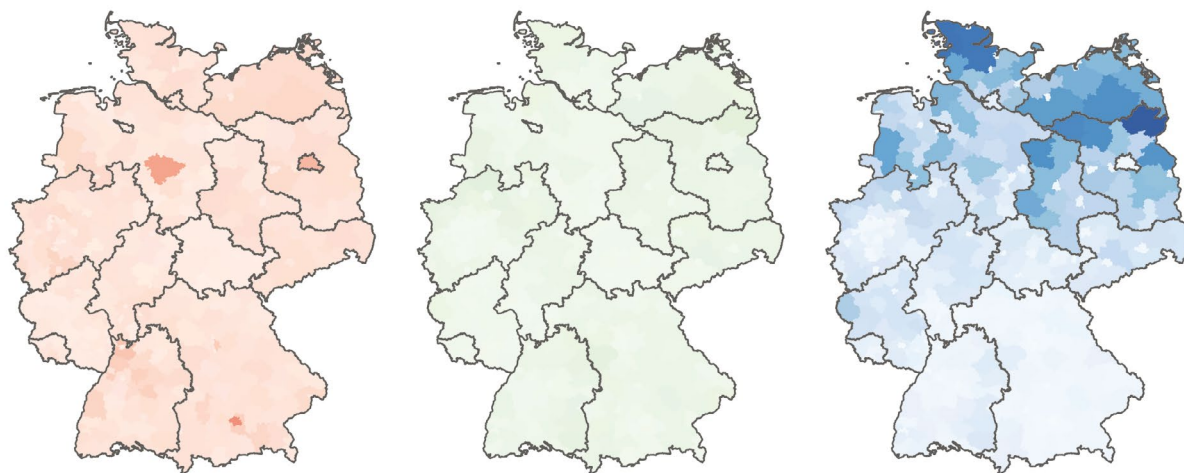
Im Ergebnis der vorstehend beschriebenen Methodik entstanden zwei prototypische, landkreisscharfe Ausbaupfade für die Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, gebäudeintegrierte PV und Freiflächen-PV (Abbildung 6-2 und Tabelle A-3 im Anhang 2). Wie in Kapitel 5 beschrieben, wurde die installierte Leistung so gewählt, dass eine Deckung des Strombedarfs gewährleistet ist. Bei der Simulation auf der Ebene der Landkreise kommt es in Einzelfällen zu geringfügigen Abweichungen zwischen den vorgegebenen Mengengerüsten und der durch den Zubaualgorithmus auf Landkreisebene verorteten installierten Leistung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Fokus des Zubaualgorithmus auf der erzeugten Strommenge und nicht auf der zu installierenden Leistung liegt. Die geringfügigen Differenzen sind inhaltlich auf eine genauere Abbildung des unterjährigen Zubaus und der regionalen Witterungsbedingungen im landkreisscharfen Zubaualgorithmus zurückzuführen.

Das Szenario *Energiewende-Referenz* orientiert sich auf Ebene der Bundesländer sowohl für Windkraft als auch für PV an den Werten zur installierten Leistung des Netzentwicklungsplans. Diese wurden nach 2035 fortgeschrieben, um eine Deckung des benötigten Strombedarfs aus erneuerbaren Quellen bis 2050 zu gewährleisten. Das Szenario weist insbesondere einen starken Zubau von Windenergie an Land auf. Insgesamt werden bis 2050 178 GW installierte Leistung an Land benötigt. Dazu kommen Kapazitäten von 51 GW für Windenergie auf See und 155 GW für die PV-Anlagen.

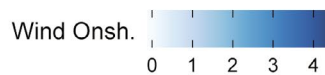
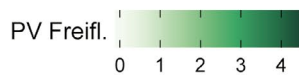
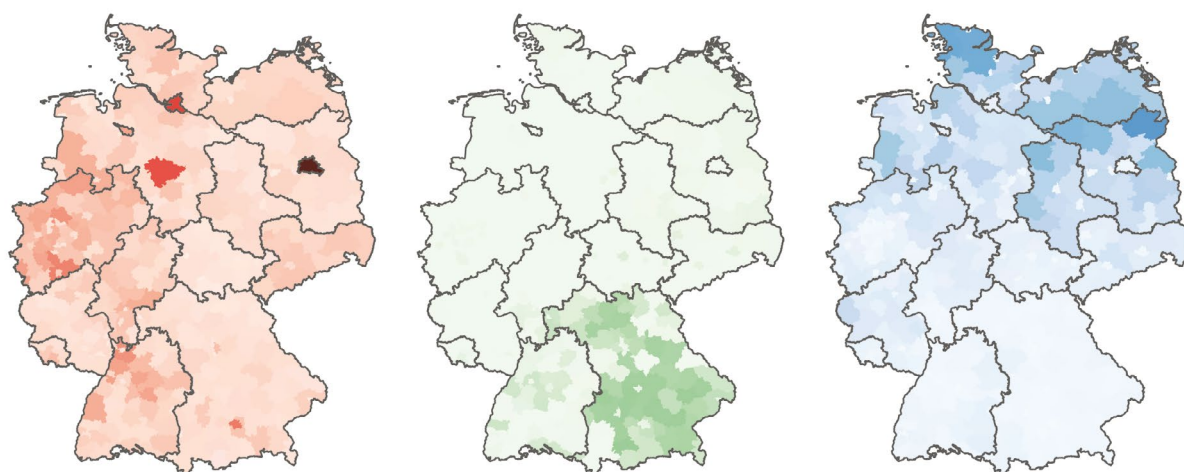
Die höchsten installierten Leistungen von Windkraftanlagen an Land ergeben sich im Jahr 2050 für Niedersachsen (37 GW), Brandenburg (26 GW) und Schleswig-Holstein (23 GW). Die geringsten installierten Kapazitätsniveaus für Windkraft an Land im Jahr 2050 wurden für das Saarland (1 GW) sowie Baden-Württemberg, Sachsen und Thüringen (jeweils 6 GW) errechnet. Die Bebauung je Landkreis liegt zwischen 2 MW und 3,9 GW, wobei im Mittelwert ca. 442 MW installierte Leistung je Landkreis verbaut sind. Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 46 % der bundesweiten Anlagenleistung, auf die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise entfallen weniger als 0,2 % der bundesweiten Anlagenleistung.

Abbildung 6-2: Verteilung der installierten Leistung (in GW) für Windenergie an Land, gebäudeintegrierte PV-Anlagen und Freiflächen-PV-Anlagen nach Landkreisen, 2050
 Quelle: Prognos

Energiewende-Referenz 2050



Fokus Solar 2050



Die Annahmen für die installierten Kapazitäten für Windenergie auf See unterscheiden sich nicht zwischen den Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar*. Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung der Windenergie auf See szenariounabhängig für die Nordsee 44 GW und für

die Ostsee 7 GW. Etwa 33 GW der auf der Nordsee installierten Leistung haben ihre Anbindung an das Höchstspannungsnetz in Niedersachsen, die verbleibenden 11 GW in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindungen aller Anlagen auf der Ostsee befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern.

Die gebäudeintegrierte PV ist im Jahr 2050 konzentriert sich auf Bayern (27 GW), Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg (jeweils 15 GW). Die geringste installierte Leistung für gebäudeintegrierte PV wurde für das Saarland (1 GW), Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern (jeweils 3 GW) errechnet. Die Bebauung je Landkreis variiert zwischen 24 MW und 1,6 GW, mit einem Mittelwert von 265 MW. Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 23 % der bundesweiten Anlagenleistung (überwiegend im städtischen Raum), auf die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 3 % der gesamten Anlagenleistung in Deutschland.

Die Freiflächen-PV ist 2050 überwiegend in Bayern (12 GW) und zu geringeren Anteilen in Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg (jeweils 6 GW) installiert. Alle anderen Bundesländer weisen geringe installierte Leistungen von 1 GW bis 5 GW auf. Die Bebauung je Landkreis variiert zwischen 24 MW und 1,6 GW, mit einem Mittelwert von 265 MW. Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfällt etwa ein Viertel der insgesamt in Deutschland betriebenen Anlagenleistung, auf die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 0,5 % der bundesweiten Anlagenleistung.

Das Szenario *Fokus Solar* ist dagegen durch einen stärkeren Ausbau der PV-Anlagen in Süd- und Westdeutschland charakterisiert. Die Leistung der Windenergie an Land wurde in Summe gegenüber dem Szenario *Energiewende-Referenz* reduziert, die anteilige räumliche Verteilung gemäß Netzentwicklungsplan allerdings beibehalten. Das realisierbare Potenzial für gebäudeintegrierte PV wird bis 2050 vollständig ausgeschöpft. Dies bedeutet, dass die Verteilung ebendieser Anlagen durch die Verteilung der Dachflächen vordefiniert ist. Im Ergebnis wird im Gegensatz zum Szenario *Energiewende-Referenz* ein besonders großer Anteil der gebäudeintegrierten PV in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen installiert, da hier große Dachflächen zur Verfügung stehen, die allerdings geringere Erträge aufweisen als Dachflächen in Bayern oder Baden-Württemberg. Die Freiflächen-PV wird bei Berücksichtigung von Flächenangebot, Ertrag, Bedarf und ausgleichender, komplementärer Bebauung zu anderen Technologien vor allem in Bayern zugebaut.

Die Verteilung der Windenergie an Land wurde insgesamt auf 115 GW reduziert, die relative Verteilung über die Bundesländer jedoch gegenüber dem Szenario *Energiewende-Referenz* beibehalten. Damit verfügen auch in diesem Szenario die Länder Niedersachsen (24 GW), Brandenburg (17 GW) und Schleswig-Holstein (15 GW) über die höchsten installierten Leistungen. Analog ergeben sich die geringsten installierten Leistungen für das Saarland (1 GW) sowie Baden-Württemberg, Sachsen und Thüringen (jeweils ca. 4 GW). Die Bebauung je Landkreis liegt im Bereich von 1 MW und 2,5 GW, wobei im Mittelwert ca. 286 MW installierte Leistung verbaut sind. Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 46 % der gesamten Anlagenleistung in Deutschland, auf die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise weniger als 0,2 % der bundesweiten Anlagenleistung.

Das maximale Potenzial für die gebäudeintegrierte PV ist im Jahr 2050 mit 210 GW installierte Leistung vollkommen ausgeschöpft. Vor allem Nordrhein-Westfalen (44 GW), Bayern (34 GW) und Baden-Württemberg (28 GW) sind hier stark bebaut. Die geringsten installierten Leistungen für die gebäudeintegrierte PV ergeben sich für das Saarland (3 GW), Mecklenburg-Vorpommern (4 GW) und Thüringen (5 GW). Die Bebauung je Landkreis variiert zwischen 75 MW und 4,4 GW, mit einem Mittelwert von 523 MW. Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfällt etwa ein Viertel der bundesweiten Anlagenleistung (überwiegend im städtischen Raum), für die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise wurde insgesamt ein Anteil von etwa 3 % der bundesweiten Anlagenleistung berechnet.

Die Freiflächen-PV ist im Jahr 2050 sehr stark in Bayern (72 GW) und Baden-Württemberg (12 GW) verortet. Alle anderen Bundesländer weisen geringe installierte Leistungen von 1 GW bis 3 GW auf. Die Bebauung je Landkreis variiert zwischen Werten von null und 1,6 GW, mit einem Mittelwert von 254 MW. Die Konzentration ist deutlich höher als im Szenario *Energiewende-Referenz*: Auf die meistbebauten 10 % der Landkreise entfallen etwa 52 % der bundesweiten Anlagenleistung, für die am wenigsten bebauten 10 % der Landkreise ergeben sich etwa 0,05 % der gesamten Anlagenleistung in Deutschland.

6.2.5 Flächeninanspruchnahme

Von zentraler Bedeutung ist die Flächeninanspruchnahme durch die installierte Leistung zur regenerativen Stromerzeugung. Der Entwicklungspfad der Energiewende in Deutschland – d. h. die Wahl der eingesetzten Technologien, die Abhängigkeit von importiertem Strom oder klimaneutralen Kraftstoffen – hängt grundsätzlich von den Flächen ab, die für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar sind. Mit den beiden Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* werden Entwicklungspfade skizziert, für die die Transformation des Energiesystems mit unterschiedlichen Flächenbedarfen einhergeht.

Die Betrachtung der Flächenbedarfe wird grundsätzlich für alle regenerativen Technologien durchgeführt. Eingegangen wird an dieser Stelle ausschließlich auf die szenarioabhängigen Flächenbedarfe von Windenergie an Land und PV-Freiflächenanlagen, die potenziell auf den identischen identifizierten Flächen errichtet werden könnten und somit in einer Flächenkonkurrenz stehen.

Bei der Berechnung der benötigten Flächen wurde davon ausgegangen, dass auf einer Fläche entweder eine Windkraftanlage oder eine PV-Freiflächenanlage errichtet wird. Die theoretisch mögliche Doppelnutzung der Flächen für eine Kombination aus Windenergie an Land und PV-Freiflächenanlage wurde hier nicht in Betracht gezogen. Der ermittelte Flächenbedarf stellt somit eine konservative Flächenabschätzung im oberen Bereich der Bandbreite dar.

Die Betrachtung des Flächenbedarfs für Windenergie auf See wird nicht vertieft, da erstens keine Flächennutzungskonkurrenz zu anderen regenerativen Technologien besteht, zweitens die installierte Leistung in den zwei Szenarien nicht variiert und drittens für die Errichtung von Windkraftwerken auf See die Flächennutzung keine sinnvolle Orientierungsgröße für die zentralen Restriktionen im Bereich dieser regenerativen Erzeugungsoption bildet. Für die durch PV-Aufdachanlagen beanspruchten Dachflächen werden keine neuen Flächen beansprucht, und zu den anderen regenerativen Erzeugungsanlagen besteht keine Flächennutzungskonkurrenz.

Insgesamt ergeben sich für die Windkraftherzeugung an Land und die Stromerzeugung in PV-Freiflächenanlagen in den beiden Szenarien die folgenden Flächeninanspruchnahmen:

1. Für das Szenario *Energiewende-Referenz* beträgt die Flächeninanspruchnahme
 - » im Jahr 2035 etwa 1,2 % der Landesfläche für die Windkraftherzeugungsanlagen an Land und ca. 0,1 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen;
 - » im Jahr 2050 etwa 2,3 % der Landesfläche für die Windkraftherzeugungsanlagen an Land und ca. 0,2 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen.
2. Für das Szenario *Fokus Solar* beträgt die Flächeninanspruchnahme
 - » im Jahr 2035 etwa 1,0 % der Landesfläche für die Windkraftherzeugungsanlagen an Land und ca. 0,2 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen;
 - » im Jahr 2050 etwa 1,5 % der Landesfläche für die Windkraftherzeugungsanlagen an Land und ca. 0,5 % der Landesfläche für PV-Freiflächenanlagen.

Hinsichtlich der räumlichen Differenzierung der in Flächenkonkurrenz stehenden PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen an Land lässt sich festhalten, dass im Szenario *Energiewende-Referenz* für den Zeithorizont 2050 die größte Flächenbeanspruchung auf Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein entfällt. Relativ zu ihrer Größe entfällt die größte Flächenbeanspruchung für PV-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an Land auf Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die Beanspruchung der Landesfläche beträgt dort 6,2 %, 5,4 % bzw. 4,3 %. Am geringsten fällt die Flächeninanspruchnahme in Bayern, Baden-Württemberg und Sachsen aus. In diesen Bundesländern beträgt die Flächenbeanspruchung 0,9 %, 1,2 % bzw. 1,6 % der Landesfläche.

Mit Blick auf die räumlichen Verteilungsmuster für Windkraftanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen liegt auch für das Szenario *Fokus Solar* bis 2050 die größte Flächenbeanspruchung weiterhin in Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein, wobei die absoluten Werte um mehr als ein Drittel unter denen des Szenarios

Energiewende-Referenz liegen. Bezogen auf die jeweilige Landesfläche zeigen sich die höchsten Flächenbeanspruchungen durch Windenergieanlagen an Land und PV-Freiflächenanlagen für Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die Beanspruchung der jeweiligen Landesfläche liegt allerdings unter den Werten des Szenarios *Energiewende-Referenz* und beträgt für das Jahr 2050 4,1 %, 3,6 % und 2,8 %. Die geringsten spezifischen Flächeninanspruchnahmen ergeben sich hier für Baden-Württemberg, Sachsen und Hessen mit Werten von je 1,1 % für die genannten Länder.

Hinzuweisen bleibt schließlich auf die Besonderheit des Szenarios *Fokus Solar*, dass hier – in ambitionierter Annahme – das Flächenpotenzial für gebäudeintegrierte PV-Anlagen vollständig ausgeschöpft wird.

Der Flächenverbrauch der in Flächenkonkurrenz stehenden Technologien an Land bleibt mit 2,5 % (Szenario *Energiewende Referenz*) bzw. 2,0 % (Szenario *Fokus Solar*) der gesamten Landesfläche unter der für die hier dargestellten Bottom-up-Ableitungen als Ausgangspunkt dienende Restriktion einer zur Verfügung stehenden Fläche von maximal 5 % der Landesfläche Deutschlands.

Auch im Vergleich zu anderen Eingrenzungen liegen die beiden Szenarien innerhalb der dort identifizierten Grenzen für die Flächenverträglichkeit. Die vom BMVI in Auftrag gegebene Studie zu den verfügbaren Flächenpotenzialen an Land (BMVI 2015) weist allerdings eine weitestgehend restriktionsfreie Nutzung von lediglich 1,7 % der Landesfläche für die Onshore-Windkraftnutzung und 0,9 % für PV-Freiflächenanlagen aus. Das Niveau der weitgehend restriktionsfrei verfügbaren Flächen für Windenergie an Land von 1,7 % der Landesfläche wird im Szenario *Energiewende-Referenz* (leicht) überschritten und erreicht den Bereich, für den bei BMVI (2015) weiche Restriktionen konstatiert werden (hierfür wird ein zusätzliches Flächenpotenzial von ca. 0,7 % ausgewiesen, so dass sich ein insgesamt erschließbares Potenzial von 2,4 % ergibt). Für die Onshore-Windkraftnutzung im Szenario *Fokus Solar* und für die PV-Freiflächen bleibt der Flächenbedarf in beiden Szenarien unter den o. g. Potenzialgrenzen.

Vor diesem Hintergrund und zur Einordnung ist jedoch abschließend auf drei Aspekte hinzuweisen:

- » Der für die hier vorgelegte Untersuchung ermittelte Flächenbedarf bildet eine konservative Betrachtung, da er Doppelnutzungen von Flächen für die Wind- und Solarstromnutzung nicht berücksichtigt.

Die natur- und landschaftsverträgliche Nutzung der Flächenpotenziale für Windenergie an Land und PV-Freifläche steht dabei stets im Spannungsfeld konkurrierender Flächeninanspruchnahmen und der gesellschaftlichen Akzeptabilität.

- » Nicht nur der Flächenbedarf für die erneuerbare Stromerzeugung als vermeintlich „neueste“ Inanspruchnahme von Bodenfläche bedarf der Legitimation, sondern auch alle anderen, „traditionellen“ Flächennutzungen. Gleichzeitig kann eine Veränderung der bisherigen Flächennutzung für wirtschaftliche Aktivitäten (Siedlungen, Infrastrukturen, Landwirtschaft etc.) auch für die Nutzung regenerativer Energien, ggf. als Teil wirtschaftlicher Wertschöpfungsketten, zusätzliche Räume eröffnen, ohne dabei Abstriche bei Natur- und Umweltschutz zu machen. Schließlich kann auch nicht außer Betracht gelassen werden, dass die sich im Zuge der Energiewende ändernden Nutzungen der Landesfläche zumindest teilweise auch in den Prozess sich stetig ändernder Kulturlandschaften einordnen.

- » Die Nutzung von Flächen für die regenerative Energieerzeugung kann durchaus auch auf den Bereich jenseits der weitestgehend restriktionsfreien Flächen ausgedehnt werden. Die diesbezüglich relevanten Flächenpotenziale mit weichen Restriktionen sind wenn auch nicht in Gänze, so doch signifikant ausschöpfbar, sofern intelligente Nutzungskombinationen (z. B. im Bereich von Landwirtschaft und PV-Freiflächen) im Wege der Einzelfallprüfung umgesetzt werden.

Wenngleich weitere Flächenbedarfe für die Transformation des Stromsystems sowohl quantitativ als auch qualitativ eine eher untergeordnete Rolle spielen dürften, soll auf die Tatsache hingewiesen werden, dass in den o. g. Analysen nur der Flächenbedarf für die regenerativen Erzeugungstechnologien Onshore-Windkraftwerke und PV-Freiflächenanlagen betrachtet wurde. Noch nicht berücksichtigt sind die Flächeninanspruchnahmen durch den weiteren Bedarf an Netzinfrastrukturen.

Zu berücksichtigen ist schließlich aber auch, dass die (insgesamt) naturverträgliche Flächeninanspruchnahme durch die ganze Bandbreite der Nutzungen in Deutschland auch immer im Kontext eines möglicherweise unter den Möglichkeiten bleibenden Klimaschutzes betrachtet werden muss. Die resultierenden Konflikte um Flächennutzungen bedürfen der gesellschaftlichen und politischen Verständigung.

6.3 Bestimmung der regionalisierten Stromerzeugung

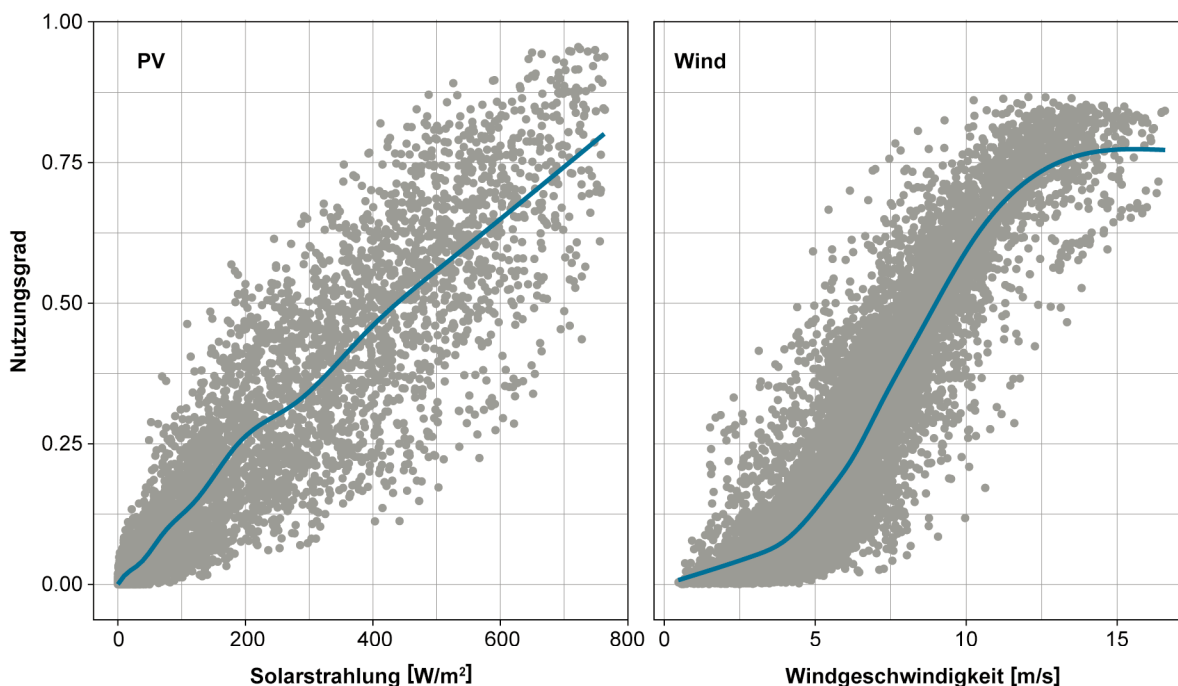
6.3.1 Vorbemerkungen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien je Landkreis baut auf der Verteilung der Erzeugungsanlagen je Landkreis auf. Mit den von der NASA bereitgestellten Analysedaten zu Solarstrahlung und Windgeschwindigkeiten (<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/merra-2/>) wird das stündliche Primärenergieangebot je Landkreis bestimmt. Mithilfe von Leistungskennlinien wird dem Anlagenbestand je Landkreis und Technologie eine Funktion zugewiesen, die bestimmt, welche stündliche Kapazitätsauslastung mit dem in der einzelnen Stunde vorherrschenden Primärenergieangebot erzielt werden kann (sogenannte Nutzungsgrade). Durch Multiplikation der stündlichen Nutzungsgrade mit der installierten Leistung pro Stunde und Landkreis werden die Einspeiszeitreihen für die einzelnen Technologien berechnet.

6.3.2 Leistungskennlinien

Die Berechnung der stündlichen Stromeinspeisung aus landkreisscharfen Daten erfolgt mittels Schätzung aus anlagenparkscharfen Leistungskennlinien.

Abbildung 6-3: Geschätzte Leistungskennlinien von PV- und Windkraftanlagen
Quelle: Prognos



Empirische Einspeisezeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber werden den korrespondierenden Wetterdaten zugeordnet, um daraus die Leistungskennlinie des Anlagenparks zu erheben.²¹

Zeitlich und räumlich werden die Leistungskennlinien so angepasst, dass sie den jeweiligen Technologieentwicklungen und -unterschieden Rechnung tragen. Die jährlichen Veröffentlichungen der BNetzA zum EEG (BNetzA 2017) werden ausgewertet, um Kennlinien zu regionalisieren und auf historische Daten zu kalibrieren. Durch technische Entwicklungen wird eine Steigerung der Volllaststunden erwartet, die in den generierten Zeitreihen der Szenarien berücksichtigt werden. Auch hier werden konservative Entwicklungen angenommen.

Tabelle 6-3:

Entwicklung der Jahresauslastungen einzelner Technologien

Quelle: Prognos

	2015	2030	2050
	h/a		
Gebäudeintegrierte PV	880	880	880
Freiflächen-PV	1.000	1.015	1.050
Onshore-Windkraft	1.650	2.050	2.200
Offshore-Windkraft	2.500	4.040	4.250
Laufwasserkraft	6.930	6.690	6.690

Tabelle 6-3 zeigt die zentralen Annahmen zur Entwicklung der Volllaststunden des gesamten Anlagenparks je Technologie in Deutschland auf. Starke Zuwächse sind insbesondere in der Windkraft zu erwarten. Die Volllaststunden der Offshore-Windkraft liegen momentan durch Parkausfälle und Abregelung stark unter dem realisierbaren Potenzial.

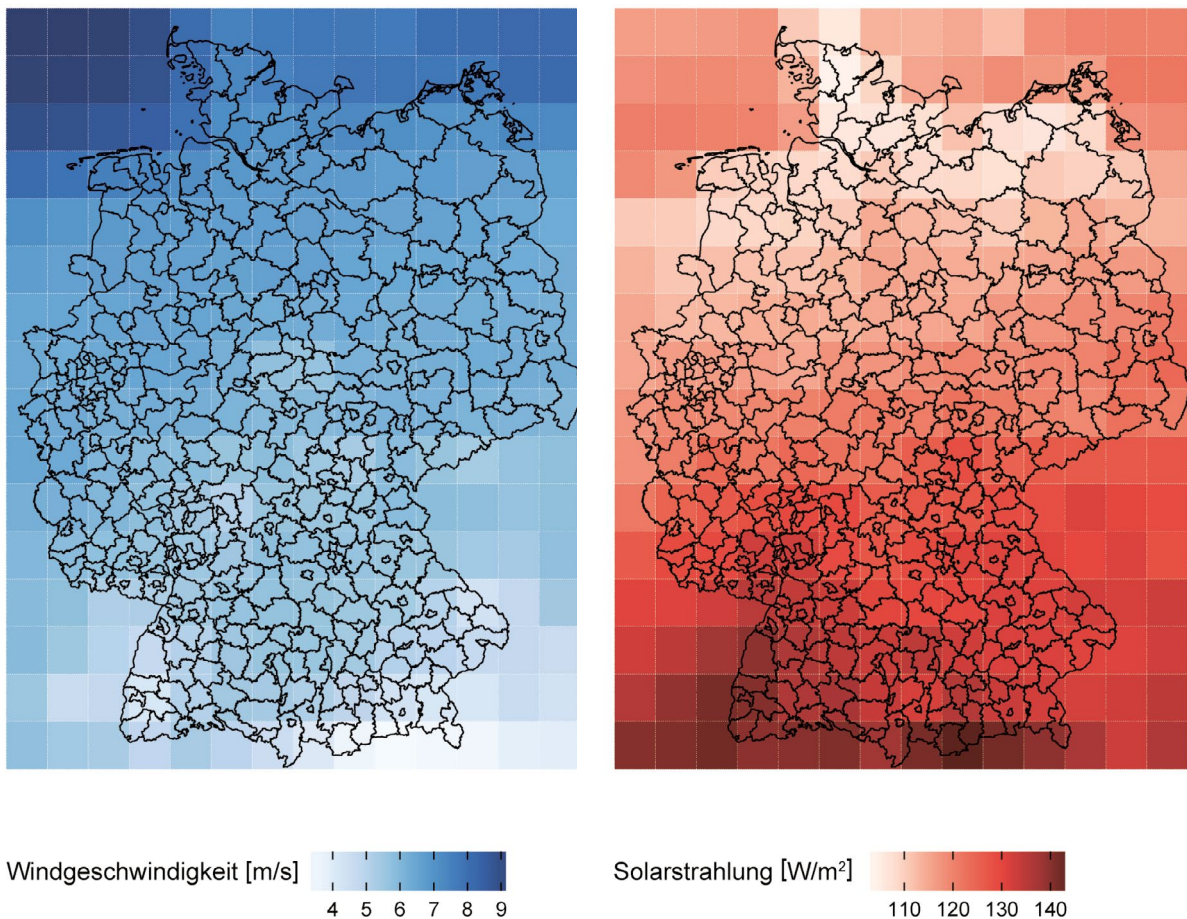
²¹ Eine alternative Methode zur Abschätzung der stündlichen Stromeinspeisung ist die Berechnung mittels der von den Anlagenbauern vorgegebenen Leistungskennlinien. Die Leistungskennlinien geben allerdings den Anlagenbetrieb unter Idealbedingungen wieder und bilden Effekte wie gegenseitige Abschattung oder die lokalen Windbedingungen nicht mit ab.

6.3.3 Wetterdaten

Für die Bestimmung des Primärenergiedargebots wurde der von der NASA bereitgestellte Datensatz „*Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications*“ (MERRA) verwendet (<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/merra-2/>). Der MERRA-Datensatz enthält Angaben zu Windgeschwindigkeiten auf 50 m Höhe, der Bodenbeschaffenheit und der Solarstrahlung. Die Auflösung beträgt etwa 50×50 km und konnte auf die Landkreisebene übertragen werden.

Abbildung 6-4: Rasterdaten zu Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung

Quelle: Prognos. eigene Darstellung der MERRA-Daten der NASA



Mittelwerte stündlicher Werte zu Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung auf 50 m Höhe von 2012

6.3.4 Stromerzeugung

Abschließend wird die stündliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien pro Landkreis berechnet. Abbildung 6-5 zeigt das Ergebnis der Regionalisierung der Stromerzeugung. Hier sind die Zeitreihen der stündlichen Stromerzeugung zu jährlichen Erzeugungsmengen je Landkreis aggregiert, so dass aus der Abbildung die räumliche Verteilung der Jahreserzeugung hervorgeht. Aus Gründen einer übersichtlicheren Darstellung sind die erzeugten Strommengen der Windenergie auf See nicht mit dargestellt.²²

Für das Szenario *Fokus Solar* zeigt sich, dass trotz eines schwächeren Windkraftausbaus im Norden und eines stärkeren Ausbaus von PV im Süden und entlang des Rheintals die Jahreserzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dominant im Nordosten Deutschlands auftritt (Abbildung 6-5 und Tabelle A-5 im Anhang 2). Dennoch ist im Szenario *Fokus Solar* die Verteilung ausgeglichener. Dieser Effekt wird zum einen dadurch erzielt, dass gebäudeintegrierte PV in Städten und somit in den hauptsächlichen Verbrauchszentren verortet wurde. Zum anderen erfolgt im Szenario *Fokus Solar* ein stärkerer Ausbau von Freiflächen-PV in Bayern und Baden-Württemberg.

Für das Szenario *Energiewende-Referenz* lässt sich festhalten, dass im Jahr 2050 die Stromerzeugung über alle vier im Rahmen dieser Studie betrachteten regenerativen Technologien zu 32 % auf Niedersachsen und zu 14 % auf Schleswig-Holstein – und damit auf zwei Wind-offshore-Regionen – entfällt. Die Stromerzeugung in den anderen Bundesländern liegt jeweils unter 10 % der bundesweiten Gesamtmenge. Aber auch ohne Berücksichtigung des Offshore-Stroms entfallen auf Niedersachsen 18 %, auf Brandenburg 12 % und auf Schleswig-Holstein 11 % der Gesamtmenge der regenerativen Stromerzeugung, gefolgt von Nordrhein-Westfalen und Bayern (jeweils 10 %). Besonders der Ausbau der Offshore-Technologie bewirkt eine weitere Verlagerung der Stromerzeugung in Richtung Norden: Während der Anteil der Stromerzeugung technologieübergreifend für Schleswig-Holstein und Niedersachsen gegenüber heute ansteigt, fallen die Anteile für Bayern und Thüringen bzw. bleiben konstant für Baden-Württemberg. Ohne den offshore erzeugten Strom ist diese Tendenz weniger ausgeprägt, wirkt jedoch strukturell aufgrund der überwiegenden Konzentration der Windenergie an Land in windreichen Regionen im Norden fort.

²² In den Landkreisen, in denen die Offshore-Seekabel an das Netz angebunden werden, ist das jährliche Stromaufkommen so hoch, dass die Verteilung in den restlichen Landkreisen nicht mehr zu erkennen wäre. Die Mengen sind darüber hinaus in beiden Szenarien identisch.

Abbildung 6-5: Jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien pro Landkreis

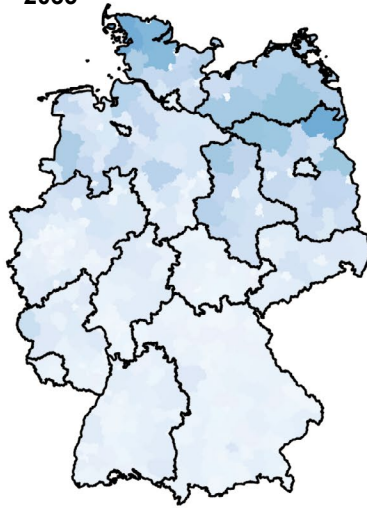
Quelle: Prognos

Szenario Energiewende-Referenz

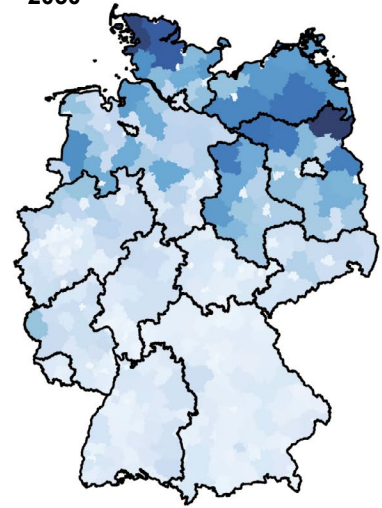
2015



2035



2050

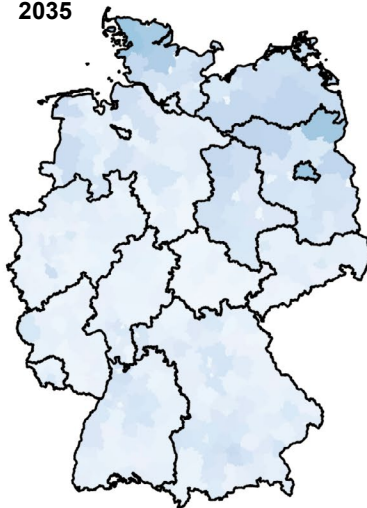


Szenario Fokus Solar

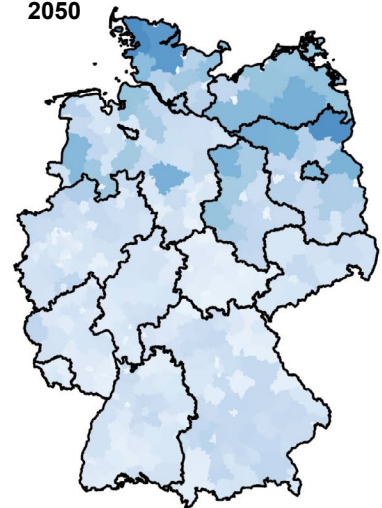
2015



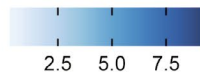
2035



2050



Stromerzeugung [TWh]



Auch im Szenario *Fokus Solar* entfallen die größten Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung der vier betrachteten Technologien im Jahr 2050 auf Niedersachsen (28 %). Hier folgt allerdings Bayern mit einem Anteil von 16 %. Auf Schleswig-Holstein entfällt ein Anteil von 12 %. Ohne den offshore erzeugten Strom entfallen 22 % des mit PV- und Windkraftanlagen erzeugten Stroms auf Bayern, 13 % auf Niedersachsen und 12 % auf Nordrhein-Westfalen. In Bezug auf den an Land und auf Dachflächen erzeugten Strom ist gegenüber heute eine Verlagerung in Richtung Süden bzw. (aufgrund der starken Besiedelung) Westen zu beobachten: Der Anteil Bayerns steigt von 16 % im Jahr 2015 auf 22 % im Jahr 2050, der von Baden-Württemberg von 8 % auf 9 % und der von Nordrhein-Westfalen von 9 % auf 12 %. Für Niedersachsen hingegen fällt der länderspezifische Anteil an der regenerativen Stromerzeugung von 15 % im Jahr 2015 auf 13 % im Jahr 2050.²³ Im Fazit ist die erzielte Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung im Szenario *Fokus Solar* insgesamt ausgeglichener, wenngleich durch die starke regionale Fokussierung des offshore erzeugten Stroms der größte Anteil auf Ebene der Bundesländer weiterhin im Norden verortet ist.

23 In Abbildung 6-5 ist diese Tendenz nicht eindeutig zu erkennen: In Bayern verteilt sich die Stromerzeugung auf deutlich mehr Landkreise als beispielsweise in Mecklenburg-Vorpommern.

7

Strommarkt- und Netz-Modellierung

7.1 Einleitung und methodisches Vorgehen

Die Markt- und Netzmodellierung basieren auf einem mehrstufigen methodischen Ansatz.

Er bildet erstens die Besonderheiten von PV-intensiven und durch erhebliche Anteile von Eigenverbrauchsmodellen charakterisierten Entwicklungen ab. Zweitens ermöglicht er es, die Resultate für die Erzeuger, Nachfrager und Flexibilitätsanbieter zu berechnen, die im über den Großhandelsmarkt zentral koordinierten Marktsegment verbleiben. Drittens gestattet es der Ansatz, die Konsequenzen des Marktergebnisses für den Ausbau des Übertragungsnetzes zu ermitteln:

Phase 1: Preprocessing mit PV-Eigenverbrauchsoptimierung und regionale Auflösung der Erzeugungs- und Nachfragestrukturen

Phase 2: Strommarktmodellierung mit dem PowerFlex-Modell zur Ermittlung des zentral koordinierten Marktergebnisses (ohne inländische Netzrestriktionen)

Phase 3: Regionalisierung des Marktergebnisses (für 400 Knoten)

Phase 4: Lastflusssimulation mit Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Phase 5: Ergebnisaufbereitung und -auswertung

Abbildung 7-1:

Ablauf der Modellierung

Quelle: Öko-Institut



Die Abbildung 7-1 zeigt den Ablauf dieser Bearbeitungsphasen und die entsprechenden (Zwischen-)Ergebnisse im Überblick.

7.2 PV-Eigenverbrauchsoptimierung

7.2.1 Vorbemerkungen

Die beiden untersuchten Szenarien sind vor allem durch die Variation der technologiespezifischen Zusammensetzung des zukünftigen Stromerzeugungsmixes aus erneuerbaren Energien gekennzeichnet.

Hintergrund dieser Variation ist die Fragestellung, inwiefern eine Fokussierung auf die Stromerzeugung aus PV-Anlagen, deren unmittelbare und mittelbare Auswirkungen auf Umwelt und Mensch als weniger konfliktär wahrgenommen werden, dienlich für das Gesamtsystem ist, wobei auch die Konsequenzen für den Netzausbaubedarf berücksichtigt werden sollen. Die konzeptionellen Ausprägungen (Storylines) und die Mengenrüste der beiden untersuchten Szenarien sind mit Blick auf diese Fragestellung illustrativer Natur und sollen eine quantitative Bewertung der unterschiedlichen Entwicklungen ermöglichen.

Eine besondere Rolle kommt dabei der Einsatzphilosophie der PV-Stromerzeugung zu. Die Einspeisekurve aus PV-Anlagen hat eine tagesspezifische Charakteristik mit einer exklusiven Stromerzeugung in den Stunden mit Sonneneinstrahlung und einem Erzeugungsmaximum zur Mittagszeit. Bei steigenden Erzeugungsanteilen von PV-Anlagen gewinnt der Bedarf an Speichern zur Angleichung von Erzeugungs- und Verbrauchsmustern an Bedeutung.

Auf dem Markt ist aktuell eine Steigerung des Anteils Speicher zu erkennen, die vor allem für Eigenverbrauchsmodelle in unterschiedlichen Gebäudetypen und Einsatzfällen konzipiert sind; verschiedene Förderprogramme stützen diesen Trend. Aufgrund dieser Entwicklungen wurde in beiden Szenarien die Möglichkeit vorgesehen, einen Teil der Haushaltsnachfrage vor Ort durch ein Eigenverbrauchssystem zu decken, in dem eine PV-Aufdachanlage mit einem auf die Haushaltsnachfrage dimensionierten Batteriespeicher kombiniert ist.

Die Einbeziehung von PV-Eigenverbrauch stellt eine Abweichung von der kostenminimierenden Perspektive der Strommarktmodellierung auf zentraler Ebene dar. Ziel der vorgelagerten Optimierung ist dabei nicht, eine kostenoptimale Lösung für das Gesamtsystem zu erhalten, sondern die Realität eines durch unterschiedliche Rahmenbedingungen induzierten Entwicklungspfades abzubilden, in dem die Deckung der Haushaltsnachfrage durch die eigene Stromerzeugung maximiert wird. Statt den in einem bestimmten Zeitfenster nicht selbst benötigten Strom anderen Verbrauchern – auch in anderen Regionen – zur Verfügung zu stellen,

wird dieser also vorzugsweise eingespeichert, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt selbst zu verbrauchen. Die damit entstehenden höheren Speicherverluste werden in Kauf genommen. Durch die vorgelagerte Eigenverbrauchsoptimierung ist also zu erwarten, dass das Übertragungsnetz tendenziell weniger genutzt wird und dass der Netzausbaubedarf hierdurch geringer ausfällt. Gleichzeitig ist wegen der Speicherverluste insgesamt ein tendenziell höherer Stromerzeugungsbedarf zu erwarten.

7.2.2 Parametrierung der PV-Eigenverbrauchsanlagen

Für die Modellierungen wird davon ausgegangen, dass erstens ein Anteil des PV-Zubaus auf Hausdächern zukünftig mit Speichern für die Eigenverbrauchsoptimierung ausgestattet wird und dass zweitens ein Anteil der PV-Anlagen, die nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung herausfallen, für fünf Jahre weiterbetrieben und dafür mit einem Speicher ausgestattet wird.

Im Szenario *Energiewende-Referenz* wird für beide Fälle ein Anteil von 10 % angenommen, der von 2020 bis 2050 konstant bleibt.

Im Szenario *Fokus Solar* wird für den Weiterbetrieb der aufgerüsteten Altanlagen ebenfalls ein zeitlich konstanter Anteil in Höhe von 10 % angenommen. Bei der Ausstattung von PV-Neuanlagen mit einem Speicher wird ein höherer Anteil unterstellt. Für 2020 wird so davon ausgegangen, dass der Anteil der PV-Speicher-Kombinationen am Zubau 20 % beträgt und sich bis 2025 auf 30 % erhöht. Dieser Anteil wird dann bis zum Jahr 2050 als konstant angenommen.

Für das Szenario *Energiewende-Referenz* bedeutet das, dass sich die Zahl der PV-Eigenverbrauchslösungen zwischen 2020 und 2050 von 0,5 Mio. auf 12,5 Mio. erhöht. Im Szenario *Fokus Solar* erhöht sich die Zahl der Speicher zwischen 2020 und 2050 von ebenfalls 0,5 Mio. auf insgesamt 25,3 Mio. Eigenverbrauchssysteme. Die Entwicklung der Speicher im Zeitverlauf 2020–2050 ist in Tabelle 7-1 dargestellt.

Tabelle 7-1:

PV Eigenverbrauch: Parametrierung der Szenarien

Quelle: Öko-Institut

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Energiewende-Referenz								
Anzahl Speicher	1.000	464	1.739	3.577	6.726	8.685	10.875	12.467
Speicherleistung PV-Batterien	GW	1,7	6,5	13,4	25,2	32,6	40,8	46,8
Speicherkapazität	GWh	3	13	27	50	65	82	94
PV-Eigenverbrauchsstrom	TWh	2,3	8,7	17,9	33,6	43,4	54,4	62,3
Gesamte regenerative Stromerzeugung	TWh	257	338	411	476	552	650	804
Anteil PV-EV an EE-Stromerzeugung	%	1 %	3 %	4 %	7 %	8 %	8 %	8 %
Fokus Solar								
Anzahl Speicher	1.000	508	1.910	5.303	10.366	14.330	19.123	25.292
Speicherleistung PV-Batterien	GW	1,9	7,2	19,9	38,9	53,7	71,7	94,8
Speicherkapazität	GWh	4	14	40	78	107	143	190
PV-Eigenverbrauchsstrom	TWh	2,5	9,5	26,5	51,8	71,7	95,6	126,5
Gesamte regenerative Stromerzeugung	TWh	257	338	412	479	552	650	805
Anteil PV-EV an EE-Stromerzeugung	%	1 %	3 %	6 %	11 %	13 %	15 %	16 %

Mit den Speichern entstehen zusätzliche Flexibilitätsoptionen zur Lastglättung, die einerseits als Speicherleistung (gemessen in GW) und andererseits als Speicherkapazität (gemessen in TWh) eingeordnet werden können.

Eine durchschnittliche jährliche Stromnachfrage eines 4-Personen-Haushalts im Einfamilienhaus beträgt 5 MWh. Um diese mit einer eigenen PV-Anlage bilanziell zu decken, wird eine solche Anlage mit 5 kW dimensioniert. Der dazugehörige Speicher wird mit einer Einspeicherungsleistung in Höhe von 3,75 kW und einer zugehörigen Speicherkapazität in Höhe von 7,5 kWh angenommen, um ausreichend Strom für die Nacht bereitzuhalten. Inverter besitzen derzeit einen Wirkungsgrad in Höhe von 96 %, der Speicher selbst hat eine Effizienz in Höhe von 92 %. Die Entladetiefe des Speichers beträgt 90 %.

Diese Annahmen wurden in Analogie zum genehmigten Szenariorahmen des NEP Strom 2030, Version 2017 getroffen (BNetzA 2016). Sie sind insofern konservativ, als dass kein wesentlicher technologischer Fortschritt zwischen 2020 und 2050 angenommen wird.

Ebenfalls aus Tabelle 7-1 ableitbar ist der hieraus resultierende Anteil der PV-Stromerzeugung, die an den PV-Eigenverbrauchsspeichern anliegt, an der gesamten regenerativen Stromerzeugung, bevor der verbleibende Rest in die Marktmodellierung eingeht. Im Szenario *Energiewende-Referenz* steigt der Anteil von 1 % (2020) auf 8 % (2050), im Szenario *Fokus Solar* erhöht er sich aufgrund der höheren Zubau-Dynamik von Speichern und aufgrund der höheren PV-Kapazität von 1 % (2020) auf 16 % (2050).

7.2.3 Modellierung des PV-Eigenverbrauchs

Für die Modellierung des PV-Eigenverbrauchs werden die regionalen PV-Profile und die regionalen Nachfragekurven der mit Speicher ausgestatteten PV-Anlagen und der zugehörigen Haushalte betrachtet. Zum Zwecke der Minimierung des Strombezugs aus dem Netz wird der erzeugte PV-Strom nach Möglichkeit sofort verbraucht. Ist dies nicht möglich, kann der Strom im Umfang der vorhandenen Speicherkapazität zwischengespeichert oder in das Stromnetz eingespeist werden. Die Speichernutzung ist vorteilhaft, da dadurch der zukünftige Strombezug aus dem Netz vermieden werden kann. Diese Zielgröße wird im Optimierungsprozess minimiert.

7.2.4 Ergebnisse der PV-Eigenverbrauchsmodellierung

Da die Parametrierung der PV-Speicher konstant gehalten wird und auch konstante Annahmen zu den typischen Haushalts-Charakteristika getroffen werden, ist der Anteil der auf ein Eigenverbrauchssystem ausgerichteten Haushaltsnachfrage, die durch die PV-Stromerzeugung gedeckt werden kann, ein über alle Szenarien hinweg konstanter Wert: 67% der auf PV-Speicher ausgerichteten Haushaltsnachfrage können durch die PV-Stromerzeugung gedeckt werden, 22 % dieser Haushaltsnachfrage aufgrund des Zugriffs auf den Batteriespeicher.

Szenarioabhängig und zwischen den Szenariosets variierend sind die absoluten Werte. Im Szenario *Fokus Solar* im Jahr 2050 werden 126 der insgesamt 292 TWh durch Aufdachanlagen erzeugt, die mit einem Speicher ausgestattet sind („PV-EV-Stromerzeugung“). Mit 58 TWh kann knapp die Hälfte der PV-EV-Stromerzeugung direkt verbraucht werden.

Abbildung 7-2 veranschaulicht die Ergebnisse der weiteren PV-Eigenverbrauchsoptimierung am Beispiel des Szenarios *Fokus Solar* im Jahr 2050. Als gelbe Fläche hervorgehoben ist das absteigend geordnete

Residual des verbleibenden PV-Angebotes, also die Differenz aus stündlicher Nachfrage und stündlicher Erzeugung. Der Wert ist positiv, wenn die PV-Stromerzeugung die Haushaltsnachfrage übersteigt, und negativ, wenn die PV-Stromerzeugung der aktuellen Stunde nicht ausreicht, um die Haushaltsnachfrage zu decken. Letzteres ist in 70 % der Stunden des Jahres der Fall. Die sichtbare gelbe Fläche im positiven Bereich stellt den Teil der PV-Stromerzeugung dar, der in dem Speicher zwischengespeichert werden kann (30,9 TWh). Der eingespeicherte Strom wird dann genutzt, um die bisher ungedeckte Haushaltsnachfrage zu decken. Dies ist im Szenario *Fokus Solar* in einem Umfang von 27,3 TWh möglich. Mit Ausnahme der Speicherverluste entsprechen sich also die sichtbare positive und die negative gelbe Fläche.

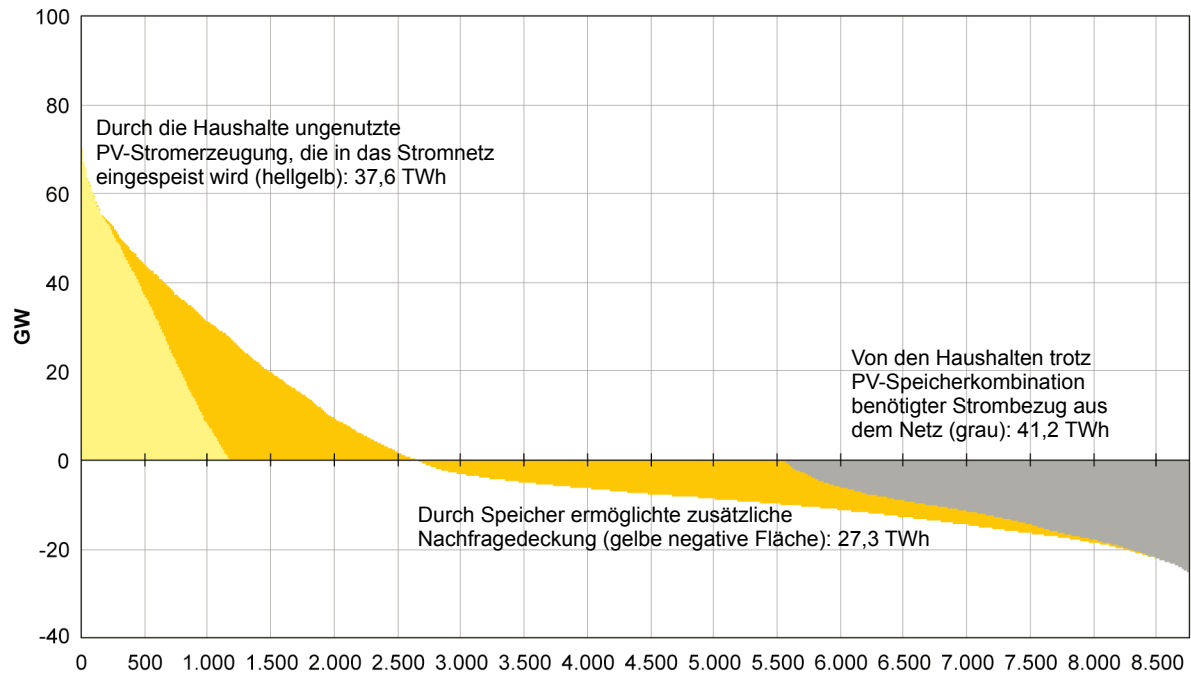
Die hellgelbe Fläche stellt den Teil der PV-Stromerzeugung dar, der weiterhin in das Stromnetz eingespeist wird (37,6 TWh). Damit beträgt die Stromerzeugung aus PV-Anlagen, die in diesem Szenario in der Marktmodellierung berücksichtigt wird, nur noch 204 TWh anstelle der 292 TWh, die ohne die o. g. vorgelagerte PV-Eigenverbrauchsoptimierung im zentral koordinierten Markt angefallen wäre.

Auf der anderen Seite sind 85 TWh der deutschen Stromnachfrage durch die vorgelagerte PV-Eigenverbrauchsoptimierung bereits gedeckt und für die Marktmodellierung nicht mehr relevant. Über die vorgelagerte PV-Eigenverbrauchsoptimierung findet folglich eine durchschnittliche Reduzierung der im zentralen Markt zu deckenden Haushaltsnachfrage (ursprünglich 138 TWh) in einem Umfang von 61,6 % statt.

Um die an den Batteriespeichern anliegende Nachfrage vollständig zu decken, hätten 41,2 TWh aus dem Netz bezogen werden müssen. Diese ungedeckte Nachfrage ist in Abbildung 7-2 als graue Fläche dargestellt.

Abbildung 7-2: Beitrag des Speichers zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung im Szenario Fokus Solar 2050

Quelle: Öko-Institut



- Jahresdauerlinie (JDL) des Residualangebots an PV-Einspeisung
- JDL des Strombezugs aus dem Stromnetz
- JDL der überschüssigen PV-Stromerzeugung

7.2.5 Zwischenfazit

Durch die PV-Eigenverbrauchsoptimierung entsteht der Effekt, dass sich Nachfrage und EE-Angebot bereits zu einem deutlich höheren Anteil ohne Nutzung des Übertragungsnetzes ausgleichen, als dies ohne die vorgelagerte PV-Eigenverbrauchsoptimierung der Fall gewesen wäre. Um zu untersuchen, inwiefern die zwischengespeicherten und lokal genutzten 30 TWh eine Entlastung des Höchstspannungsnetzes durch die PV-Eigenverbrauchsoptimierung darstellen, wurde für das Szenario *Fokus Solar* zusätzlich eine Sensitivitätsrechnung für das Jahr 2050 durchgeführt, in der die Auswirkungen der Implementierung von PV-Eigenverbrauchsanlagen auf den Netzausbaubedarf untersucht wurden (vgl. Kapitel 7.4.7.7).

7.3 Ergebnisse der Gesamtmarkt-Modellierung

7.3.1 Stromaufkommen

Die folgenden Abbildungen zeigen das Stromaufkommen in den beiden Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar*. Um das verbleibende Emissionsbudget von maximal 4 Gt CO₂-Emissionen für den Stromsektor einzuhalten, werden ab 2019 all jene Kohlekraftwerke abgeschaltet, die länger als 30 Jahre in Betrieb waren. Zusätzlich werden Kohlekraftwerke ab dem 21. Betriebsjahr in den CO₂-optimierten Betrieb überführt, wie in Abschnitt 4.1 dargestellt. Dies führt in beiden Szenarien zu einer deutlichen Reduzierung der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ab dem Jahr 2019. Gleichzeitig kommt es zu einem vorübergehenden Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken. Ende 2035 wird die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken vollständig beendet, so dass ab dem modellierten Stützjahr 2040 nur noch erneuerbare Energien, Erdgas und andere fossile Brennstoffe wie Sondergase und fossiler Abfall zum Einsatz kommen. Die Stromerzeugung aus Kernenergie läuft entsprechend der aktuellen Gesetzeslage bis spätestens Ende 2022 aus.

Beim Stromaustauschsaldo mit den Nachbarländern bleibt es in den meisten Szenariojahren bei einem Netto-Export aus Deutschland. Ausnahmen sind die Jahre 2020 und 2040 mit niedrigen Netto-Importen von maximal 5 TWh (2020) und 17 TWh im Jahr 2040. Im Jahr 2020 stellen sich niedrige Netto-Importe ein, weil Kraftwerke in den europäischen Nachbarländern durch das Abschalten der alten Kohlekraftwerke in Deutschland in der europäischen Merit Order häufiger zum Zuge kommen. In der überwiegenden Anzahl der Stunden finden Netto-Importe statt, obwohl in Deutschland noch Kraftwerksleistung zur Verfügung steht. Es handelt sich damit um primär marktgetriebene Netto-Importe. Im Jahr 2040 führt ein starker Anstieg der Stromnachfrage in Deutschland durch die zunehmende Sektorkopplung zu Netto-Importen, bis in den Folgejahren der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien diesen Anstieg wieder ausgleicht und dann sogar überkompensiert.

Definitionsgemäß steigt der Anteil erneuerbarer Energien in beiden Szenarien schnell an, so dass im Jahr 2030 erneuerbare Energien bereits mehr als 80 % des Netto-Stromaufkommens ausmachen. Für den Zeitraum nach 2030 setzt sich der schnelle Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fort, vollzieht sich dann jedoch auch im Kontext eines dann deutlich steigenden Stromverbrauchs (vgl. Kap. 4.3).

Im Szenario *Energiewende-Referenz* stellt Windenergie an Land den mit Abstand größten Teil der Stromerzeugung bereit. Im Szenario

Abbildung 7-3:

Stromaufkommen für Deutschland

Szenario *Energiewende-Referenz*, 2015–2050 Quelle: Öko-Institut

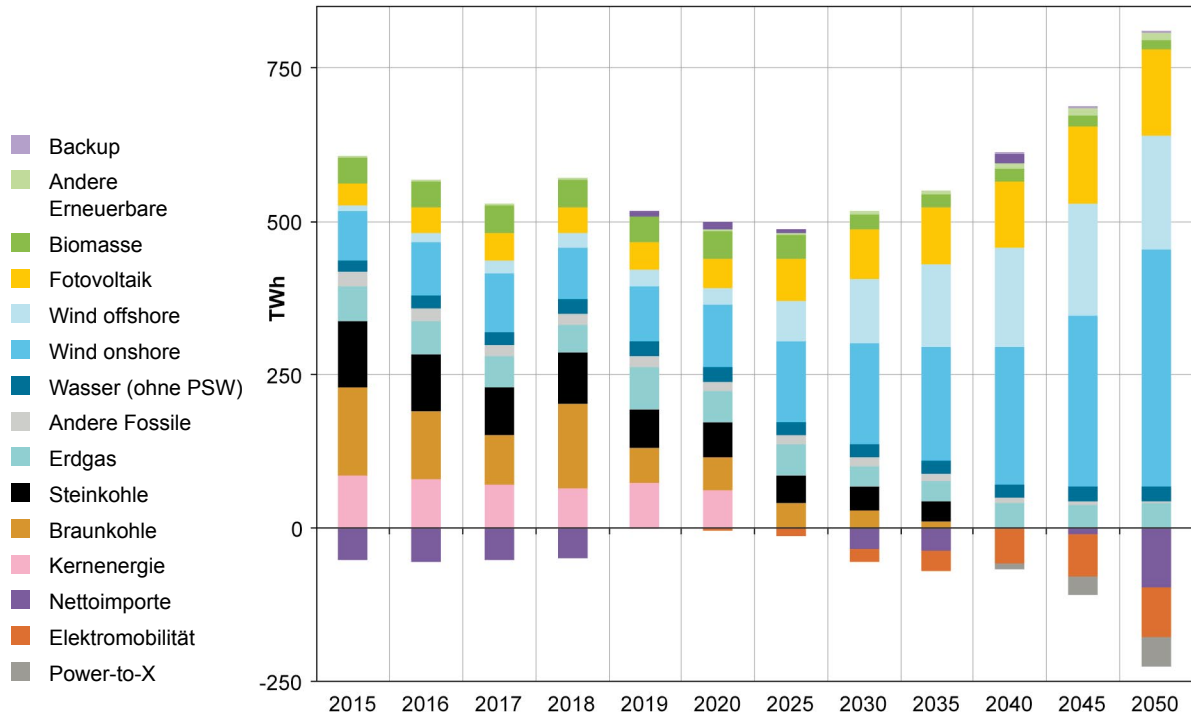


Abbildung 7-4:

Stromaufkommen für Deutschland

Szenario *Fokus Solar*, 2015–2050 Quelle: Öko-Institut

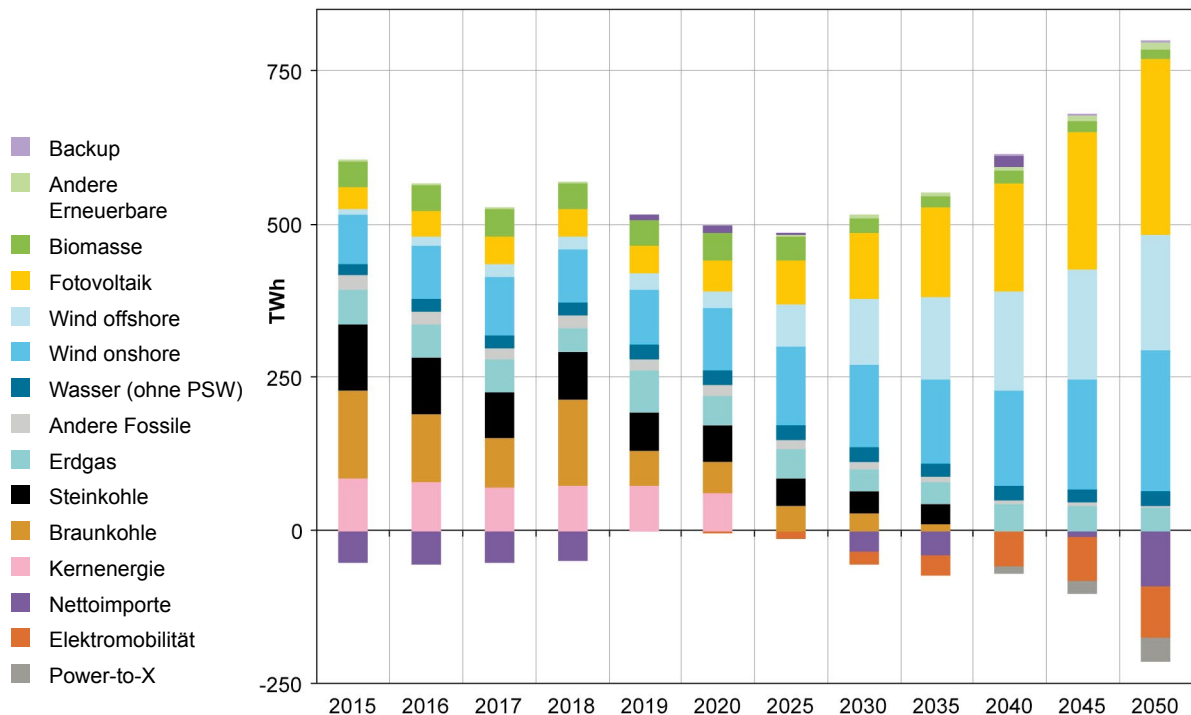
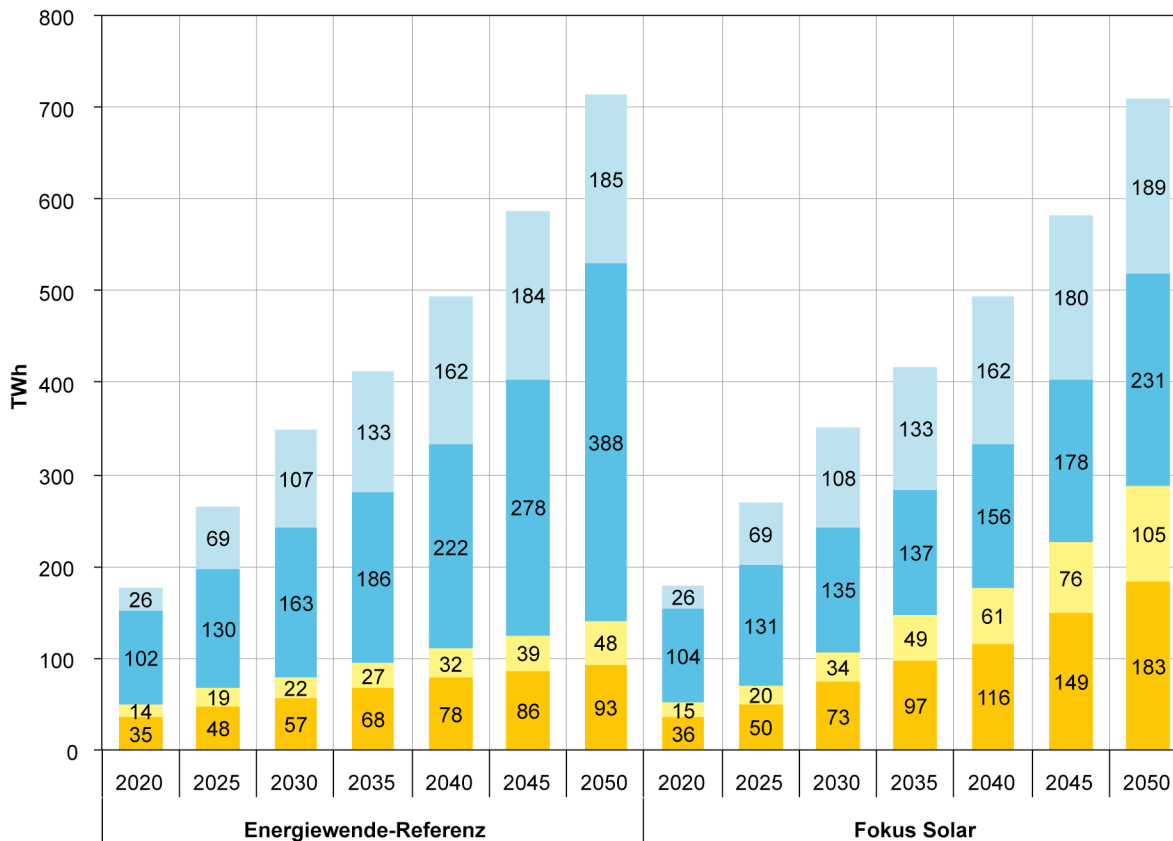


Abbildung 7-5: Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen in Deutschland, 2020–2050

Quelle: Öko-Institut



- Wind offshore
- Wind onshore
- PV (Freifläche)
- PV (Dachfläche)

Fokus Solar dagegen ist ab 2035 die Solarenergie diejenige Technologie mit dem größten Anteil an der Stromerzeugung.

Abbildung 7-5 zeigt die regenerative Stromerzeugung in beiden Szenarien noch einmal im Vergleich und für die Stromerzeugung aus Solarenergie die Aufteilung in Dachflächen- und Freiflächenanlagen. Obwohl die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See in beiden Szenarien gleich ist, ist ihre Stromerzeugung ab 2045 leicht unterschiedlich, da es in beiden Szenarien zu nicht genutzten Überschüssen an erneuerbarem Strom kommt, wie in Tabelle 7-2 dargestellt. In Summe produzieren Windenergie- und Solarenergieanlagen in beiden Szenarien die gleiche Menge Strom.

Die im Modell trotz Flexibilitätsoptionen für die Lastdeckung nicht nutzbaren marktbedingten EE-Einspeisespitzen bewegen sich in den meisten Jahren zwischen null und dem Bereich weniger Terawattstunden (TWh). Einzig im Jahr 2050 betragen die marktbedingt nicht integrierbaren

EE-Einspeisespitzen ca. 30 TWh (*Energiewende-Referenz*) bzw. ca. 40 TWh (*Fokus Solar*). Bezogen auf die hohe Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2050 entspricht dies Anteilen von 4 bzw. 5 %.

Tabelle 7-2: Marktbedingte Überschüsse an erneuerbarem Strom

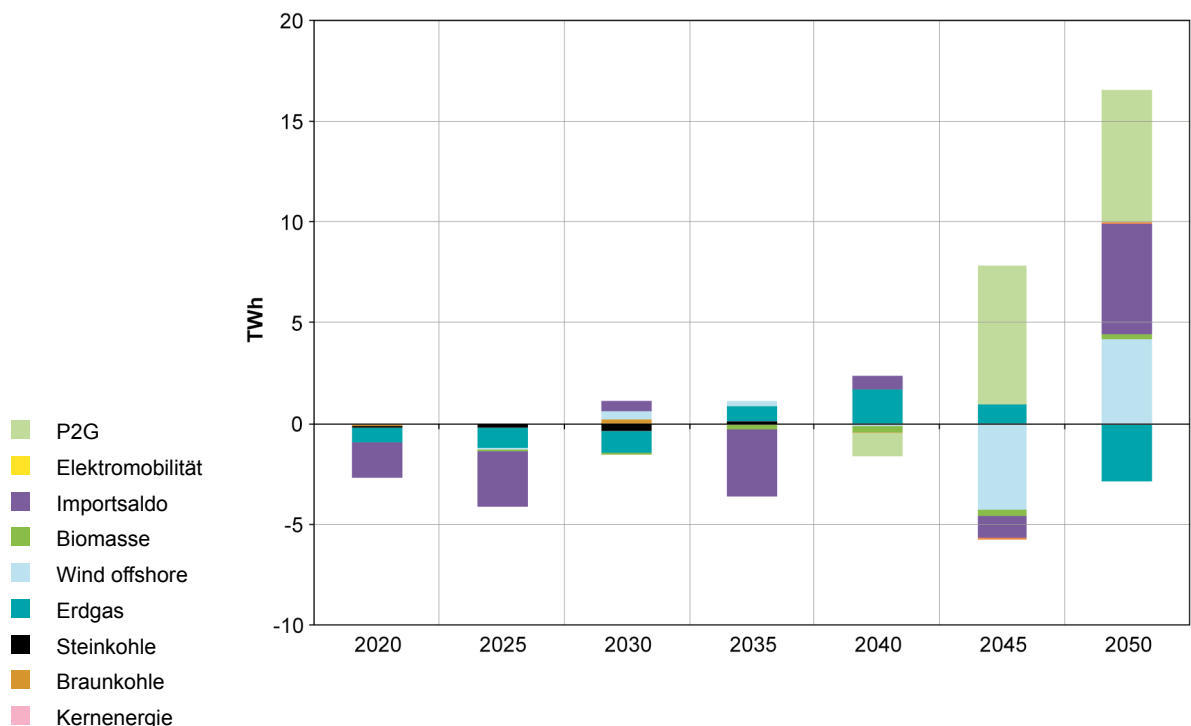
Quelle: Öko-Institut

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	TWh						
Energiewende-Referenz	0	0	1	3	0	5	33
Fokus Solar	0	0	1	3	1	10	39

Die unterschiedlichen Einspeisecharakteristika von Wind- und Solar-energie führen in der Modellierung zu sehr kleinen Verschiebungen bei den anderen Energieträgern, dem Import-Export-Saldo und den flexiblen Verbrauchern. Zu Letzteren zählen insbesondere die Elektromobilität, die mit einem strommarktbasierten, gesteuerten Ladeverhalten im Modell abgebildet wird, und die Anlagen zur Herstellung von stromgenerierten Sekundärenergieträgern (Power-to-X).

Abbildung 7-6: Differenz des Stromaufkommens und der Nachfrage flexibler Verbraucher zwischen Fokus Solar und Energiewende-Referenz (ohne Wind onshore und PV)

Quelle: Öko-Institut



Die Differenzen zwischen den Szenarien sind in Abbildung 7-6 dargestellt. In den Jahren 2045 und 2050 zeigt sich im Szenario *Fokus Solar* ein leicht höherer Stromverbrauch der Anlagen zur Herstellung stromgenerierter Kraftstoffe. Die anderen Parameter unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur um wenige Terawattstunden.

7.3.2 CO₂-Emissionen

Die folgenden Abbildungen zeigen die jährlichen CO₂-Emissionen der fossilen Kraftwerke in beiden Szenarien. Die CO₂-Emissionen sinken von ca. 300–350 Mio. t in den Jahren 2015 bis 2018 auf nur noch gut 170 Mio. t im Jahr 2020, auf ca. 140 Mio. t im Jahr 2025, auf ca. 110 Mio. t im Jahr 2030 und auf ca. 80 Mio. t im Jahr 2035. In den Jahren 2040 bis 2050 liegen die jährlichen CO₂-Emissionen unter 50 Mio. t.

Die Anteile der verschiedenen Brennstoffe an den CO₂-Emissionen verschieben sich im betrachteten Zeitverlauf deutlich. Während zu Beginn die CO₂-Emissionen aus Braun- und Steinkohleverstromung noch ca. 80 % der gesamten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung ausmachen, sinkt der Anteil der Kohleemissionen auf nur noch ca. 60 % in den Jahren 2019 und 2020 und schließlich auf ca. 50 % im Jahr 2035. Ab 2040 sind nur noch fossile CO₂-Emissionen aus Erdgas und den anderen fossilen Brennstoffen (fossiler Abfall, Sondergase) zu verzeichnen.

Die im Diagramm zusätzlich ausgewiesene Zahl gibt die über den gesamten Zeitraum kumulierten CO₂-Emissionen an, ca. 4,1 Gt für beide Szenarien. Dass das CO₂-Budget damit in etwa eingehalten wird, liegt vor allem an der schnellen und deutlichen Minderung der CO₂-Emissionen schon im Jahr 2019 durch die dargestellten Maßnahmen zur beschleunigten Reduzierung der Kohleverstromung.

Mit Blick auf die Emissionsminderungen im Stromsektor ist neben dem aktuell großen Beitrag der Stromerzeugung zu den gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland auch darauf hinzuweisen, dass eine schnelle Dekarbonisierung des Stromsektors auch eine zentrale Voraussetzung für die schnelle Emissionsminderung in den anderen Sektoren (Elektromobilität, Elektrifizierung des Wärmesektors in seinen unterschiedlichen Segmenten) ist.

Abbildung 7-7: CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken im Szenario *Energiewende-Referenz*, 2015–2050

Quelle: Öko-Institut

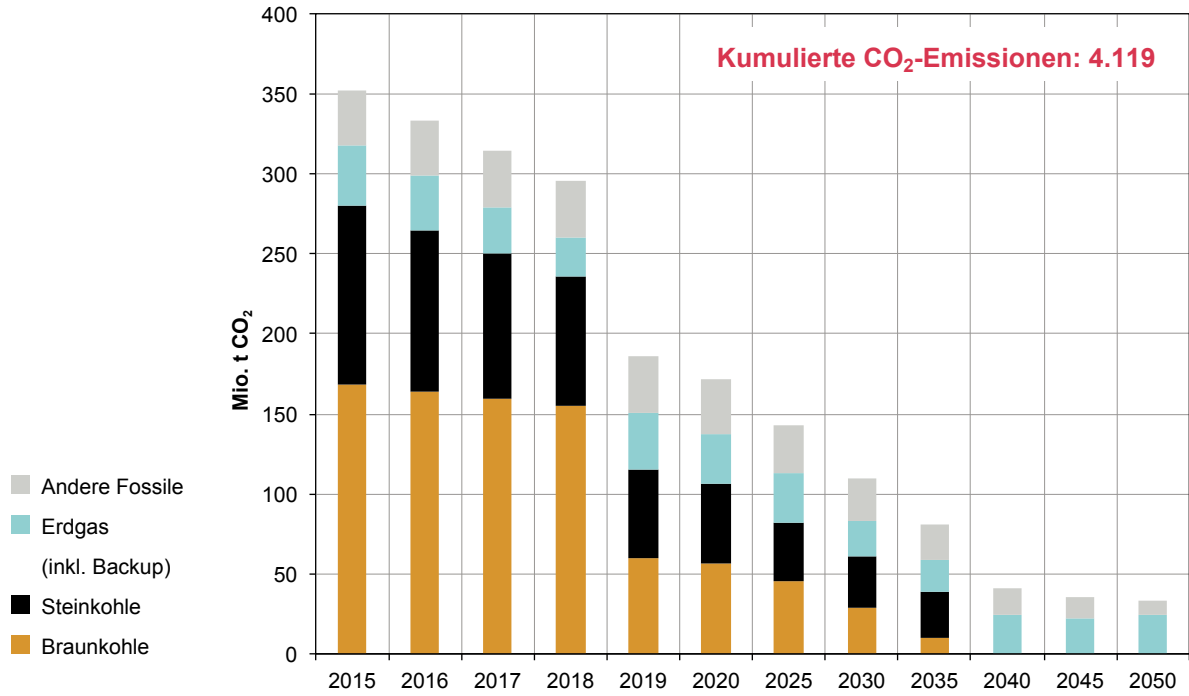
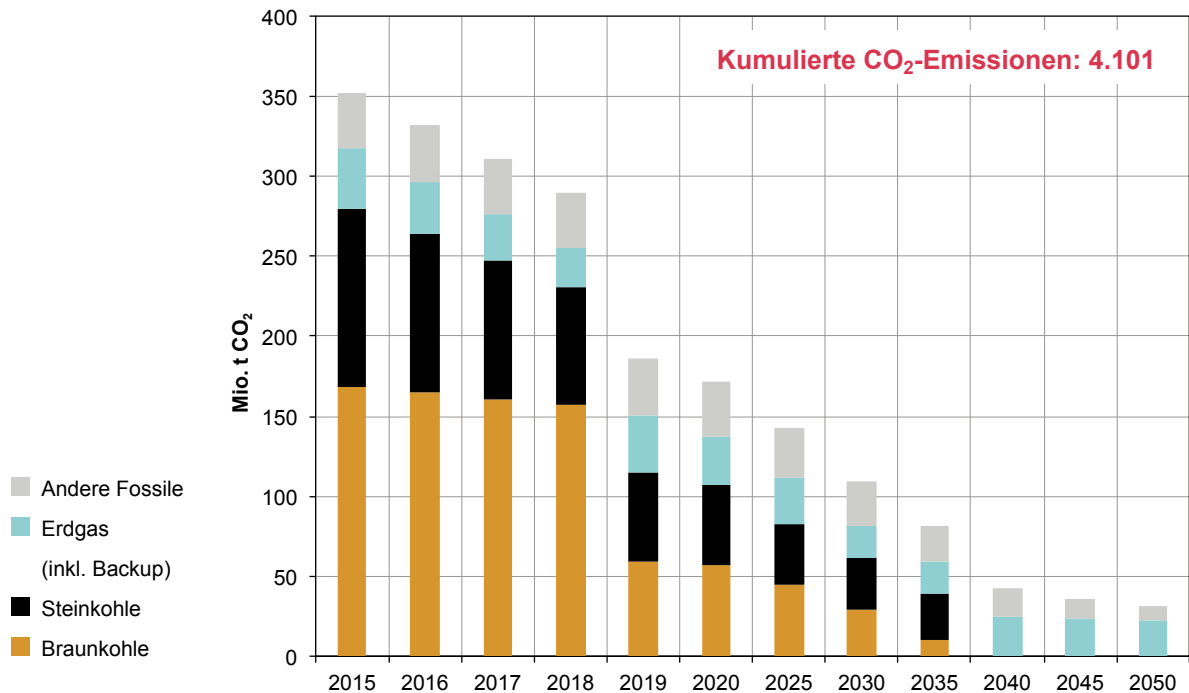


Abbildung 7-8: CO₂-Emissionen aus fossilen Kraftwerken im Szenario *Fokus Solar*, 2015–2050

Quelle: Öko-Institut



7.4 Netzausbauentscheidungen und Infrastrukturkosten

7.4.1 Vorbemerkungen

Der massive Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien kann den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen erforderlich machen. Insbesondere kann die Entscheidung für einen bestimmten Ausbaupfad und Technologiemarkt der erneuerbaren Energien Auswirkungen auf die Netzausbauentscheidungen haben.

Um eine Aussage über den Netzausbaubedarf der verschiedenen Szenarien vornehmen zu können, wurden an die Strommarktmodellierung eine Lastflusssimulation und eine Ex-post-Abschätzung des Netzausbaubedarfes angefügt. Das dafür angewendete Verfahren wird in den folgenden Abschnitten erläutert.

7.4.2 Lastflusssimulation: Vereinfachung der Lastflussgleichung

In einer Lastflusssimulation wird der Leistungsfluss auf den einzelnen Leitungen sowohl für die Wirkleistung als auch die Blindleistung mithilfe der im Anhang 5 dargestellten nichtlinearen Lastflussgleichungen ermittelt. Aus Modellierungssicht ist es erstrebenswert, die Lastflussgleichung so zu vereinfachen, dass zwischen Netto-Knoteneinspeisung und resultierendem Lastfluss ein linearer Zusammenhang besteht und dass der Lastfluss ausreichend genau abgeschätzt werden kann. Die Lastflussgleichung kann mithilfe von drei wesentlichen, in Anhang 5 beschriebenen Annahmen auf einen linearen Zusammenhang reduziert werden. Die Annahmen bewirken, dass keine Leitungsverluste auftreten und dass ausschließlich Wirkleistung übertragen wird. Legitimation erfährt dieses Verfahren u. a. durch eine Untersuchung von Bucksteeg (2012), der eine Lastflusssimulation im deutschen Höchstspannungsnetz nach beiden Verfahren durchgeführt hat und die Differenz als „ausreichend gering“ beurteilt hat.²⁴

24 Unter Einbeziehung der von Purchala aufgestellten Regeln zur Fehlerabschätzung der DC-Lastflusssimulation dürfte der ermittelte Lastfluss auf > 95 % der deutschen Höchstspannungsleitungen maximal 5 % vom korrekt berechneten Lastfluss abweichen (Purchala et al. 2005).

7.4.3 Netztopologie

Der resultierende Lastfluss ist abhängig von der Netztopologie. Die Netztopologie wurde zwischen den Szenarien und Stützjahren nicht variiert. Wie in Kapitel 4.5 beschrieben, wurde als Netz das Zielnetz des 2. Entwurfs des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2025 hinterlegt (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016).

Bei der Lastflusssimulation wird das deutsche Höchstspannungsnetz netzknotenscharf abgebildet. Die hinterlegte Netztopologie setzt sich aus 557 Höchstspannungsknoten, 780 Wechselstrom(AC)-Trassen, 5 Gleichstrom(DC)-Trassen und 35 Auslandsleitungen zusammen. Das der Lastflusssimulation zugrundeliegende Stromnetz ist in Kapitel 4.5, Abbildung 4-7 dargestellt. Die Netztopologie wird als statisches Netz betrachtet.

7.4.4 Netzausbauoptionen

Ziel dieses Projektes ist es nicht, einen detaillierten Netzausbaubedarf festzustellen. Es soll ausschließlich anhand der Netzüberlastungen abgeschätzt werden, in welcher Größenordnung sich der szenarioabhängige Netzausbaubedarf befindet und wie sich dieser Netzausbaubedarf zwischen den zwei Szenarien unterscheidet.

Für die Ex-post-Bewertung des Netzausbaubedarfs wurde aufgrund dessen davon ausgegangen, dass prinzipiell alle existierenden Leitungen des Zielnetzes des NEP B 2025 verstärkt werden können. Nicht berücksichtigt wurde dem entsprechend die Option von Neubautrassen, d. h. von komplett neuen Streckenverläufen.

7.4.5 Regionalisierung der Eingangsdaten und Modellergebnisse

Um eine Lastflusssimulation durchführen zu können, müssen die Eingangsdaten der Modellierung und die Ergebnisse der Marktsimulation netzknotenscharf vorliegen.

Die Eingangsdaten wurden bereits bei der Datenaufbereitung regionalisiert (vgl. Kapitel 4 und 6), so dass die Ergebnisse der Marktsimulation weitestgehend regional zuordenbar sind. Folgende Annahmen sind dennoch erforderlich:

- » Die marktbedingte EE-Abregelung wurde proportional zum EE-Angebot regionalisiert;
- » Die aus dem Modell resultierenden Lade- und Speicherprofile von Elektrofahrzeugen wurden proportional zur Zahl der Fahrzeuge regionalisiert;
- » Die Nutzung von Power-to-Gas wurde entsprechend des Angebotes an Wind-onshore-Einspeisung regionalisiert;
- » Die marktbedingte Nutzung von Demand Side Management (DSM) orientiert sich ebenfalls an dem vorhandenen Angebot zur Nachfrageflexibilisierung.

Mithilfe dieser Annahmen können die zentral ermittelten Strommarktergebnisse der Marktmodellierung den einzelnen Netzknoten als Erzeugung oder als Stromnachfrage zugeordnet werden.

7.4.6 Ex-post-Abschätzung des Netzausbaubedarfs

Die aus der Lastflusssimulation resultierenden Auslastungen der einzelnen Leitungen bilden die Basis zur Abschätzung des szenarioabhängigen Netzausbaubedarfs. Sobald die Auslastung einer Leitung ihre thermische Belastungsgrenze deutlich überschreitet, wird ihre Übertragungskapazität durch den Zubau eines weiteren Stromkreises erhöht. Eine solche Verstärkung findet statt, wenn die Leitung zu mehr als 120 % ausgelastet ist.

Die Verstärkung durch einen neuen Stromkreis wird in Form von einer Standard-AC-Leitung (380 kV) mit einer Übertragungskapazität von 1.600 MW und einem durchschnittlichen Leitungswiderstand realisiert. Als Investitionsbedarf wird in Analogie zum NEP 2025 davon ausgegangen, dass 0,2 Mio. € pro Leitungskilometer anfallen (vgl. dazu das Hintergrundmaterial zu den Kostenschätzungen für den NEP 2025²⁵).

Für die Szenariojahre 2020 und 2025 wird in beiden Szenarien davon ausgegangen, dass kein über den NEP 2025 hinausgehender Netzausbaubedarf erforderlich ist. Entsprechend werden die Netzausbaubedarfe erst ab dem Szenariojahr 2030 abgeschätzt.

Die ermittelten Netzausbaubedarfe werden in das Verhältnis zum Netzausbaubedarf des NEP 2025 gesetzt und in der Metrik von Investitionsvolumina angegeben.

²⁵ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/kostenschaetzungen-zu-kapitel-42-0>

7.4.6.1 Grenzen der Ex-post-Abschätzung

Das in diesem Projekt verwendete Verfahren eignet sich ausschließlich, um den zukünftigen Netzausbaubedarf indikativ abzuschätzen. Es weist hingegen einige Unsicherheiten auf, auf die an dieser Stelle hingewiesen sei:

Wird eine Netzausbauoption realisiert, so wird in diesem Verfahren einzig die Überlastung auf der betreffenden Leitung reduziert. In der Realität kann die Zubauoption hingegen eine netzentlastende Wirkung haben, die sich über mehrere Leitungen erstreckt. Dies führt dazu, dass der Netzausbaubedarf überschätzt wird.

Die Option von Neubauleitungen in neuen Trassen führt grundsätzlich dazu, den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Da neue Trassenführungen in diesem Verfahren nicht berücksichtigt werden, wird der Netzausbaubedarf tendenziell überschätzt.

In einem Szenario wird der Netzausbaubedarf für jedes Stützjahr ausgehend vom NEP B 2025 realisiert. Die für das Szenariojahr 2030 definierten Netzausbaumaßnahmen sind im Netz des Szenariojahres 2035 also noch nicht enthalten und müssen neu bestimmt werden. Dabei wird nicht überprüft, ob 2035 dieselben Netzausbaumaßnahmen identifiziert werden wie im Szenariojahr 2030. Dies führt dazu, dass der Netzausbaubedarf dann ggf. unterschätzt wird.

Das Verfahren zur Abschätzung des Netzausbaubedarfes berücksichtigt nicht, dass das Stromnetz auch bei Ausfall eines wichtigen Netzelementes engpassfrei bleiben soll („[n-1]-Sicherheit“). Viele Modellierungen berücksichtigen das (n-1)-Kriterium, indem sie einen Sicherheitsabschlag in Höhe von 30 % auf die thermische Belastungsgrenze der Trasse vornehmen. Da an dieser Stelle ausschließlich eine Abschätzung vorgenommen werden soll, wird auf eine Einbeziehung des (n-1)-Kriteriums verzichtet. Der festgestellte Netzausbaubedarf wird hierdurch unterschätzt.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die durch das gewählte approximative Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaubedarfes resultierenden Unsicherheiten bezüglich des zukünftig erforderlich werdenden Netzausbaubedarfes sowohl eine unterschätzende als auch überschätzende Wirkung haben. Dies führt dazu, dass sich die Effekte partiell ausgleichen. Aus anderen aktuell bearbeiteten Analysen des Öko-Instituts geht jedoch hervor, dass der durch die Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit erforderlich werdende Netzausbaubedarf relevant ist. Aufgrund dessen wird angenommen, dass das angewendete Verfahren den tatsächlich

entstehenden Netzausbaubedarf tendenziell unterschätzt, aber einen akzeptablen Eindruck über die Größenordnung verschafft. Dies gilt insbesondere, wenn berücksichtigt wird, dass zukünftig neue Ansätze im Netzbetrieb den Netzausbaubedarf (in gewissen Grenzen) reduzieren können (vgl. Kap. 7.4.7.3).

Im Ergebnis des gewählten methodischen Ansatzes ergeben sich robuste Abschätzungen des zukünftigen Investitionsbedarfs in die Übertragungsnetzinfrastrukturen bzw. die Möglichkeit entsprechender Vergleiche zwischen den beiden Szenarien – und nicht zuletzt die Möglichkeit, aus netzplanerischer Sicht zukünftig problematische Regionen zu identifizieren.

7.4.7 Ergebnisse

Bis zum Szenariojahr 2025 wird szenariounabhängig davon ausgegangen, dass der vom NEP 2025 erfasste Umbau der Übertragungsnetze ausreicht, um die Erzeugung der regenerativen Anlagenflotte aufzunehmen. Die Ergebnisse für das Investitionsvolumen in Netzausbaubedarf ab dem Szenariojahr 2030 sind in Abbildung 7-9 dargestellt.

Bis zum Zeithorizont 2030 entsteht szenariounabhängig ein geringfügiger zusätzlicher Netzausbaubedarf, der ein zusätzliches Investitionsvolumen von knapp 10 % der NEP-Planungen auslöst.

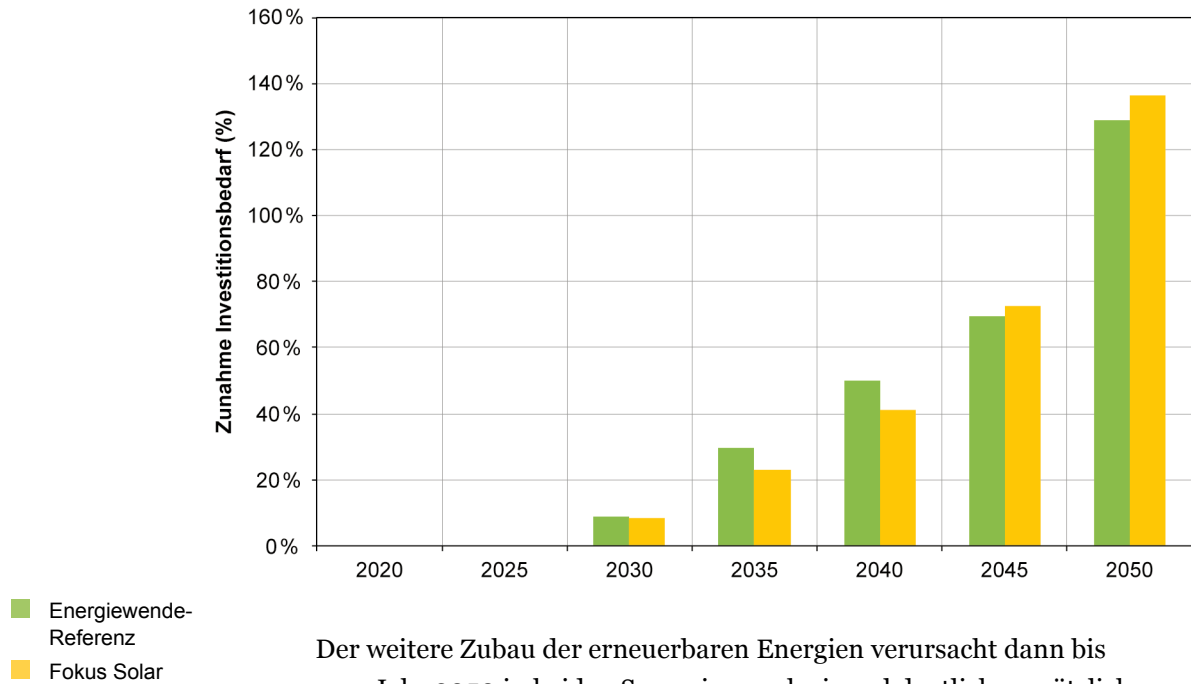
Ab dem Zeithorizont 2035 laufen die Ergebnisse für den Netzausbaubedarf zwischen den zwei Szenarien auseinander: Im Szenario *Energiewende-Referenz* wird bis zum Jahr 2035 ein zusätzliches Investitionsvolumen von ca. 30 % der NEP-Planungen erforderlich. Im Szenario *Fokus Solar* liegt der Investitionsbedarf für die Übertragungsnetzinfrastruktur mit einem Investitionsvolumen von ca. 23 % der bisherigen NEP-Planungen bei geringeren Werten.

Dieser Trend setzt sich bis zum Szenariojahr 2040 fort. Auch hier liegt der Netzausbaubedarf im Szenario *Energiewende-Referenz* mit einem Investitionsvolumen von ca. 50 % der NEP-Planungen deutlich über dem bis dahin fälligen Netzausbaubedarf des Szenarios *Fokus Solar*. In diesem Szenario beträgt der Investitionsbedarf ca. 41 % der NEP-Planungen.

Von diesem Zeitpunkt an entsteht dann aber im Szenario *Fokus Solar* ein beschleunigter zusätzlicher Netzausbaubedarf, so dass sich die Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* bis 2045 – was den absoluten Netzausbaubedarf betrifft – einander angleichen: In beiden Szenarien liegt das Investitionsvolumen bei etwa 70 % der NEP-Planungen.

Abbildung 7-9: Investitionsbedarf der verschiedenen Szenarien im Verhältnis zu dem des NEP B2 2025

Quelle: Öko-Institut



Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien verursacht dann bis zum Jahr 2050 in beiden Szenarien noch einmal deutliche zusätzliche Überlastungen des Netzes. Das Szenario *Fokus Solar* ist davon weiterhin stärker betroffen als das Szenario *Energiewende-Referenz*: Bis 2050 summieren sich die zusätzlichen Netzinvestitionen auf etwa das 1,3- (Szenario *Energiewende-Referenz*) bis 1,4-Fache (Szenario *Fokus Solar*) der bisher im NEP geplanten Investitionsvolumina.

Aus der Abschätzung der Netzausbaubedarfe für die zwei unterschiedlichen Szenarien lässt sich schließen, dass im Szenario *Energiewende-Referenz* bereits zu einem früheren Zeitpunkt weiterer Netzausbaubedarf entsteht als im Szenario *Fokus Solar*. Auf die lange Frist betrachtet gleicht sich der absolute Wert des Netzausbaubedarfs zwischen den Szenarien jedoch weitestgehend aus: Im Szenario *Fokus Solar* entsteht ein etwas höherer Netzausbaubedarf als im Szenario *Energiewende-Referenz*.

Wie die Detailergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln veranschaulichen, unterscheiden sich die tatsächlichen Netzausbauentscheidungen in den Szenarien: Während im Szenario *Energiewende-Referenz* strukturell mehr Netzausbaubedarf in Nord-Süd-Richtung sichtbar wird, ergibt sich dies im Szenario *Fokus Solar* vorwiegend für die Ost-West- bzw. Süd-Mitte-Achse.

7.4.7.1 Ausgangspunkt: Referenzszenario NEP B2 2025

Das im Referenzszenario B2 des NEP 2025 für das Jahr 2025 (NEP B2 2025) entwickelte Zielnetz bewerten die Übertragungsnetzbetreiber als ausreichend engpassfrei (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016). Wird dieses Szenario des NEP nachgerechnet, so kann davon ausgegangen werden, dass auch hier maximale Leitungsauslastungen auftreten, die die thermische Belastungsgrenze der Leitung übersteigen. Jedoch werden diese Überlastungen als so unkritisch bewertet, dass der Engpass im Netzbetrieb behoben werden kann. Zu diesen Maßnahmen zählen die dynamische Schaltung des Netzes, Redispatch und Einspeisemanagement.

Dennoch ist davon auszugehen, dass sich die Ergebnisse der in diesem Projekt verwendeten vereinfachten Lastflusssimulation von denen einer AC-Lastflusssimulation einerseits aufgrund des Verfahrens, andererseits aufgrund der hinterlegten vereinfachten Netztopologie²⁶ unterscheiden. Um die Ergebnisse von dem Effekt der modellbedingten Überschätzung des Netzausbaubedarfs zu bereinigen, wird auch für das Szenario des NEP B2 2025 das Marktergebnis ermittelt und mit dem der Übertragungsnetzbetreiber verglichen. Entsprechen sich diese beiden Ergebnisse, gilt das Modell als kalibriert. Anschließend wird die vereinfachte Lastflusssimulation durchgeführt und der sich nach diesem Verfahren ergebende Netzausbaubedarf ermittelt.

Abbildung 7-10a stellt die mithilfe der vereinfachten Lastflusssimulation ermittelten maximalen Leitungsauslastungen jeder Leitung für das NEP-Szenario B2 2025 dar, die innerhalb des betrachteten Szenariojahres in einer Stunde auftreten. Hervorgehoben sind die Leitungen, auf denen eine maximale Auslastung >70 % der thermischen Belastungsgrenze auftritt. Im Referenzszenario NEP B2 2025 beträgt der Mittelwert der überlasteten Leitungen 134 %. Die Rheinschiene in Baden-Württemberg ist die am stärksten überlastete Leitung des Netzes, hier wird im Maximum eine Auslastung von 373 % erreicht. An dieser Stelle wird davon ausgegangen, dass ein Fehler in der Netztopologie vorliegt.

Abbildung 7-10b stellt nicht mehr die maximal auftretende Leitungsauslastung auf jeder Leitung dar, sondern den Mittelwert über die 20 % der Stunden des Szenariojahres, in denen die jeweilige Leitung sehr hoch ausgelastet war (die Kennzahl wird als „Mean Max 20“ bezeichnet):

²⁶ Als Netztopologie wurde der Datensatz der BNetzA, der nach § 12f angefragt werden kann, aufbereitet und hinterlegt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete Netztopologie ist detaillierter, da in ihr z. B. das 110-kV-Netz noch mit enthalten ist.

Abbildung 7-10: Maximale Leitungsauslastungen im Referenzszenario NEP B 2025

Quelle: Öko-Institut

a) Maximum

b) Mittelwert über die maximalen 20% der Auslastungen auf jeder Leitung



- pot. Ausbau/Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

Wird eine Leitung auf diesem Bild nicht mehr hervorgehoben, so zeigt dies, dass die Überlastung nur in sehr wenigen Stunden aufgetreten ist, so dass ggf. kein Netzausbaubedarf besteht. In Bezug auf das NEP-Referenzszenario wird ersichtlich, dass – abgesehen von der Rheinschiene – nur auf den hinterlegten DC-Korridoren Leitungsauslastungen bei ca. 100 % hervorgehoben sind. Insofern sind die Ergebnisse der vereinfachten Lastflusssimulation ausreichend robust.

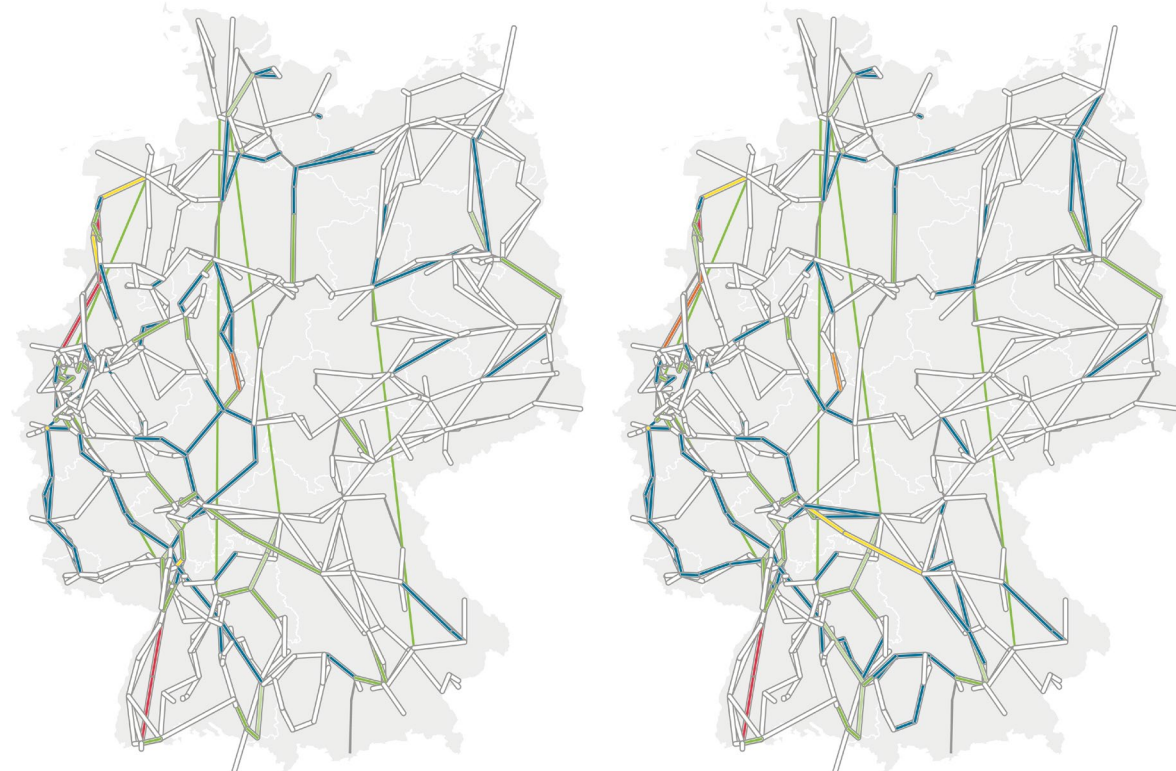
Um den szenarioabhängig ermittelten zusätzlichen Investitionsbedarf zu bereinigen, wird der ermittelte Investitionsbedarf jedes Szenarios um den für das Szenario B2 2025 auf gleiche Weise ermittelten reduziert.

Abbildung 7-11: Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2030

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2030

b) Fokus Solar 2030



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75% – 100%
- 100% – 125%
- 125% – 150%
- 150% – 175%
- 175% – 200%
- 200% – 225%
- > 200%

7.4.7.2 Zeithorizont 2030

Für das Szenariojahr 2030 wurde für beide Szenarien ein zusätzliches Investitionsvolumen in Höhe von knapp 10 % der NEP-Planungen festgestellt, was in Summe einem absoluten Wert von ca. 3 Mrd. € entspricht.²⁷

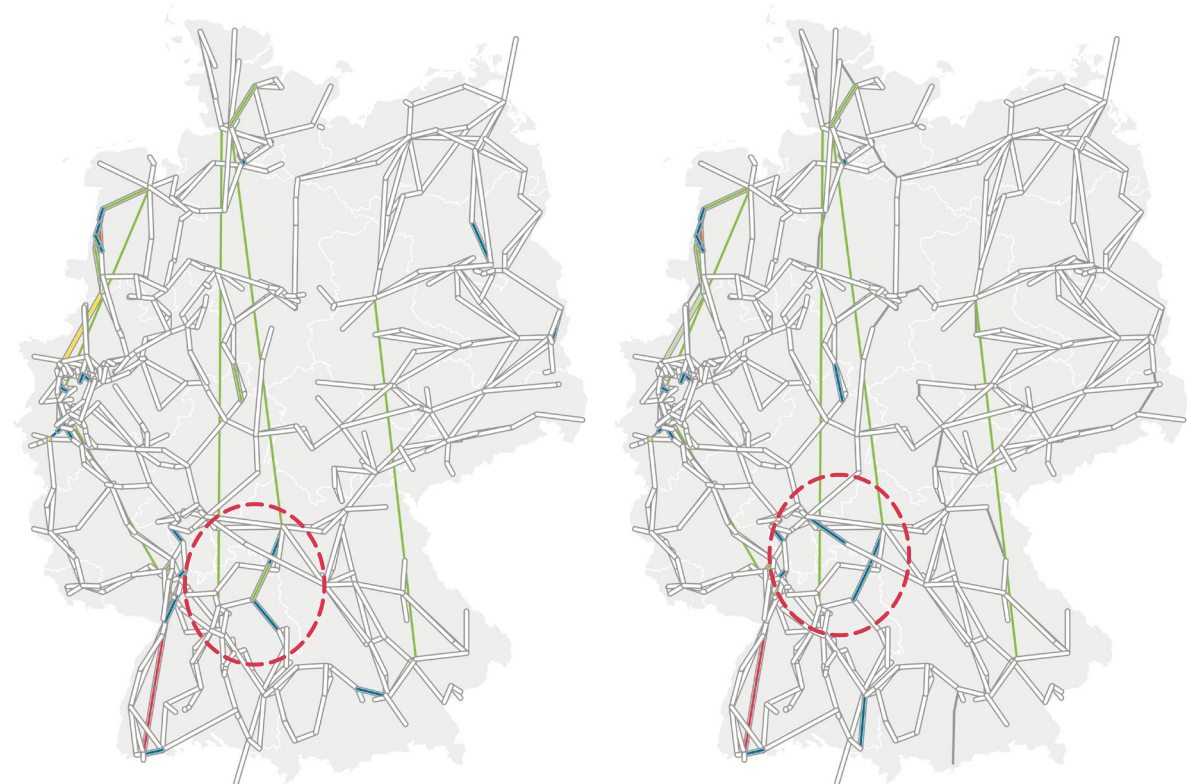
Abbildung 7-11 und Abbildung 7-12 stellen die resultierenden maximalen Leitungsauslastungen im Maximum und im „Mean Max 20“ der zwei Szenarien dar. Ein Großteil der Netzüberlastungen tritt szenarioübergreifend an identischer Stelle und in ähnlicher Höhe auf. Die im Szenario *Energiewende-Referenz* identifizierten Netzausbaumaßnahmen finden sich zu 84 % auch im Szenario *Fokus Solar*. Dessen Netzausbaubedarf fällt zu 79 % auf den gleichen Trassen wie im Szenario *Energiewende-Referenz* an. Der Mittelwert über alle maximale Leitungsüberlastungen

²⁷ Es sei an dieser Stelle explizit darauf hingewiesen, dass es sich hierbei um Investitionskosten für sehr langlebige Infrastrukturen handelt, die über lange Zeiträume abgeschrieben werden. Auf das Jahr heruntergebrochen ergeben sich um den Faktor 17 niedrigere annuitätische Werte für die Systemkosten, vgl. dazu Kapitel 7.5.

Abbildung 7-12: Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2030
 Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2030

b) Fokus Solar 2030



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

im Szenario *Energiewende-Referenz* beträgt 147%, im Szenario *Fokus Solar* 151%. Im „Mean Max 20“ bleiben im Szenario *Energiewende-Referenz* geringfügig mehr Engpässe bestehen, was bedeutet, dass die neuen Überlastungen in diesem Szenario auch häufiger am gleichen Ort auftreten. Eine mögliche Ursache für diesen szenariounabhängigen Netzausbaubedarf könnte der zwischen den Szenarien identische Zubau von Windenergieanlagen auf See sein: Zwischen 2025 und 2030 wird die installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen von 18 GW auf 27 GW erhöht.

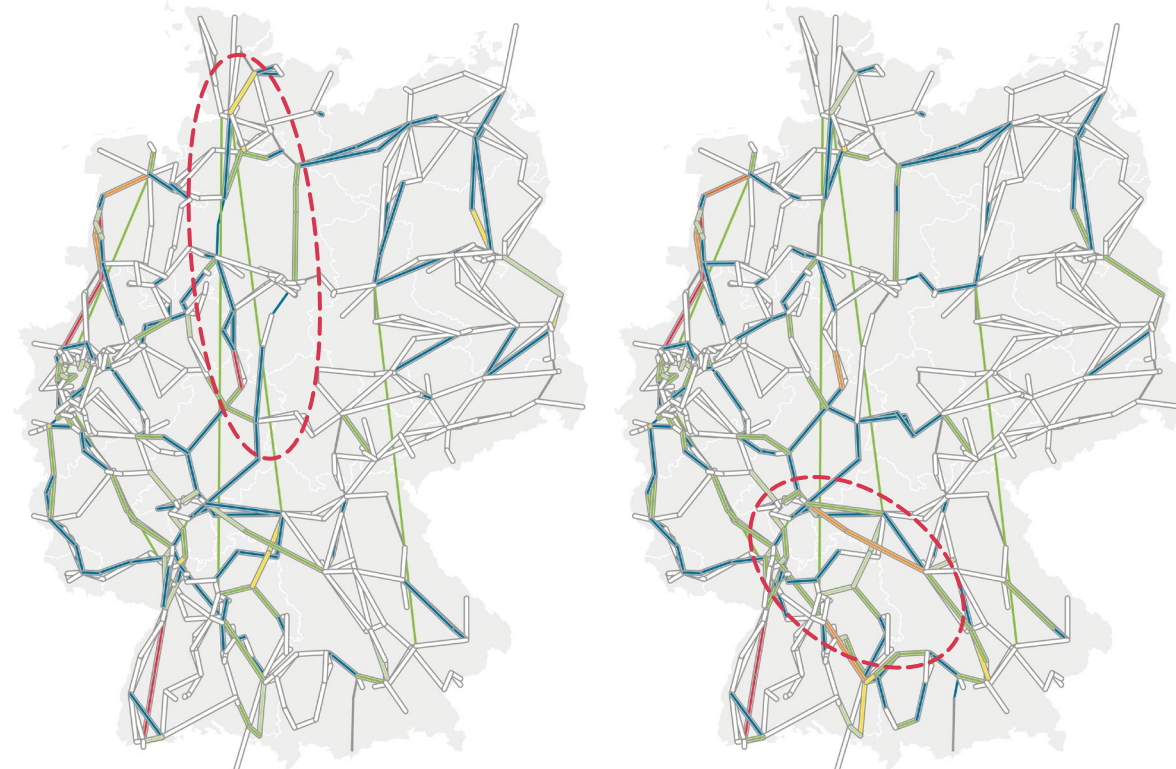
Grundsätzlich kann hier aber festgestellt werden, dass für den über den NEP hinausgehenden Netzausbaubedarf mit Blick auf den Zeithorizont 2030 noch keine Abhängigkeit bezüglich des Ausbaupfades der erneuerbaren Energien besteht.

Abbildung 7-13: Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2035

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2035

b) Fokus Solar 2035



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75% – 100%
- 100% – 125%
- 125% – 150%
- 150% – 175%
- 175% – 200%
- 200% – 225%
- > 200%

7.4.7.3 Zeithorizont 2035

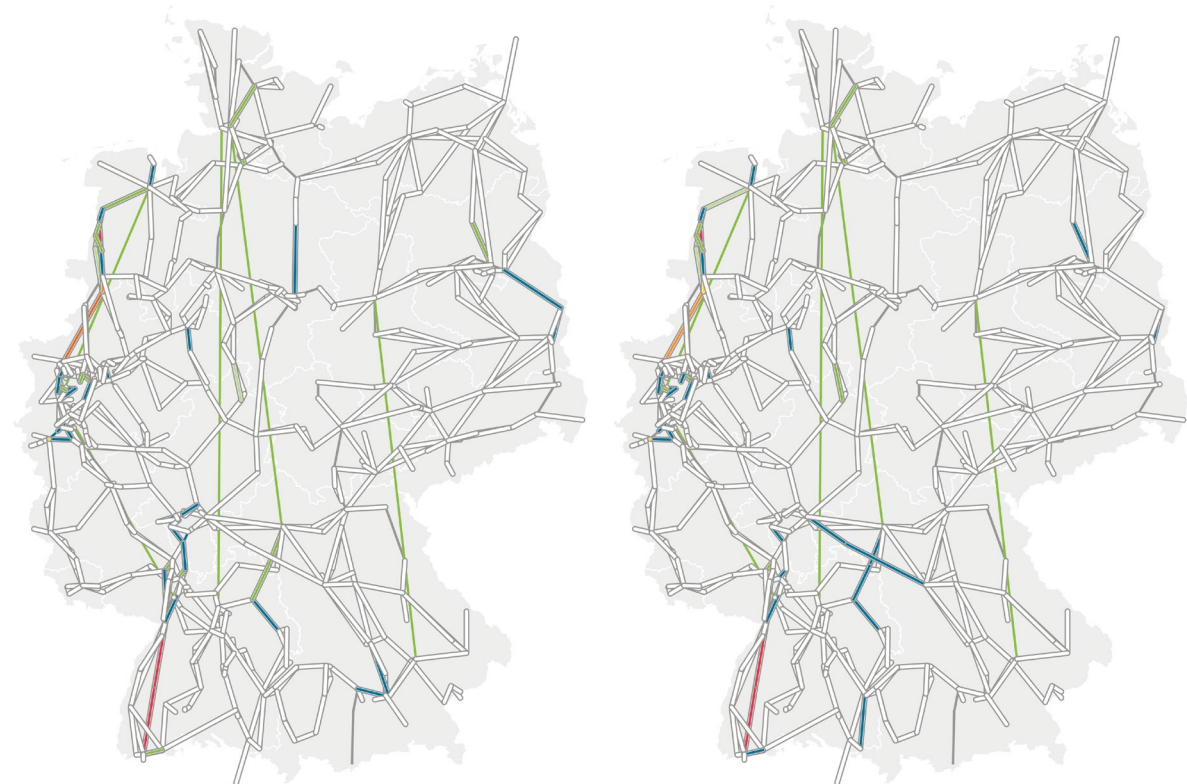
Bis zum Szenariojahr 2035 wurde für das Szenario *Energiewende-Referenz* ein zusätzliches Investitionsvolumen in Höhe von knapp 30 % der NEP-Planungen festgestellt, dies entspricht in Summe ca. 10,1 Mrd. €. Im Szenario *Fokus Solar* summiert sich der ab 2025 zusätzlich zu den NEP-Planungen erforderliche Netzausbaubedarf auf 7,9 Mrd. €. Dies entspricht einem zusätzlichen Investitionsvolumen von etwa 23 % der NEP-Planungen.

Abbildung 7-13 und Abbildung 7-14 stellen die resultierenden maximalen Leitungsauslastungen im Maximum und im „Mean Max 20“ der zwei Szenarien dar. Weiterhin tritt ein Großteil der Netzüberlastungen szenarioübergreifend an identischer Stelle auf. Die im Szenario *Energiewende-Referenz* identifizierten Netzausbaumaßnahmen finden sich zu 73 % auch im Szenario *Fokus Solar*. Dessen Netzausbaubedarf verteilt sich auf mehr Trassen, ist in der Summe aber geringer. Die identifizierten Trassen finden sich zu 77 % auch im Szenario *Energiewende-Referenz*. In diesem

Abbildung 7-14: Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2035
 Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2035

b) Fokus Solar 2035



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

Szenariojahr wird erstmals strukturell deutlich, dass sich die voneinander abweichenden Netzausbaubedarfe im Szenario *Energiewende-Referenz* eher auf der Nord-Süd-Achse, im Szenario *Fokus Solar* eher auf der Süd-West-Achse befinden. Insofern entsteht ein zunehmender Anteil am identifizierten Netzausbaubedarf, dessen Erforderlichkeit und Wirksamkeit abhängig von dem gewählten Technologiepfad und der entsprechenden Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Energien ist. Diese Maßnahmen müssten bei einer nachträglichen Anpassung des Transformationspfades als Fehlinvestitionen oder „Regret-Maßnahmen“ bewertet werden.

Der Mittelwert aller maximalen Leitungsüberlastungen im Szenario *Energiewende-Referenz* beträgt 149 %, im Szenario *Fokus Solar* 144 %. Im „Mean Max 20“ werden bisher keine relevanten Unterschiede zwischen den Szenarien deutlich. Dies deutet auch darauf hin, dass die bisher auftretenden Engpässe ggf. auch durch alternative Maßnahmen zum Netzausbau behoben werden können.

In der mittleren Frist (Zeithorizont spätestens 2030/35) kann durch neue Technologien und vor allem die Digitalisierung des Übertragungsnetzbetriebes eine deutlich bessere Auslastung der Netze erzielt werden, ohne dass Einbußen bei der Systemsicherheit entstehen. Hierzu gehören nach Agora Energiewende (2018):

- » ein umfassendes Freileitungsmonitoring
- » die verstärkte Automatisierung der Systemführung
- » die Einführung von digitalen Online-Assistenzsystemen zur zeitnahen Bewertung der Systemsicherheit
- » verstärkte Maßnahmen zur Lastflusssteuerung
- » Installation von Hochtemperatur-Leiterseilen

7.4.7.4 Zeithorizont 2040

Bis zum Szenariojahr 2040 wurde für das Szenario *Energiewende-Referenz* ein zusätzliches Investitionsvolumen in Höhe von etwa 50 % der NEP-Planungen festgestellt, was in Summe ca. 17,0 Mrd. € entspricht. Im Szenario *Fokus Solar* summiert sich der ab 2025 zusätzlich zu den NEP-Planungen erforderliche Netzausbaubedarf auf 14,0 Mrd. €. Dies entspricht einem zusätzlichen Investitionsvolumen von etwa 41 % der NEP-Planungen. Weiterhin liegt also das Szenario *Fokus Solar* deutlich unter dem Netzausbaubedarf, der in einem Szenario notwendig wird, das stärker auf Wind-onshore-Anlagen setzt.

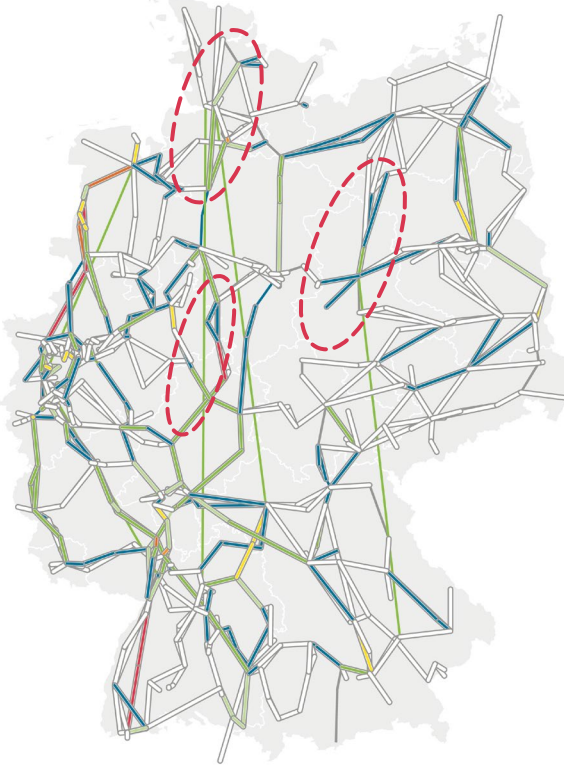
Abbildung 7-15 und Abbildung 7-16 stellen die resultierenden maximalen Leitungsauslastungen im Maximum und im „Mean Max 20“ der zwei Szenarien dar. Ein großer Anteil der Netzüberlastungen tritt szenarioübergreifend weiterhin an identischer Stelle auf. Die im Szenario *Energiewende-Referenz* identifizierten Netzausbaumaßnahmen finden sich zu 74 % auch im Szenario *Fokus Solar*, die für das Szenario *Fokus Solar* entsprechend relevanten Trassen werden zu 83 % auch für das Szenario *Energiewende-Referenz* ermittelt.

Wenngleich der Mittelwert aller maximalen Leitungsüberlastungen in beiden Szenarien weiterhin sehr vergleichbar ist (Szenario *Energiewende-Referenz*: 149 %, Szenario *Fokus Solar*: 150 %), werden regionale Unterschiede in Bezug auf die Höhe der Leitungsüberlastungen deutlich.

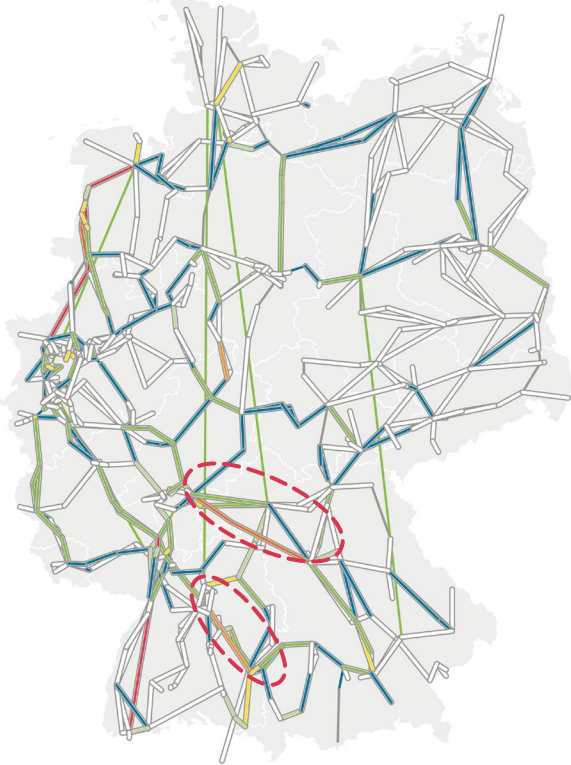
Abbildung 7-15: Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2040

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2040



b) Fokus Solar 2040



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

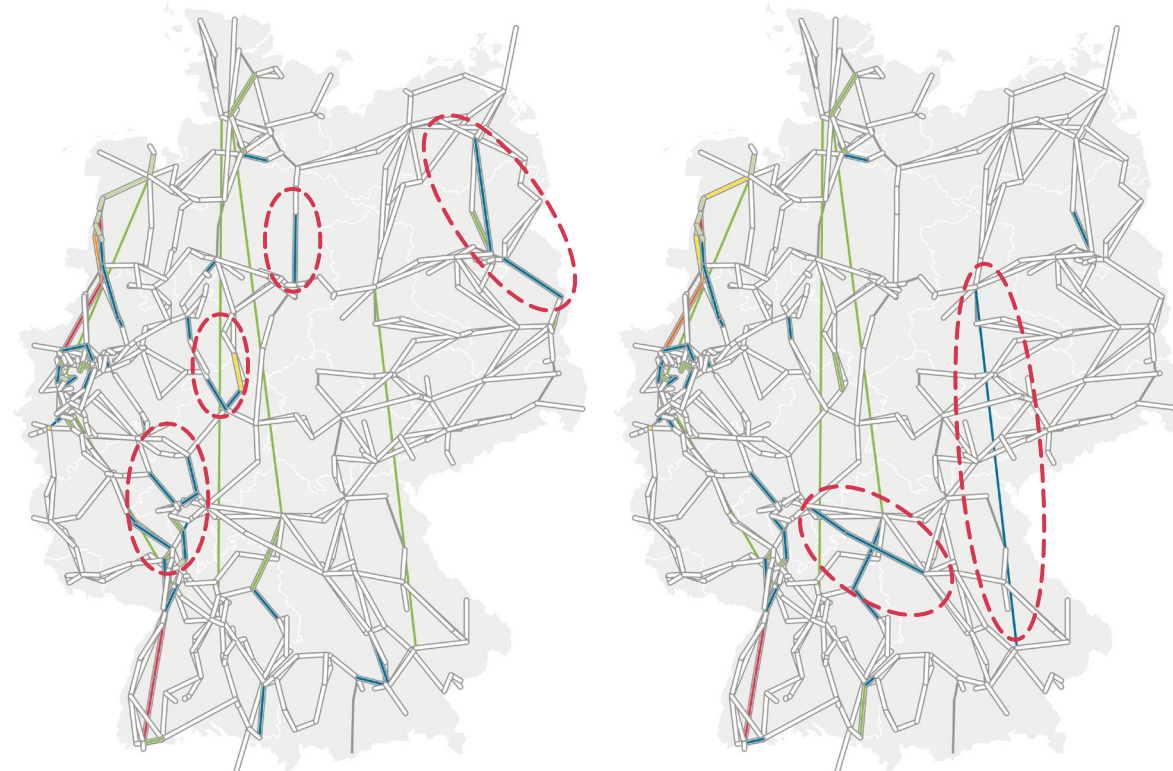
Die sich bereits im Szenariojahr 2035 abzeichnende Nord-Süd-Tendenz des Szenarios *Energiewende-Referenz* tritt bis zum Szenariojahr 2040 wesentlich deutlicher hervor. Im Szenario *Fokus Solar* entstehen deutliche Engpässe auf der Süd-West-Achse. Die voneinander abweichenden Engpässe bleiben auch bei einer Betrachtung der 20 % der Stunden der maximalen Auslastung einer Leitung bestehen.

Einerseits zeigt dies, dass die auftretenden Engpässe spätestens jetzt durch Netzausbaumaßnahmen behoben werden sollten. Andererseits ergeben sich spätestens ab diesem Zeitpunkt Pfadabhängigkeiten: Abhängig davon, auf welchen Technologiemix beim Ausbau der regenerativen Energien gesetzt und wie dieser regionalisiert wird, entsteht ein regional unterschiedlicher Netzausbaubedarf. Da der Realisationszeitraum eines Netzausbauvorhabens durchschnittlich 10 Jahre beträgt, sollten diesbezügliche Entscheidungen bereits bis zum Jahr 2030 getroffen worden sein.

Abbildung 7-16: Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2040
 Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2040

b) Fokus Solar 2040



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75% – 100%
- 100% – 125%
- 125% – 150%
- 150% – 175%
- 175% – 200%
- 200% – 225%
- > 200%

Abbildung 7-17: Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2045

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2045

b) Fokus Solar 2045



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

7.4.7.5 Zeithorizont 2045

Bis zum Szenariojahr 2045 wurde für das Szenario *Energiewende-Referenz* ein zusätzliches Investitionsvolumen in Höhe von etwa 70 % der NEP-Planungen festgestellt, in Summe also ca. 23,7 Mrd. €. Im Szenario *Fokus Solar* summiert sich der ab 2025 zusätzlich zu den NEP-Planungen erforderliche Netzausbaubedarf auf 24,7 Mrd. €. Dies entspricht einem zusätzlichen Investitionsvolumen von etwa 73 % der NEP-Planungen. Im Vergleich zum vorangegangenen Stützjahr beträgt der Zuwachs des Investitionsbedarfs also etwa 10,7 Mrd. €, so dass sich die Netzausbaubedarfe zwischen den zwei Szenarien wieder in etwa entsprechen bzw. der des Szenarios *Fokus Solar* den des Szenarios *Energiewende-Referenz* übersteigt. Durch den zwischen 2040 und 2045 entstehenden Zubau an PV-Stromerzeugungsanlagen entsteht also ein relevanter zusätzlicher Netzausbaubedarf.

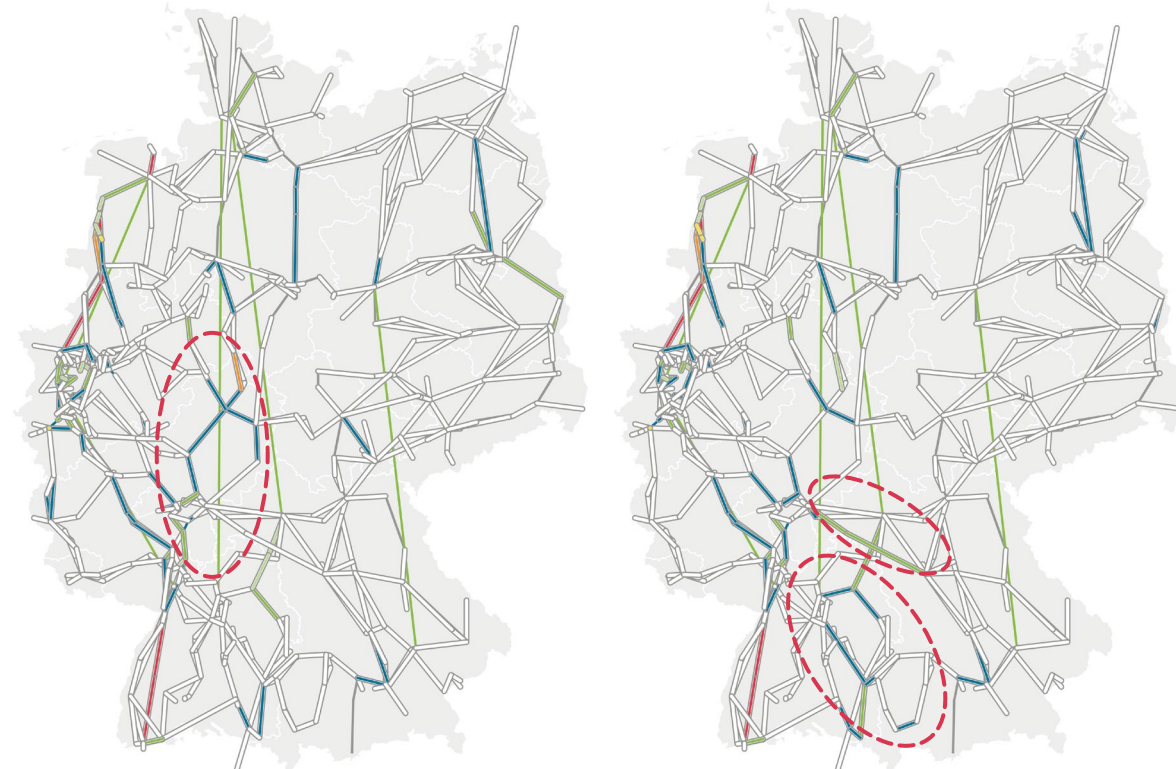
Der Mittelwert aller maximalen Leitungsüberlastungen in beiden Szenarien ist weiterhin sehr vergleichbar (Szenario *Energiewende-Referenz*: 154 %, Szenario *Fokus Solar*: 152 %). Die regionalen Unterschiede in Bezug auf die

Abbildung 7-18: Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2045

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2045

b) Fokus Solar 2045



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75% – 100%
- 100% – 125%
- 125% – 150%
- 150% – 175%
- 175% – 200%
- 200% – 225%
- > 200%

Höhe der Leitungsüberlastungen werden mithilfe von Abbildung 7-17 und Abbildung 7-18 deutlich. Die Engpässe in Nord-Süd-Richtung verstärken sich im Szenario *Energiewende-Referenz*. Im Szenario *Fokus Solar* treten weiträumig Engpässe in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen auf. Die letztgenannten Engpässe bleiben auch bei einer Betrachtung des „Mean Max 20“ bestehen, woraus deutlich wird, dass die hohen Netzüberlastungen in einer relevanten Zahl Stunden des Jahres stattfinden. Der für das Szenario *Energiewende-Referenz* individuell hervortretende Netzausbaubedarf befindet sich vorwiegend in Mitteldeutschland und orientiert sich an der Nord-Süd-Achse.

Ein großer Anteil der Netzüberlastungen tritt weiterhin szenariounabhängig auf und ist ggf. auf den szenariounabhängigen Zubau von Windkraftanlagen auf See zurückzuführen. Die im Szenario *Energiewende-Referenz* identifizierten Trassen finden sich zu 84 % auch im Szenario *Fokus Solar*, dessen betroffene Trassen sich zu 82 % auch im Szenario *Energiewende-Referenz* finden.

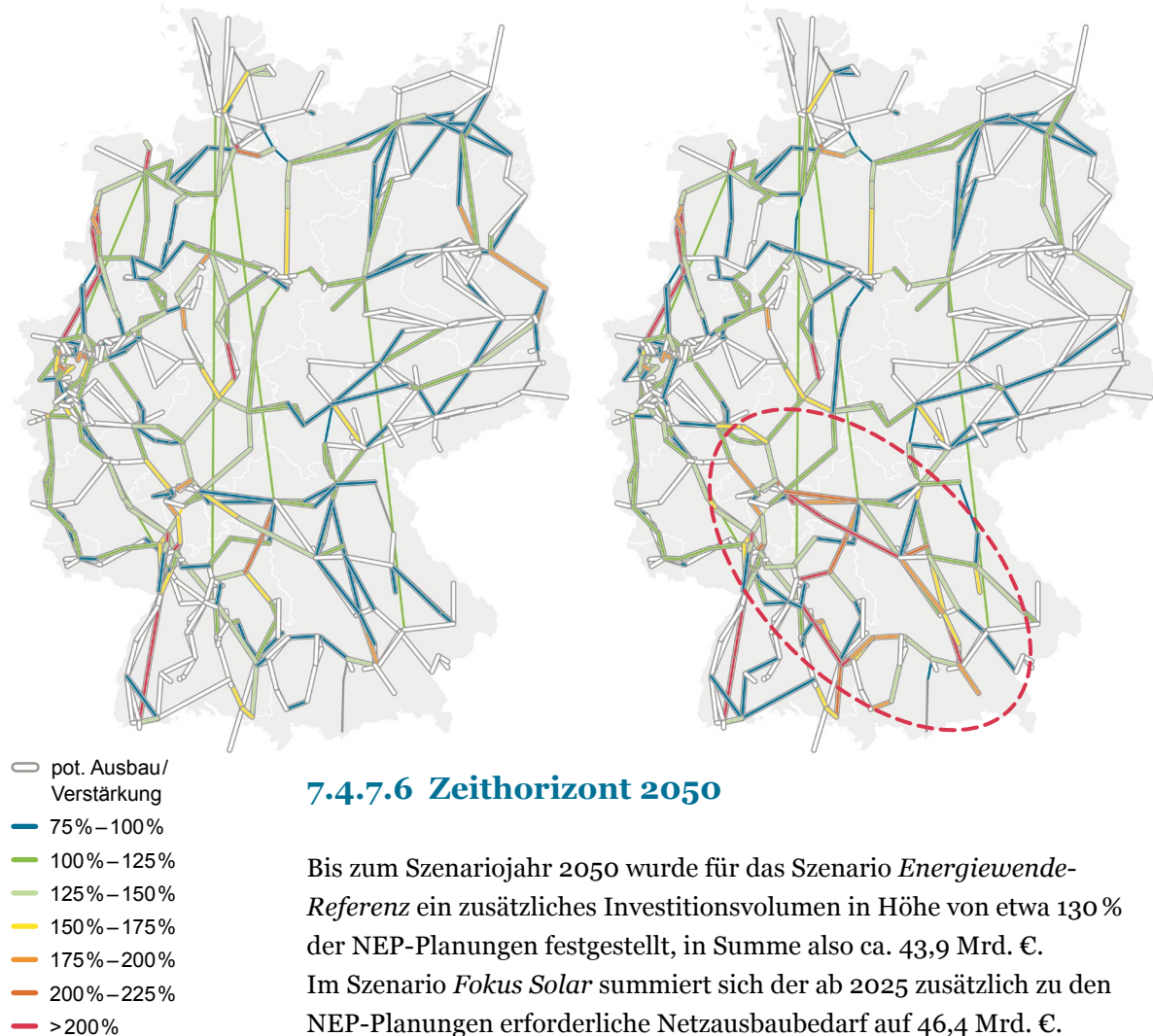
Im Ergebnis ist festzustellen, dass für den Zeithorizont 2045 in nunmehr relevantem Umfang ein pfadabhängiger Netzausbaubedarf entsteht.

Abbildung 7-19: Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2050

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2050

b) Fokus Solar 2050



7.4.7.6 Zeithorizont 2050

Bis zum Szenariojahr 2050 wurde für das Szenario *Energiewende-Referenz* ein zusätzliches Investitionsvolumen in Höhe von etwa 130 % der NEP-Planungen festgestellt, in Summe also ca. 43,9 Mrd. €.

Im Szenario *Fokus Solar* summiert sich der ab 2025 zusätzlich zu den NEP-Planungen erforderliche Netzausbaubedarf auf 46,4 Mrd. €.

Dies entspricht einem zusätzlichen Investitionsvolumen von etwa 137 % der NEP-Planungen. In der langen Frist wird im Szenario *Fokus Solar* also mehr Netzausbaubedarf erforderlich als im Szenario *Energiewende-Referenz*, wenngleich dieser erst in späteren Szenariojahren – und somit ab einem bestimmten Anteil an PV-Anlagen im Stromerzeugungssystem – entsteht.

Der Mittelwert aller maximalen Leitungsüberlastungen in beiden Szenarien ist weiterhin sehr vergleichbar (Szenario *Energiewende-Referenz*: 154 %, Szenario *Fokus Solar*: 157 %). Die regionalen Unterschiede in Bezug auf die Höhe der Leitungsüberlastungen werden mithilfe von Abbildung 7-19 und Abbildung 7-20 deutlich. Bei dem Vergleich der

Abbildung 7-20: Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2050

Quelle: Öko-Institut

a) Energiewende-Referenz 2050

b) Fokus Solar 2050



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75% – 100%
- 100% – 125%
- 125% – 150%
- 150% – 175%
- 175% – 200%
- 200% – 225%
- > 200%

maximalen Leitungsauslastungen zwischen den Szenarien bilden die deutlich verstärkten und weiterhin weiträumigen Netzüberlastungen im Süden einen signifikanten Unterschied zwischen den beiden Szenarien. Derartige individuelle Netzüberlastungen treten im Szenario *Energiewende-Referenz* nicht hervor. Bei der Betrachtung der Netzüberlastungen im „Mean Max 20“ wird insbesondere die Struktur der Netzüberlastungen deutlich. Im Szenario *Energiewende-Referenz* tritt das genannte Nord-Süd-Defizit strukturell hervor, im Szenario *Fokus Solar* bleibt die Süd-West-Achse ein signifikant überlasteter Bereich. Die zu treffenden Netzausbauentscheidungen weisen auch für den Zeithorizont 2050 eine signifikante Pfadabhängigkeit auf.

Dennoch bleibt der große Anteil der szenariounabhängigen Netzüberlastungen bestehen, welcher sich ggf. durch den Zubau von Windkraftanlagen auf See ergibt. Die im Szenario *Energiewende-Referenz* identifizierten Trassen finden sich zu 78 % auch im Szenario *Fokus Solar*, dessen betroffene Trassen zu 73 % auch für das Szenario *Energiewende-Referenz* relevant sind.

Einerseits zeigt dies, dass bis zum Jahr 2050 ein erheblicher Netzausbaubedarf entsteht, der im Wesentlichen auf den Zubau von erneuerbaren Energien zurückgeführt werden kann und der auf der aggregierten Ebene unabhängig von der dominierenden EE-Technologie ist. Dieser reicht signifikant über den bisher durch den maximal bis 2035 planenden Netzentwicklungsplan hinaus.

Darüber hinaus hat sich in den Analysen gezeigt, dass dieser Netzausbaubedarf nicht mit dem Betrieb von Kohlekraftwerken zusammenhängt, da der Kohleausstieg in beiden Szenarien sehr kurzfristig begonnen und im Szenariojahr 2035 abgeschlossen wird.

Der Netzausbaubedarf scheint in Summe zu einem großen Anteil szenario-unabhängig zu sein. Jedoch entsteht ab dem Jahr 2035, spätestens ab 2040 ein signifikanter Anteil an Netzausbaubedarf, der von dem Entwicklungspfad der Regionalisierung der erneuerbaren Energien abhängt. Mit einer Planungsfrist von ca. 10 Jahren für Netzausbauvorhaben sollte über die exakte Parametrisierung des einzuschlagenden Pfades spätestens bis zum Jahr 2030 entschieden werden.

7.4.7.7 Sensitivität Fokus Solar 2050 mit und ohne PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Um den Nutzen eines hohen Anteils von PV-Aufdachanlagen mit Eigenverbrauchsspeichern in Bezug auf den Netzausbaubedarf zu bewerten, wird für das Szenariojahr 2050 im Szenario *Fokus Solar* eine Sensitivitätsanalyse für den Fall durchgeführt, dass auf die PV-Eigenverbrauchsspeicher komplett verzichtet wird.

Abbildung 7-21 stellt als Ergebnis die maximalen Auslastungen der einzelnen Leitungen dieser zwei Szenarien dar. Grundsätzlich ist festzustellen, dass der Zugriff auf PV-Eigenverbrauchsspeicher, sofern sie ausschließlich zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden, keinen deutlichen Einfluss auf die resultierenden maximalen Netzauslastungen nimmt.

Für das Szenario *Fokus Solar* mit PV-Eigenverbrauch wird für den sich ab 2025 zusätzlich zu den NEP-Planungen erforderlichen Netzausbaubedarf ein Investitionsvolumen von 46,4 Mrd. € ermittelt, dies entspricht einem Wert von etwa 137% der NEP-Planungen für das Jahr 2025. In der Sensitivität des Szenarios ohne PV-Eigenverbrauch liegt der zusätzliche Netzausbaubedarf mit 45,9 Mrd. € bzw. 135% der NEP-Planungen nur sehr geringfügig unter dem Ausbaubedarf, der sich bei einer vergleichsweise hohen Anzahl PV-Eigenverbrauchsspeicher im System ergibt.

Abbildung 7-21: Maximale Leitungsauslastungen in Fokus Solar mit und ohne PV-Eigenverbrauchsanlagen, 2050

Quelle: Öko-Institut

a) mit PV-Eigenverbrauch

b) ohne PV-Eigenverbrauch



- pot. Ausbau/
Verstärkung
- 75%–100%
- 100%–125%
- 125%–150%
- 150%–175%
- 175%–200%
- 200%–225%
- >200%

Insofern kann aus Systemsicht kein Beitrag der PV-Eigenverbrauchs-
speicher festgestellt werden, der zu einem verringerten Netzausbaubedarf
führt, sofern sie unter der Prämisse der Eigenverbrauchsmaximierung
eingesetzt werden. Die zusätzliche Flexibilität im System wird nicht netz-
dienlich eingesetzt: Trotz der hohen Anzahl PV-Speicher-Kombinationen
können zusätzlichen Netzausbau induzierende Leistungsflüsse nicht
vermieden werden. Hierfür kann es vielfältige Ursachen geben:

- » Zwar wird durch die Zwischenspeicherung ein Stromfluss in Höhe
von 27,3 TWh zur Deckung der Haushaltsnachfrage vermieden,
jedoch kann dieser nun durch eine am gleichen Netzknoten verortete
Industrie- oder GHD-Nachfrage, die ohne PV-Eigenverbrauchs-lösun-
gen durch die PV-Stromerzeugung am Knoten gedeckt wird, nun aber
aus anderen Quellen bedient werden muss, in Höhe von maximal
30,9 TWh überkompensiert werden.

- » Die in Abbildung 7-2 sichtbare gelbe Fläche im positiven Bereich stellt den Teil der PV-Stromerzeugung dar, der in den Speichern zwischengespeichert werden kann (30,9 TWh). Der eingespeicherte Strom wird dann genutzt, um die bisher ungedeckte Haushaltsnachfrage zu decken. Dies ist im Szenario *Fokus Solar* in einem Umfang von 27,3 TWh möglich.
- » Die durch die Nutzung von PV-Eigenverbrauchsspeichern vermiedene Auslastung des Höchstspannungsnetzes könnte tendenziell zu Zeitpunkten stattfinden, in denen das Netz nicht stark beansprucht wird.

Es bleibt jedoch darauf hinzuweisen, dass in diesem Kontext nicht untersucht wurde, ob sich aus Systemsicht ein positiver Nutzen auf das Stromsystem allgemein und das Höchstspannungsnetz im Speziellen bemerkbar macht, wenn die gesamte oder zumindest die verbleibende Speicherkapazität der Eigenverbrauchsspeicher zur Systemoptimierung eingesetzt werden kann. Wenn die Speicher marktdienlich oder netzdienlich eingesetzt werden (also in ein regionales oder zentrales Koordinationsregime einbezogen), so ergibt sich per se ein Systemnutzen. Dieser Einsatz zeichnet sich in den aktuell vorherrschenden Anreizsystemen jedoch (noch) nicht ab.

7.5 Kostenaspekte

7.5.1 Entwicklung der Großhandelsstrompreise

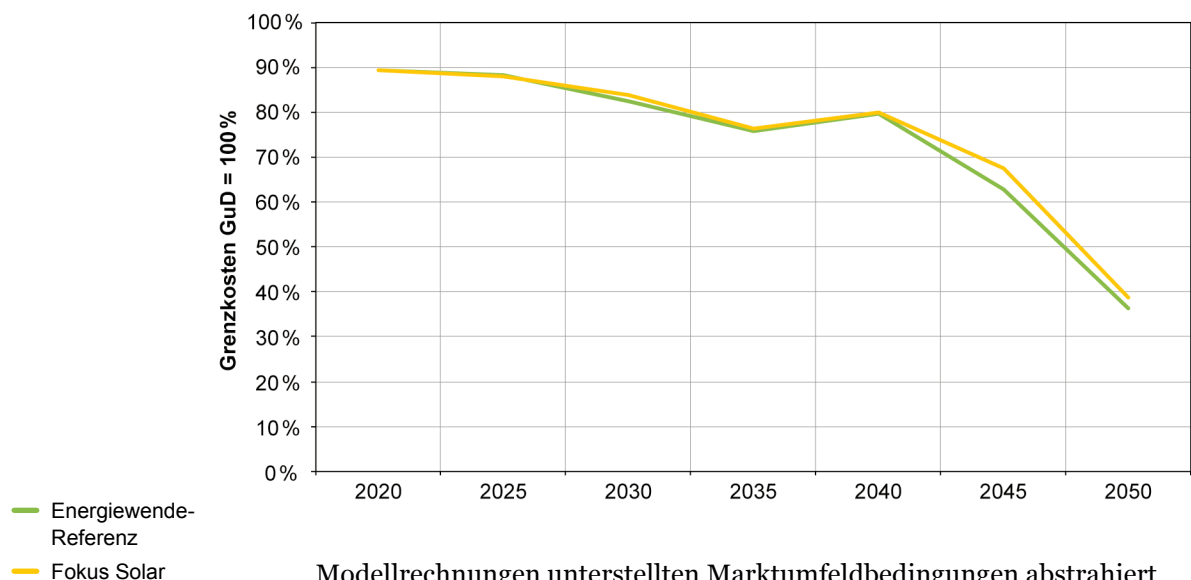
Die Preise auf dem Großhandelsmarkt für Elektrizität bilden sich auf Grundlage der kurzfristigen Grenzkosten der letzten zur Bedarfsdeckung herangezogenen (marginalen) Kraftwerkseinheit. Das Niveau dieser Preise hängt damit kurz- und mittelfristig ganz überwiegend von den Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie vor allem mittel- und langfristig vom Anteil regenerativer Erzeugungsoptionen mit kurzfristigen Grenzkosten von nahe null ab, d. h. vor allem vom Anteil der Wind- und Solarstromerzeugung.

Die Effekte der den zwei Szenarien hinterlegten unterschiedlichen Ausbaupfade für die regenerative Stromerzeugung auf den Großhandelsstrompreis in Deutschland sind in Abbildung 7-22 dargestellt. Die in den Modellrechnungen ermittelten Preisniveaus wurden auf die kurzfristigen Grenzkosten eines modernen Erdgas-GuD-Kraftwerks bezogen, die sich auf Grundlage der Brennstoff- und CO₂-Preisannahmen für das jeweilige Szenariostützjahr ergeben.²⁸ Mit diesem Ansatz kann von den für die

²⁸ Für 2020 liegt der Wert bei 44 €/MWh, für 2030 bei 61,50 €/MWh, für 2040 bei 83 €/MWh und für 2050 bei 94 €/MWh.

Abbildung 7-22: Effekte der unterschiedlichen Ausbaupfade für die regenerative Stromerzeugung auf die Großhandelsstrompreise, 2020–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut



Modellrechnungen unterstellten Marktumfeldbedingungen abstrahiert und damit der Einfluss des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung isoliert betrachtet werden.

- » Zunächst zeigt sich sehr deutlich der herausragende Einfluss des jeweils erzielten Ausbauniveaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien auf die Börsenpreise.
- » Dies gilt zunächst für die Perspektive bis 2035, in der die Börsenpreise für beide Szenarien stetig zurückgehen.
- » Im Zuge des vollständigen Auslaufens der Kohleverstromung im Jahr 2035 ergibt sich kurzzeitig eine leichte Steigerung der Großhandelspreise, da Erdgaskraftwerke nunmehr in allen Stunden preissetzend werden, in denen eine Preissetzung durch fossile Kraftwerke verbleibt.
- » Durch den weiterhin massiven Zuwachs der regenerativen Stromerzeugung sinken ab 2040 die Großhandelspreise für Strom dann wieder deutlich ab und liegen im Jahr 2050 um mehr als 60 % unter den kurzfristigen Grenzkosten eines Erdgaskraftwerks.
- » Die Unterschiede zwischen den sich für die beiden Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* ergebenden Großhandelspreise sind für die Periode bis 2040 vernachlässigbar und danach sehr gering. Die etwas niedrigeren Strompreisniveaus für das Szenario *Energiewende-Referenz* ergeben sich aus dem Wind-Dargebot, das in stärkerem

Maße mit der Residuallast (also der Differenz aus Strombedarf und regenerativer Stromerzeugung) korrespondiert und damit stärker preissenkend wirkt als die auf die Mittagsstunden konzentrierte Solarstromerzeugung.

In der Gesamtsicht hat der übergeordnete leistungsspezifische Ausbaupfad für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbaren Energien einen deutlich größeren Einfluss auf die Großhandelspreise für Strom als verschiedene regionalisierte Ausprägungen des Mixes aus Onshore-Windenergie und solarer Stromerzeugung innerhalb eines solchen Ausbaupfades.

7.5.2 Entwicklung der Systemkostenunterschiede

Jenseits der preisseitigen Einordnung unterschiedlicher Veränderungen im Kraftwerkspark zeigt die Entwicklung der Börsenstrompreise natürlich nur einen Teil der ökonomischen Effekte, die sich aus den unterschiedlich konfigurierten Pfaden für den Umstieg auf die regenerative Stromerzeugung ergeben. Letztlich müssen die Kosten des Gesamtsystems aus ordnungspolitischer Perspektive durch die Nutzer des Endprodukts Strom getragen werden.

Vor diesem Hintergrund wurden die Systemkostenunterschiede für die beiden Szenarien *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* für jene Kostenkategorien ermittelt, für die sich aufgrund der unterschiedlichen Ausprägungen beider Szenarien signifikante Differenzen ergeben können. Dies betrifft die in Tabelle 7-3 dokumentierten Einzelpositionen:

- » die variablen Betriebskosten des Erzeugungssystems;
- » die technologiespezifischen Investitionskosten für den Zubau von erneuerbaren Energieanlagen und die technologieunabhängig anfallenden fixen Betriebskosten für die regenerativen Erzeugungsoptionen, die in Summe die Fixkosten für die regenerative Erzeugung ergeben (Summe regenerative Erzeugung);
- » die Investitionskosten und die fixen Betriebskosten für die Flexibilitätsoptionen, d. h. für Batterien (für die Kurzzeitspeicherung von Strom) und für Anlagen zur Wasserstoffelektrolyse (für die längerfristige Speicherung von Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien), die in Summe die Fixkosten für die Speicher ergeben;
- » die Investitionskosten für den zusätzlichen Ausbau der Übertragungsnetze.

Alle Investitionskosten werden als annuitätische Kapitalkosten mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % und über die Lebensdauer der jeweiligen Technologieoptionen bewertet und in den Vergleich einbezogen.

Tabelle 7-3: Differenz der Systemkosten zwischen dem Szenario Fokus Solar und dem Szenario Energiewende-Referenz, 2020–2050

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2020 bis 2050
	Mrd. €						
Variable Betriebskosten	-0,02	0,02	0,09	0,08	0,13	0,11	1,83
Kapitalkosten regenerative Erzeugung	0,03	0,32	0,34	0,07	0,63	0,05	7,31
Wind onshore	0,00	-1,12	-1,70	-2,47	-3,02	-3,82	-52,79
Wind offshore	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PV Dachanlagen	0,03	1,02	1,39	1,78	2,62	2,73	42,54
PV Freiflächenanlagen	0,00	0,44	0,70	0,83	1,10	1,25	19,04
Andere	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Betriebskosten regenerative Erzeugung	0,00	-0,03	-0,05	-0,07	-0,08	-0,12	-1,49
Summe regenerative Erzeugung	0,03	0,32	0,34	0,07	0,63	0,05	7,31
Kapitalkosten Speicher							
Batteriespeicher	0,02	0,15	0,27	0,38	0,50	0,59	8,38
Elektrolyse-Anlagen	0,00	0,00	-0,04	-0,07	-0,06	-0,03	-0,93
Betriebskosten Speicher	0,00	0,02	0,04	0,08	0,10	0,12	1,58
Summe Speicher	0,02	0,17	0,27	0,39	0,54	0,67	9,03
Kapitalkosten Übertragungsnetz	0,00	-0,00	-0,13	-0,17	0,05	0,15	-0,86
Systemkosten	0,04	0,51	0,57	0,36	1,34	0,98	17,31
abdiskontiert	0,03	0,30	0,27	0,13	0,37	0,21	6,30

Auch wenn darauf hingewiesen werden muss, dass für jegliche Kostenschätzungen mit Blick auf die einzelnen Positionen und vor allem auf die Zeithorizonte 2040 oder 2050 erhebliche Unsicherheiten verbleiben, erlaubt insbesondere eine Analyse der Differenzkosten zwischen den beiden Szenarien relativ robuste Erkenntnisse.

Die Tabelle 7-3 zeigt die Differenzen zwischen den Systemkosten des Szenarios *Fokus Solar* und des Szenarios *Energiewende-Referenz* im Überblick über den Zeitverlauf. Ein negativer Wert für ein Szenariojahr gibt an, dass die Systemkosten des Szenarios *Fokus Solar* die des Szenarios *Energiewende-Referenz* übersteigen. Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Unsicherheit bezüglich der Parametrierung der Investitionsoptionen über den Zeitverlauf zunimmt.

Im Einzelnen liegen den Berechnungen zur Ermittlung der Systemkosten folgende Annahmen bzw. Methoden zugrunde:

- » Die variablen Betriebskosten des Systems sind Ergebnis der Strommarktmodellierungen und beinhalten Brennstoff-, CO₂- und andere variable Betriebskosten des Gesamtsystems unter Maßgabe der für die Modellierung unterstellten Marktumfeldbedingungen (vgl. Kapitel 4.2).
- » Die Kapitalkosten für die regenerativen Erzeugungsanlagen und deren fixe Betriebskosten werden für den Zeitraum bis 2030 aus aktuellen Projektionen des Öko-Instituts für die Entwicklung der EEG-Kosten (<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>) abgeleitet. Für die langfristigen Trends wird auf eine andere Langfristanalyse des Öko-Instituts zur Entwicklung der Stromsektor-Systemkosten (Öko-Institut 2017) abgestellt.
- » Für die Kapital- und Betriebskosten der Batteriespeicher werden eine Analyse der aktuellen Literatur und eine entsprechende Aktualisierung des Berechnungsmodells des Öko-Instituts für die Systemkosten-Vergleichsstudie (Öko-Institut 2017) vorgenommen. Für das Jahr 2020 ergeben sich damit Investitionskosten (inklusive Umrichter) von 592 €/kW, 222 €/kW für das Jahr 2030 und 149 €/kW für 2050. Für die fixen Betriebskosten wird ein Ansatz von 2 % der Investitionskosten gewählt. Die Batteriekapazität erreicht im Jahr 2030 Werte von 13,4 GW im Szenario *Energiewende-Referenz* und 19,9 GW im Szenario *Fokus Solar*. Bis 2050 erhöht sich die installierte Leistung der Batteriespeicher auf 46,8 bzw. 94,8 GW.
- » Für die Kapital- und Betriebskosten der Elektrolyseanlagen wird auf die Annahmen bei Öko-Institut (2017) abgestellt. Die entsprechenden Investitionskosten liegen für 2030 bei 871 €/kW und 494 €/kW im Jahr 2050. Die installierte Elektrolyseleistung wird aus der im Modell ermittelten Nutzung von Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffherzeugung und einem Abschlag von ca. 3 % auf die Höchstabnahme abgeleitet. Damit ergibt sich für das Szenariojahr 2040 und die Folgeperiode eine gesamte Anschlussleistung der Elektrolyseanlagen von ca. 16 GW im Szenario *Energiewende-Referenz* und eine etwas geringere Anschlussleistung von ca. 15 GW im Szenario *Fokus Solar*.

- » Der zusätzliche Investitionsbedarf in das Übertragungsnetz verändert sich über den Szenariozeitraum (vgl. Kapitel 7.4.7). In den Jahren bis 2040 erfordert das Szenario *Fokus Solar* einen etwas geringeren Ausbau als das Szenario *Energiewende-Referenz*, danach kehrt sich diese Relation um. Insgesamt bleiben die Unterschiede jedoch sehr gering.

Alle Investitionen werden über die Lebensdauer der unterschiedlichen Anlagen annuitätisch umgelegt, verwendet wird dabei ein einheitlicher Diskontfaktor von 5 %. Durch die Methodik der Annuitätenrechnung wird der über den Zeitverlauf zunehmenden Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen entgegengewirkt: Weit in der Zukunft liegende Zahlungsströme werden entsprechend stark abdiskontiert und fallen so weniger ins Gewicht.

Die Relevanz der einzelnen Segmente des Systems für die Kostenunterschiede wird durch die Summe aller Kostenpositionen im Zeitraum 2020 bis 2050 verdeutlicht.

- » Der größte Kostenunterschied ergibt sich im Bereich der Speicher. Hier bildet die frühe und massive Marktdurchdringung von Batteriespeichern im Szenario *Fokus Solar* (getrieben u. a. durch die Orientierung auf Eigenverbrauchsanlagen aus PV-Anlagen und Batteriespeichern) den entscheidenden Erklärungsfaktor. Der dadurch entstehende Mehrbedarf an Investitionen im Szenario *Fokus Solar* wird durch den Mehrbedarf an Investitionen in Elektrolyseanlagen im Szenario *Energiewende-Referenz* nur zu kleinen Teilen kompensiert.
- » Die durch Erzeugungsanlagen verursachten System-Mehrkosten im Szenario *Fokus Solar* liegen unter denen der Speicherkosten. Sie sind vor allem durch die starke Fokussierung auf PV-Dachanlagen bedingt, die vor allem anfangs höhere Kosten bedingen. Der niedrigere Investitionsbedarf in Windkraftanlagen im Szenario *Energiewende-Referenz* kann den erhöhten Investitionsbedarf in PV-Anlagen im Szenario *Fokus Solar* nur teilweise kompensieren.
- » Alle andere betrachteten Differenzkosten (variable Betriebskosten, Übertragungsnetze) spielen für die Differenz der Systemkosten nur eine untergeordnete Rolle.

Nicht betrachtet werden können im Kontext der hier vorgelegten Studie die Kostenunterschiede für den Ausbaubedarf der Verteilnetze. Die bisher vorliegenden Studien zu diesem Thema (Öko-Institut 2017, Fraun-

hofer ISI et al. 2017a, 2017b, 2017c, 2017d) lassen jedoch nicht erwarten, dass die Berücksichtigung dieses Bereiches die Gesamtergebnisse qualitativ grundlegend verändert.

Insgesamt liegen die System-Mehrkosten im Szenario *Fokus Solar* bei ca. 17 Mrd. € über den gesamten Projektionszeitraum. Bei einer groben Abschätzung der gesamten Systemkosten (inklusive Bestandsnetze, Backup-Kapazitäten etc.) auf etwa 64 Mrd. € im Jahr 2030 und ca. 80 Mrd. € im Jahr 2050 bleiben die Mehrkosten des Szenarios *Fokus Solar* mit ca. 1 % bis 1,5 % der gesamten Systemkosten jedoch in einem sehr überschaubaren Rahmen.

Eine Analyse der über den Zeitraum 2020 bis 2050 abdiskontierten Kostentrends erlaubt schließlich eine Reihe interessanter Schlussfolgerungen zur zeitlichen Einordnung der jeweiligen Kostenunterschiede:

- » Die Kostenunterschiede im Bereich der Erzeugung entstehen tendenziell früher als die im Bereich der Speicherung. Die hier verbleibenden Unsicherheiten sind damit in der Tendenz geringer.
- » Die Unterschiede bei den Systemkosten der Speicherung entstehen für die Batteriespeicher (v. a. im Szenario *Fokus Solar*) früher als für den Mehrbedarf an Elektrolyseanlagen (im Szenario *Energiewende-Referenz*), mit den entsprechenden Konsequenzen für die Schätzunsicherheiten bei den Kosten.
- » Besonders frühzeitig entstehen die Kostenunterschiede im Bereich der Übertragungsnetze. Die entsprechenden Differenzen dürften damit entsprechend robust sein, bleiben aber im Gesamtbild von untergeordneter Bedeutung.

In der Gesamtschau von Flächenrestriktionen, Netzausbaubedarf und Systemkosten ergibt sich ein Spannungsfeld: Ein starker Fokus auf Dachflächennutzung (und damit verbundene Eigenverbrauchskonzepte) mindert den Flächenbedarf jenseits der gebäudeintegrierten Lösungen leicht, führt aber auch zu (leicht) höheren Systemkosten. Der Bedarf an zusätzlichem Ausbau der (Übertragungs-)Netze bzw. an entsprechenden Investitionen wird dagegen durch die hier betrachteten Ausprägungen des Übergangs zu einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem nicht wesentlich und allenfalls im Zeitverlauf beeinflusst.

Das Langfristziel einer treibhausgasneutralen Volkswirtschaft kann nur erreicht werden, wenn es im Stromsektor zu vergleichsweise schnellen

und tiefgreifenden Minderungen der CO₂-Emissionen kommt. Dies ergibt sich einerseits aus dem hohen Beitrag der Stromerzeugung zum gesamten Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland und folgt andererseits aus der Herausforderung, dass Stromanwendungen einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung anderer Sektoren leisten können und müssen (Elektromobilität, Wärmesektor etc.).

Für einen Entwicklungspfad, der kompatibel mit dem Pariser Klimaabkommen ist, bedarf es einerseits eines raschen Ausstiegs aus der Kohleverstromung, der im Teil 1 des Projekts „Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her denken.“ untersucht wurde. Andererseits muss die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien massiv ausgeweitet werden – vor allem auf Basis der Wind- und Solarenergien, die im hier vorliegenden Teil 2 des Projektes untersucht wurden.

Die Notwendigkeit einer massiven Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung vollzieht sich dabei für Deutschland in einem Umfeld, in dem erstens der Strombedarf, bedingt durch neue Stromanwendungen z. B. im Verkehrssektor, perspektivisch (ab 2030) deutlich steigen wird. Zweitens wird sich der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung im Wesentlichen auf nur drei Quellen konzentrieren: die solare Stromerzeugung mit PV-Anlagen sowie die Nutzung der Windenergie an Land und auf See. Und drittens wird als Folge des Übergangs zur Solar- und Windstromerzeugung der Bedarf an Flexibilitätsoptionen (Speicher, Nachfrageflexibilität etc.) deutlich steigen. Viertens wird sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien ein grundlegender räumlicher Wandel der Erzeugungsstrukturen vollziehen, aus dem sich Anpassungsnotwendigkeiten für die Netzinfrastrukturen ergeben, die mit ausreichendem Vorlauf geplant und umgesetzt werden müssen.

Die untersuchten Ausbaupfade für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen zeigen, dass sehr unterschiedliche Entwicklungen für den zukünftigen Strommix möglich sind. Auf Grundlage der numerischen Analyse dieser Entwicklungen lassen sich die unterschiedlichen

Spannungsfelder für die Ausbaustrategien der regenerativen Stromerzeugung einordnen:

- » Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist in unterschiedlichen Ausprägungen möglich. Auch wenn die meisten der bisher vorliegenden Projektionen für die regenerative Stromerzeugung vor allem auf den Ausbau der Windstromerzeugung an Land setzen, sind vor dem Hintergrund der technologischen bzw. Kostenentwicklungen und angesichts von Restriktionen jenseits der ökonomischen Optimierung auch deutlich andere Entwicklungen z. B. mit einem deutlich größeren Schwerpunkt auf die solare Stromerzeugung möglich und konsistent darstellbar.
- » Auch wenn die untersuchten Ausbaupfade *Energiewende-Referenz* und *Fokus Solar* grundsätzlich im Rahmen eher restriktiver Flächenpotenziale weitestgehend restriktionsfrei und mit einem relativ geringen Flächenverbrauch von durchschnittlich 2,3 % bis 2,5 % der Landesfläche und damit flächenverträglich realisiert werden können, stellt sich die Flächenverfügbarkeit im Zeitverlauf als am deutlichsten an Bedeutung gewinnende Restriktion heraus. Vor allem im Bereich der Onshore-Windkraft können bei einem auf Windkraft an Land fokussierten Ausbaupfad für den Zeitraum nach 2030 Situationen entstehen, in denen das restriktionsfreie Flächenpotenzial ausgeschöpft wird und auf Potenziale jenseits der weitgehend restriktionsfreien Flächen zurückgegriffen werden bzw. die kombinierte Nutzung von Flächen für die Wind- und Solarstromerzeugung eine hohe Priorität erhalten muss. Auch das Flächenpotenzial für die Nutzung gebäudeintegrierter PV-Anlagen hat aufgrund der Beschränkung auf die verfügbaren Dachflächen klare Grenzen.
- » Im Gegensatz zu der Stromerzeugung aus PV-Aufdachanlagen ist die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land und aus PV-Freiflächenanlagen mit größeren Nutzungskonkurrenzen bzgl. der benötigten Flächen verbunden. Sie hat aber (sehr leichte) Kostenvorteile bzgl. der Erzeugungskosten und der Kosten für die Flexibilitätsoptionen. Jedoch ist das Erreichen der Zubauzahlen für die gebäudeintegrierten PV-Anlagen stark von der Bereitschaft der Eigentümerschaft abhängig, Anlagen auf Hausdächern zu errichten und ggf. mit höheren Transaktions- oder Programmkosten verbunden. Auch vor diesem Hintergrund markieren die in dieser Studie berücksichtigten Potenziale für gebäudeintegrierte PV-Anlagen den optimistischen Rand der vorstellbaren Entwicklungen.

- » Mit Blick auf die Unterschiede bezüglich Flächenrestriktionen und (System-) Kosten zeigt sich jedoch klar, dass die Flächenverfügbarkeit eine deutlich härtere Restriktion für die Gestaltung der Ausbaupfade für erneuerbare Energien als die Systemkosten darstellt, für die sich nur relativ geringe Unterschiede ergeben.
- » Wie bei den Kosten fallen bei summarischer Betrachtung auch die Unterschiede bezüglich des Übertragungsnetzbedarfs (sehr) gering aus, obgleich sie in den unterschiedlichen zeitlichen Etappen leicht variieren. Wichtig ist aber auch der Sachverhalt, dass die notwendigen Netzausbauprojekte spätestens für den Zeitraum ab 2040 deutlich von den technologischen und regionalen Ausbaupfaden abhängig sind. Mit Blick auf die notwendigen Vorlaufzeiten des Netzinfrastukturausbaus müssen damit ab spätestens ab 2030 zentrale Pfadentscheidungen getroffen werden. Eine detaillierte Quantifizierung dieser Pfadabhängigkeiten sollte über ein Langfristszenario Eingang in die Berechnungen des NEP-Prozesses finden.
- » Eine starke Fokussierung auf Eigenverbrauchsstrategien ist möglicherweise für die weitgehende Erschließung des Flächenpotenzials für Aufdachanlagen sinnvoll, führt aber mit den Blick auf den notwendigen Übertragungsnetzausbau nicht zu einem verringerten Infrastrukturbedarf. Die durch den großflächigen Einsatz von Eigenverbrauchs speichern vermiedene Nutzung des Höchstspannungsnetzes wird durch einen stärkeren Zugriff auf das Netz durch andere Verbraucher gegenkompensiert. Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, müssten die Speicher netzdienlich – und nicht eigenverbrauchsmaximierend – eingesetzt werden.

Onshore-Windkraft- und PV-Freiflächenanlagen bilden die mit Blick auf Flächenrestriktionen entscheidenden Teilssegmente eines regenerativen Energiesystems. Die reale Flächenverfügbarkeit wird in Analysen zur Entwicklung des zukünftigen Stromsystems deutlich stärker an Bedeutung gewinnen müssen, sie wird zukünftig eine ähnliche Rolle spielen müssen wie aktuell die Begrenzung der Nutzung nachhaltig bereitgestellter Biomasse.

Restriktionsseitig relevante Flächen sind oft auch von hoher ökonomischer Attraktivität für die Entwicklung von Projekten der regenerativen Stromerzeugung (Windpotenzial, Einstrahlungssituationen, Infrastrukturanbindungen etc.). Die entsprechenden Nutzungskonflikte können durch allgemeine Rahmenbedingungen nur sehr eingeschränkt gelöst werden und sind daher eher auf der (raum)planerischen Ebene zu

adressieren. Die Grundlagen für diese (raum)planerischen Herausforderungen müssen jedoch deutlich verbessert werden. Dies sollte in Kombination mit einer ebenfalls dringend gebotenen Verbesserung der lokalen Beteiligung der Öffentlichkeit (sowohl planerisch als auch finanziell) einhergehen, um auch weiterhin eine hohe Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien vor Ort zu gewährleisten.

Die numerisch untersuchten Flächenrestriktionen sind in zweierlei Hinsicht als konservativ einzuordnen. Einerseits wird der ermittelte Flächenbedarf stets am konservativen Rand der derzeit verfügbaren Bandbreitenannahmen gespiegelt. Andererseits müssen jedoch mögliche Synergieeffekte aus kombinierter Flächennutzung unberücksichtigt bleiben, die den effektiven Flächenbedarf reduzieren können. Die kombinierte Nutzung von Flächen für die regenerative Stromerzeugung einerseits und geeignete Infrastruktur-, landwirtschaftliche oder forstwirtschaftliche Nutzungen andererseits bildet einen sinnvollen und notwendigen Ansatz, um den Flächenverbrauch zu begrenzen. Dies gilt auch für die kombinierte Nutzung von Flächen für die Wind- und Solarstromerzeugung.

Angesichts der klaren Restriktionen für den Ausbau der Onshore-Windkraftherzeugung wie auch der PV-Freiflächenanlagen bildet die möglichst weitgehende Nutzung von gebäudeintegrierter (Aufdach-) PV-Stromerzeugung aus Sicht der effektiven Flächennutzung eine sinnvolle übergeordnete Strategie, auch wenn sie klare Grenzen hat und mit (leicht) höheren Kosten verbunden sein kann. Zudem ist sie entscheidend abhängig von der entsprechenden Investitionsbereitschaft der jeweiligen Gebäude- bzw. Dacheigentümer. Diesbezüglich können Rahmenbedingungen unterstützend wirken, die Eigenverbrauchsstrategien anreizen. Diese können jedoch auch dazu führen, dass das vorhandene Dachflächenpotenzial suboptimal genutzt wird und aus Systemkostensicht (leicht) höhere Gesamtkosten entstehen.

Im Spannungsfeld zwischen Flächenrestriktionen, Kosten und robusten Ausbaupfaden bzw. im Zeitraum ab 2030 auch dem Netzausbau gewinnt die Regionalisierung der Ausbaustrategien eine erhebliche Bedeutung. Diese Regionalisierung sollte deutlich gezielter und proaktiver adressiert werden als heute (regionale Ausschreibungen etc.). Über das technologische und räumlich differenzierte Portfolio der regenerativen Stromerzeugung entstehen spätestens ab 2030 zunehmend an Relevanz gewinnende Pfadabhängigkeiten. Gerade vor dem Hintergrund dieser Pfadabhängigkeiten bedarf die zukünftige Netzentwicklungsplanung einer breiteren Perspektive. Um auch für Einzelprojekte des Netzinfra-

strukturausbaus die nötige Robustheit zu ermitteln, sollten breiter gefächerte Entwicklungsvarianten für das Stromsystem berücksichtigt werden, als dies in der aktuellen Netzentwicklungsplanung der Fall ist. Die sinnvollen Bandbreitenanalysen sollten dabei die in der hier vorgelegten Studie untersuchten Entwicklungspfade reflektieren. Aber auch darüber hinausgehende Varianten, z. B. die deutlich stärkere Offshore-Windkraftherzeugung, sollten für eine Beschreibung des gesamten Möglichkeitsraums der Netzplanungen unbedingt berücksichtigt werden.

Insgesamt ergibt sich auch die Notwendigkeit der Berechnung eines Langfristszenarios 2050 mit entsprechenden Stützjahren im NEP-Prozess. Für eine robuste Entwicklung der Übertragungsnetze sollte die entsprechende Planung auf das Ziel einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierten Stromversorgung ausgerichtet werden. Auch der mittelfristige Netzausbaubedarf für 2030 sollte mit Blick auf dieses Langfristziel entwickelt werden. Um den Übertragungsnetzbetreibern den entsprechenden Handlungsspielraum zu gewähren, ein Langfristszenario 2050 zu entwickeln und eine robuste Netzplanung vorzunehmen, sollte § 12a EnWG entsprechend modifiziert werden.

Für die nächste Phase der Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien werden mit Blick auf politische Strategieentscheidungen und die längerfristigen Planungshorizonte der Stromnetzinfrastuktur und der anderen Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher etc.) räumlich hoch aufgelöste quantitative Analysen eine deutlich wichtigere Rolle spielen (müssen), als dies bisher der Fall war. Die Qualität bzw. die Relevanz der an vielen Stellen durchgeführten Modellierungen hängt aber ganz wesentlich davon ab, dass hoch qualitative Daten auch in hoher räumlicher Differenzierung verfügbar sind. In einigen Bereichen (räumliche Verteilung des Bedarfs, Ist-Stand der Erzeugungsanlagen) sind hier wichtige Vorarbeiten bereits erfolgt. Bezüglich der weitgehend restriktionsfreien Flächenpotenziale für die Wind- und Solarstromerzeugung sind zwar entsprechende Datensätze an einigen Stellen verfügbar. Werden diese Daten auf landesweiter Ebene aggregiert, ergeben sich jedoch Flächenpotenziale, die das Gesamtspektrum der Flächenrestriktionen wahrscheinlich nicht adäquat abbilden.

Daher wäre es mit Blick auf realitätsnahe und damit belastbare Modellierungsarbeiten für die o. g. Zwecke sinnvoll bzw. dringend geboten, einen für alle Modellierungsarbeiten verfügbaren Datensatz zu den realistischen Flächenverfügbarkeiten für die Onshore-Wind- und die PV-Freiflächenutzung auf Landkreisebene zu erarbeiten. Dieser Flächenverfügbarkeits-Datensatz könnte möglicherweise verschiedene Abschneidegrade für die

Flächennutzung zu Solar- und Windstromerzeugung (weitgehend restriktionsfrei, weiche Restriktionen, kombinierte Flächennutzungspotenziale) erfassen. Mit einem solchen frei verfügbaren Datensatz könnten die Voraussetzungen für pluralistische, aber hinsichtlich besonders sensibler Eingangsparameter wie der Flächenverfügbarkeit gleichzeitig ergebnisseitig robuste Modellierungsarbeiten verbessert werden. Dies könnte dann auch zu einer deutlichen besseren Qualität und Robustheit energie- und klimapolitischer Strategieentscheidungen sowie der entsprechenden Infrastrukturplanungen beitragen. Eine Einbeziehung von Ländern und Gebietskörperschaften in den Erarbeitungsprozess für einen robusten Flächenverfügbarkeits-Datensatz ist zwar mit möglicherweise erheblichem Mehraufwand verbunden und vor dem Hintergrund der Kompetenzverteilungen in Deutschland herausfordernd, könnte aber die Qualität der planerischen Grundlagen für den flächenrelevanten Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland massiv verbessern.

50Hertz Transmission GmbH et al. (2016): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025>; letzter Abruf am 29.07.2018.

Agora Energiewende (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und erneuerbaren Energien. Online verfügbar: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/stromnetze-fuer-65-prozent-erneuerbare-bis-2030/>; letzter Abruf am 29.07.2018.

BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online verfügbar: https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf; letzter Abruf am 29.07.2018.

BMVI – Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland (BMVI-Online-Publikation 08/2015.). Online verfügbar: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf;jsessionid=6873CED15BC8B59BD7B65DAD65A92A13.live11294?__blob=publicationFile&v=2; letzter Abruf am 29.07.2018.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2016): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030. Online verfügbar: https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf; letzter Abruf am 29.07.2018.

BNetzA – Bundesnetzagentur (2017): EEG in Zahlen 2016. Online verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2016_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3; letzter Abruf am 29.07.2018.

Bucksteeg (2012): Auswirkungen der Netzmodellierung auf den optimalen Kraftwerkseinsatz. Essen-Duisburg.

Destatis – Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2018): Daten aus dem Gemeindeverzeichnis. Kreisfreie Städte und Landkreise nach Fläche und Bevölkerung auf Grundlage des ZENSUS 2011 und Bevölkerungsdichte.

EIA – Energy Information Administration (2014): Annual Energy Outlook 2014. Online verfügbar: [http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo14/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo14/pdf/0383(2014).pdf); letzter Abruf am 29.07.2018.

Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung et al. (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Online verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4; letzter Abruf am 29.07.2018.

Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung et al. (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 4: Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze. Online verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4; letzter Abruf am 29.07.2018.

Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung et al. (2017c): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 5: Alternative regionale EE-Verteilung. Online verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-5-alternative-regionale-ee-verteilung.pdf?__blob=publicationFile&v=4; letzter Abruf am 29.07.2018.

Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung et al. (2017d): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 6: Restriktionsarmes Szenario. Online verfügbar: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-6-restriktionsarmes-szenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4; letzter Abruf am 29.07.2018.

Öko-Institut (2017): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Online verfügbar: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Stromwelten_2050/Gesamtkosten_Stromwelten_2050_WEB.pdf; letzter Abruf am 29.07.2018.

Öko-Institut (2018): Dem Ziel verpflichtet. CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Online verfügbar: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf; letzter Abruf am 29.07.2018.

Öko-Institut & Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Online verfügbar: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>; letzter Abruf am 29.07.2018.

Öko-Institut & Prognos (2017): Zukunft Stromsystem. Kohleausstieg 2035 – Vom Ziel her denken. Online verfügbar: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/zukunft-stromsystem/>; letzter Abruf am 29.07.2018.

Purchala, K. et al. (2005): Usefulness of DC power flow for active power flow analysis. 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 12-16, 2005 [San Francisco, Calif.] (2005), S. 454–459.

UBA – Umweltbundesamt (2013): Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Online verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf; letzter Abruf am 29.07.2018.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Netto-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland, 1990–2017	45
Abbildung 3-2:	Netto-Stromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Deutschland, 1990–2017	48
Abbildung 3-3:	CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland, 1990–2017	51
Abbildung 4-1:	Einlastbare Kraftwerkskapazitäten im Transformations-Szenario, 2015–2050	57
Abbildung 4-2:	Bruttostromverbrauch und Ausbau der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten, 1990–2050	61
Abbildung 4-3:	Jahresstromnachfrage auf Landkreisebene, 2020 und 2050	62
Abbildung 4-4:	Regionale Abgrenzung für die Modellierung des Strommarktes	63
Abbildung 4-5:	Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2020–2050	64
Abbildung 4-6:	Stromnachfrage der elektrischen Nachbarn Deutschlands, 2011–2050	65
Abbildung 4-7:	Szenariunabhängige Netztopologie in Analogie zum NEP B 2025	68
Abbildung 5-1:	Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Solar- und Windenergie in Deutschland, 2020–2050	72
Abbildung 5-2:	Stromerzeugungskapazitäten auf Basis von Solar- und Windenergie in Deutschland im Detail, 2015, 2035 und 2050	73
Abbildung 6-1:	Verfahren zur Berechnung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	76
Abbildung 6-2:	Verteilung der installierten Leistung für Windenergie an Land, gebäudeintegrierte PV-Anlagen sowie Freiflächen-PV-Anlagen nach Landkreisen, 2050	84
Abbildung 6-3:	Geschätzte Leistungskennlinien von PV- und Windkraftanlagen	91
Abbildung 6-4:	Rasterdaten zu Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung	93
Abbildung 6-5:	Jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien pro Landkreis	95
Abbildung 7-1:	Ablauf der Modellierung	97
Abbildung 7-2:	Beitrag des Speichers zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung im Szenario Fokus Solar 2050	103
Abbildung 7-3:	Stromaufkommen für Deutschland, Szenario Energiewende-Referenz, 2015–2050	105
Abbildung 7-4:	Stromaufkommen für Deutschland, Szenario Fokus Solar, 2015–2050	105
Abbildung 7-5:	Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen in Deutschland, 2020–2050	106
Abbildung 7-6:	Differenz des Stromaufkommens und der Nachfrage flexibler Verbraucher zwischen Fokus Solar und Energiewende-Referenz (ohne Wind onshore und PV)	107
Abbildung 7-7:	CO ₂ -Emissionen aus fossilen Kraftwerken im Szenario Energiewende-Referenz, 2015–2050	109
Abbildung 7-8:	CO ₂ -Emissionen aus fossilen Kraftwerken im Szenario Fokus Solar, 2015–2050	109
Abbildung 7-9:	Investitionsbedarf der verschiedenen Szenarien im Verhältnis zu dem des NEP B2 2025	115
Abbildung 7-10:	Maximale Leitungsauslastungen im Referenzszenario NEP B 2025	117
Abbildung 7-11:	Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2030	118
Abbildung 7-12:	Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2030	119
Abbildung 7-13:	Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien 2035	120

Abbildung 7-14:	Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2035	121
Abbildung 7-15:	Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2040	123
Abbildung 7-16:	Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2040	124
Abbildung 7-17:	Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2045	125
Abbildung 7-18:	Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2045	126
Abbildung 7-19:	Maximale Leitungsauslastungen in den Szenarien, 2050	127
Abbildung 7-20:	Leitungsauslastungen „Mean Max 20“ in den Szenarien, 2050	128
Abbildung 7-21:	Maximale Leitungsauslastungen in Fokus Solar mit und ohne PV-Eigenverbrauchsanlagen, 2050	130
Abbildung 7-22:	Effekte der unterschiedlichen Ausbaupfade für die regenerative Stromerzeugung auf die Großhandels-Strompreise, 2020–2050	132
Abbildung A-1:	Inputdaten PowerFlex-Grid-EU	158

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise (Preisbasis 2010)	60
Tabelle 6-1:	Potenzielle Flächenverfügbarkeit für die Energieumwandlung aus Windkraft an Land und PV-Freiflächenanlagen	80
Tabelle 6-2:	Potenzielle Flächenverfügbarkeit für die Energieumwandlung aus Windkraft an Land und PV-Freiflächenanlagen	81
Tabelle 6-3:	Entwicklung der Jahresauslastungen einzelner Technologien	92
Tabelle 7-1:	PV Eigenverbrauch: Parametrierung der Szenarien	100
Tabelle 7-2:	Marktbedingte Überschüsse an erneuerbarem Strom	107
Tabelle 7-3:	Differenz der Systemkosten zwischen dem Szenario Fokus Solar und dem Szenario Energiewende-Referenz, 2020–2050	134
Tabelle A-1	Energiewende-Referenz, 2015–2050	148
Tabelle A-2	Fokus Solar, 2015–2050	149
Tabelle A-3:	Installierte Leistung der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050	150
Tabelle A-4:	Flächeninanspruchnahme der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050	151
Tabelle A-5:	Stromerzeugung der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050	152
Tabelle A-6:	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in den ausgewiesenen Ländern in MW	153

Anhang

Anhang 1: Detaillierte Ergebnistabellen

Tabelle A-1: Energiewende-Referenz, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	9	6	3	-	-	-
Steinkohle	29	11	8	8	8	-	-	-
Erdgas	30	23	24	21	20	19	19	19
Andere Fossile	4	6	6	6	5	4	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	6	6	6	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	57	67	80	87	100	126	178
Offshore-Wind	3	6	18	27	33	39	45	51
Fotovoltaik	39	56	75	87	105	122	138	154
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	1	1	1	1	1	1	1
Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	17	28	36	42	53	53	53
Summe	204	218	259	293	323	359	408	482
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	51	40	28	10	-	-	-
Steinkohle	107	59	46	38	34	-	-	-
Erdgas	59	50	49	35	34	41	39	41
Andere Fossile	21	17	15	13	10	8	6	4
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	102	130	163	186	222	278	388
Offshore-Wind	8	26	69	107	133	162	184	185
Fotovoltaik	39	50	67	79	94	110	125	141
Biomasse	50	45	40	26	19	19	19	13
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	486	481	516	548	593	684	807
<i>davon regenerativ</i>	187	247	331	401	461	544	639	763
Nettostromimporte	-52	11	5	-35	-36	17	-10	-97
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	57	45	29	10	-	-	-
Steinkohle	111	50	37	32	29	-	-	-
Erdgas	38	31	30	21	20	24	23	24
Andere Fossile	34	35	31	27	22	17	13	9
Summe	352	172	143	109	81	41	36	33
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	762	1.015	1.200	1.299	1.299	1.299	1.299
Steinkohle	111	492	711	885	1.036	1.036	1.036	1.036
Erdgas	38	190	342	470	574	683	800	916
Andere Fossile	34	210	373	517	639	736	812	868
Summe	352	1.653	2.441	3.073	3.548	3.755	3.947	4.119

Tabelle A-2:

Fokus Solar, 2015–2050

Quelle: Berechnungen von Öko-Institut und Prognos

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Erzeugungsleistung	GW (netto)							
Kernenergie	12	8	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	21	9	9	6	3	-	-	-
Steinkohle	29	11	8	8	8	-	-	-
Erdgas	30	23	24	21	20	19	19	19
Andere Fossile	4	6	6	6	5	4	4	4
Wasserkraft (ohne PSW)	6	6	6	6	6	6	6	6
Onshore-Wind	41	57	67	67	67	70	88	115
Offshore-Wind	3	6	18	27	33	39	45	51
Fotovoltaik	39	56	74	116	151	188	244	313
Biomasse	9	9	8	6	6	6	6	6
Andere Erneuerbare	-	1	1	1	1	1	1	1
Kurzzeitspeicher (PSW u.a.)	9	9	9	9	9	9	9	9
Reserven, DSM, Importe	-	17	28	36	42	53	53	53
Summe	204	219	257	310	350	396	476	578
<i>Summe gesichert</i>	121	99	99	99	99	99	99	99
Stromaufkommen	TWh (netto)							
Kernenergie	87	63	-	-	-	-	-	-
Braunkohle	143	51	40	28	10	-	-	-
Steinkohle	107	59	45	38	34	-	-	-
Erdgas	59	49	48	34	34	43	40	38
Andere Fossile	21	17	15	13	10	8	6	4
Wasserkraft	19	23	23	22	22	22	22	22
Onshore-Wind	71	104	131	135	137	156	178	231
Offshore-Wind	8	26	69	108	133	162	180	189
Fotovoltaik	39	51	70	107	147	177	225	288
Biomasse	50	45	40	26	19	19	19	14
Andere Erneuerbare	0	1	3	4	6	8	10	12
Summe Erzeugung	604	488	484	516	553	595	680	799
<i>davon regenerativ</i>	187	250	335	403	464	544	634	757
Nettostromimporte	-52	10	2	-35	-39	17	-11	-92
CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	57	45	29	10	-	-	-
Steinkohle	111	50	37	32	29	-	-	-
Erdgas	38	30	29	21	20	25	23	22
Andere Fossile	34	35	31	27	22	17	13	9
Summe	352	172	142	109	81	42	36	31
Kum. CO₂-Emissionen	Mio. t CO₂							
Braunkohle	168	765	1.019	1.204	1.303	1.303	1.303	1.303
Steinkohle	111	477	696	869	1.020	1.020	1.020	1.020
Erdgas	38	190	339	464	566	679	798	910
Andere Fossile	34	210	373	517	639	736	812	868
Summe	352	1.642	2.427	3.054	3.528	3.738	3.933	4.101

Anhang 2:

Verteilung, Flächeninanspruchnahme und Stromerzeugung der Wind- und Solaranlagen nach Bundesländern

Tabelle A-3: Installierte Leistung der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050 Quelle: Prognos

	PV						Windkraft					
	Freifläche			gebäudeintegriert			an Land			auf See		
	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050
GW												
Energiewende-Referenz												
Baden-Württemberg	0	3	6	5	11	15	1	3	6	0	0	0
Bayern	3	6	12	9	20	27	2	3	7	0	0	0
Brandenburg & Berlin	2	3	4	1	5	6	6	12	26	0	0	0
Hessen	0	1	3	2	4	6	1	3	7	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	1	1	2	1	2	3	3	6	13	0	6	7
Niedersachsen & Bremen	1	3	5	3	9	12	9	18	37	3	21	33
Nordrhein-Westfalen	0	3	6	4	11	15	4	8	17	0	0	0
Rheinland-Pfalz	0	1	3	1	4	6	3	6	12	0	0	0
Saarland	0	0	1	0	1	1	0	1	1	0	0	0
Sachsen	1	1	2	1	3	4	1	3	6	0	0	0
Sachsen-Anhalt	1	2	2	1	3	4	5	8	17	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	0	1	2	1	3	4	6	11	23	1	7	11
Thüringen	1	1	1	1	2	3	1	3	6	0	0	0
Gesamt	11	26	48	29	78	107	41	87	178	3	33	51
Fokus Solar												
Baden-Württemberg	2	4	12	6	22	28	1	2	4	0	0	0
Bayern	3	29	72	11	31	34	2	3	5	0	0	0
Brandenburg & Berlin	2	2	2	1	5	11	6	10	17	0	0	0
Hessen	0	1	3	2	8	16	1	3	4	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1	0	1	4	3	5	8	0	6	7
Niedersachsen & Bremen	0	1	1	1	4	26	9	14	24	3	21	33
Nordrhein-Westfalen	0	2	3	4	19	44	4	6	11	0	0	0
Rheinland-Pfalz	0	1	2	2	4	13	3	5	8	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	2	3	0	0	1	0	0	0
Sachsen	1	1	2	1	3	9	1	2	4	0	0	0
Sachsen-Anhalt	1	1	1	0	1	6	5	7	11	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	0	0	1	0	2	11	6	9	15	1	7	11
Thüringen	0	2	2	1	2	5	1	2	3	0	0	0
Gesamt	11	46	102	29	106	210	41	67	115	3	33	51

Tabelle A-4: Flächeninanspruchnahme der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050 Quelle: Prognos

	PV						Windkraft					
	Freifläche			gebäudeintegriert			an Land			auf See		
	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050
km²												
Energiewende-Referenz												
Baden-Württemberg	7	48	103	21	67	87	35	167	333	0	0	0
Bayern	42	103	188	32	118	159	63	206	414	0	0	0
Brandenburg & Berlin	33	50	66	4	29	38	280	644	1.255	0	0	0
Hessen	5	21	42	6	27	36	46	154	300	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	10	18	26	2	12	19	126	276	540	0	442	442
Niedersachsen & Bremen	8	41	82	10	52	69	388	811	1.575	90	1.447	2.001
Nordrhein-Westfalen	4	47	105	9	69	89	165	373	726	0	0	0
Rheinland-Pfalz	6	22	41	5	26	35	102	280	545	0	0	0
Saarland	1	5	9	1	6	8	10	27	51	0	0	0
Sachsen	10	22	32	3	18	26	49	133	261	0	0	0
Sachsen-Anhalt	14	26	36	2	17	26	218	542	1.068	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	6	18	31	3	19	26	178	520	994	23	476	663
Thüringen	7	13	19	3	10	15	64	134	255	0	0	0
Gesamt	155	434	780	101	469	632	1.725	4.266	8.318	113	2.365	3.106
Fokus Solar												
Baden-Württemberg	27	72	186	21	137	167	35	131	214	0	0	0
Bayern	42	469	1.170	32	201	208	63	171	280	0	0	0
Brandenburg & Berlin	33	34	37	4	29	62	280	530	831	0	0	0
Hessen	5	22	42	6	51	98	46	124	197	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	10	14	14	2	4	23	126	216	346	0	442	442
Niedersachsen & Bremen	8	14	22	10	24	155	388	645	1.026	90	1.447	2.001
Nordrhein-Westfalen	4	28	43	9	114	266	165	299	474	0	0	0
Rheinland-Pfalz	6	26	32	5	26	79	102	226	357	0	0	0
Saarland	1	2	7	1	14	20	10	22	35	0	0	0
Sachsen	10	23	30	3	16	52	49	107	171	0	0	0
Sachsen-Anhalt	14	16	20	2	7	33	218	448	707	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	6	8	10	3	12	61	178	428	661	23	476	663
Thüringen	7	26	38	3	14	32	64	108	167	0	0	0
Gesamt	175	752	1.651	101	648	1.258	1.725	3.454	5.466	113	2.365	3.106

Tabelle A-5: Stromerzeugung der Windkraftanlagen an Land und auf See sowie der gebäudeintegrierten und der Freiflächen-PV-Anlagen, 2015, 2035 und 2050 Quelle: Prognos

	PV						Windkraft					
	Freifläche			gebäudeintegriert			an Land			auf See		
	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050	2015	2035	2050
TWh												
Energiewende-Referenz												
Baden-Württemberg	1	3	7	5	10	14	1	6	13	0	0	0
Bayern	3	7	12	9	18	25	3	7	16	0	0	0
Brandenburg & Berlin	2	3	4	1	4	5	9	26	55	0	0	0
Hessen	0	1	3	1	4	5	2	7	14	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1	0	2	2	5	14	29	0	21	26
Niedersachsen & Bremen	1	2	5	3	7	9	15	40	82	7	87	142
Nordrhein-Westfalen	0	3	6	4	9	12	6	17	36	0	0	0
Rheinland-Pfalz	0	1	3	1	4	5	4	12	26	0	0	0
Saarland	0	0	1	0	1	1	1	1	3	0	0	0
Sachsen	1	1	2	1	3	4	2	6	12	0	0	0
Sachsen-Anhalt	1	1	2	1	2	4	7	18	37	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	0	1	2	1	2	3	10	26	54	2	28	48
Thüringen	1	1	1	1	1	2	2	6	12	0	0	0
Gesamt	11	27	48	27	68	93	67	186	390	9	136	216
Fokus Solar												
Baden-Württemberg	2	5	13	5	21	27	1	4	8	0	0	0
Bayern	4	31	76	10	30	32	3	6	10	0	0	0
Brandenburg & Berlin	2	2	2	0	4	9	9	20	35	0	0	0
Hessen	0	1	3	2	8	15	2	5	9	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	1	1	1	0	1	3	5	10	18	0	21	26
Niedersachsen & Bremen	0	1	1	1	3	21	15	29	51	7	86	142
Nordrhein-Westfalen	0	2	2	4	16	37	6	13	23	0	0	0
Rheinland-Pfalz	0	2	2	2	4	12	4	9	16	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	2	3	1	1	2	0	0	0
Sachsen	1	1	2	1	2	7	2	4	7	0	0	0
Sachsen-Anhalt	1	1	1	0	1	5	7	13	24	0	0	0
Schleswig-Holstein & Hamburg	0	0	1	0	2	8	10	20	34	2	28	48
Thüringen	0	2	2	1	2	5	2	4	7	0	0	0
Gesamt	12	48	105	27	96	183	67	137	243	9	135	216

Anhang 3: Annahmen zur Entwicklung der Kraftwerksparks in den europäischen Nachbarländern

Tabelle A-6: Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in den ausgewiesenen Ländern in MW Quelle: Öko-Institut

	FR	AT	BE	CH	CZ	DK	LU	NL	NO	PL	SE
	MW										
2020											
Backup	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Braunkohle	0	0	0	0	5.808	0	0	0	0	7.175	137
Erdgas	16.117	5.354	7.603	1.374	2.379	3.593	550	16.290	1.600	6.714	983
Kernenergie	63.130	0	4.031	2.171	3.779	0	0	0	0	0	7.263
Biomasse	3.960	1.376	1.335	488	661	2.233	20	1.439	4.706	1.410	3.000
Sonstige	2.099	1.559	1.974	371	174	510	0	1.249	0	455	2.891
Öl	5.384	142	367	77	40	562	1	49	98	543	710
Steinkohle	3.492	1.208	300	0	1.212	2.944	0	5.506	0	19.735	164
Gesamt	99.182	14.639	20.610	9.481	19.053	14.842	5.571	29.533	11.404	41.032	20.148
2025											
Backup	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Braunkohle	0	0	0	0	5.072	0	0	0	0	6.611	25
Erdgas	34.894	5.291	7.790	2.847	3.379	901	550	13.802	1.600	6.914	983
Kernenergie	44.158	0	4.031	1.193	3.779	0	0	0	0	0	5.475
Biomasse	6.665	1.563	1.813	894	611	3.186	20	2.169	5.003	1.905	3.300
Sonstige	2.099	1.559	1.974	371	174	510	0	1.249	0	455	2.891
Öl	2.551	77	367	77	40	281	1	49	96	491	422
Steinkohle	3.492	1.208	37	0	1.212	2.636	0	5.506	0	14.238	164
Gesamt	98.859	14.698	21.012	10.382	19.267	12.514	5.571	27.775	11.699	35.614	18.260
2030											
Backup	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Braunkohle	0	0	0	0	2.852	0	0	0	0	6.611	25
Erdgas	48.394	5.291	8.740	5.347	7.379	1.276	550	13.601	1.300	8.314	896
Kernenergie	21.296	0	0	0	3.291	0	0	0	0	0	0
Biomasse	9.370	1.750	2.290	1.300	560	4.140	70	2.900	5.300	2.400	3.600
Sonstige	2.099	1.559	1.974	371	174	510	0	1.249	0	455	2.808
Öl	2.248	77	367	77	40	281	1	49	31	425	422
Steinkohle	1.783	1.208	37	0	1.012	2.004	0	4.909	0	11.884	164
Gesamt	90.190	14.885	18.408	12.095	20.308	13.211	5.621	27.708	11.631	35.089	12.915
2035											
Backup	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Braunkohle	0	0	0	0	2.360	0	0	0	0	4.177	25
Erdgas	57.294	5.252	11.856	7.811	10.379	914	550	13.050	900	10.514	896
Kernenergie	8.612	0	0	0	1.916	0	0	0	0	0	0
Biomasse	10.076	1.881	2.462	1.398	670	4.451	70	3.118	5.698	2.580	3.600
Sonstige	2.070	1.559	1.974	371	174	510	0	1.249	0	455	2.730
Öl	2.207	56	344	41	40	281	1	49	31	425	422
Steinkohle	655	114	37	0	812	1.299	0	4.508	0	11.244	164
Gesamt	85.914	13.862	21.673	14.621	21.351	12.455	5.621	26.974	11.628	34.395	12.837

	FR	AT	BE	CH	CZ	DK	LU	NL	NO	PL	SE
MW											
2040											
Backup	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Braunkohle	0	0	0	0	2.360	0	0	0	0	2.438	25
Erdgas	62.962	5.022	12.632	7.732	11.479	641	550	13.427	900	12.114	854
Kernenergie	5.981	0	0	0	1.916	0	0	0	0	0	0
Biomasse	10.783	2.013	2.634	1.495	780	4.761	70	3.335	6.095	2.760	3.600
Sonstige	2.009	1.513	1.129	371	174	510	0	1.249	0	455	2.674
Öl	2.136	56	344	41	40	246	0	49	19	425	213
Steinkohle	538	114	37	0	812	414	0	3.944	0	10.457	56
Gesamt	89.409	13.718	21.776	14.639	22.561	11.572	5.620	27.004	12.014	33.649	12.422
2045											
Backup	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Braunkohle	0	0	0	0	2.430	0	0	0	0	2.344	25
Erdgas	62.476	4.936	12.185	7.748	12.424	825	555	13.499	721	12.745	855
Kernenergie	5.981	0	0	0	1.916	0	0	0	0	0	0
Biomasse	10.783	2.013	2.634	1.495	780	4.761	70	3.335	6.095	2.760	3.600
Sonstige	1.915	1.461	1.043	371	144	510	0	1.223	0	455	2.333
Öl	2.165	59	356	44	40	248	0	58	19	428	221
Steinkohle	421	120	41	0	628	414	0	3.965	0	10.312	56
Gesamt	93.740	18.589	26.258	19.658	28.362	16.758	10.625	32.079	16.835	39.043	17.089
2050											
Backup	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Braunkohle	0	0	0	0	2.000	0	0	0	0	1.714	25
Erdgas	61.170	4.722	10.847	7.732	13.142	556	550	10.653	542	12.841	813
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	10.783	2.013	2.634	1.495	780	4.761	70	3.335	6.095	2.760	3.600
Sonstige	1.821	1.409	957	371	113	510	0	1.197	0	455	1.991
Öl	1.877	56	344	41	40	246	0	49	19	360	213
Steinkohle	303	79	37	0	188	0	0	3.305	0	8.388	56
Gesamt	125.954	58.279	64.819	59.639	66.263	56.073	50.620	68.539	56.656	76.518	56.698

Anhang 4:

Modellbeschreibung: PowerFlex-Grid EU

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell für den europäischen Strommarkt, das thermische Kraftwerke, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage zu decken.

Das Einsatzmodell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert und in der Software GAMS implementiert. Es wird mithilfe des CPLEX-Algorithmus (Simplex-Algorithmus) gelöst. Die Minimierung der Summe aller variablen Kosten stellt die Zielfunktion des Optimierungsproblems dar. Der zulässige Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen wird über Nebenbedingungen definiert.

Die zeitliche Auflösung des Optimierungsproblems beträgt eine Stunde, der Betrachtungszeitraum liegt bei einem Kalenderjahr (d. h. 8.760 Zeitschritte). Innerhalb dieses Betrachtungszeitraums werden sequenziell Lösungen für jeweils einen Optimierungszeitraum berechnet. Dieser Optimierungszeitraum rolliert mit einer entsprechenden Schrittweite durch das Kalenderjahr. Die Länge eines Optimierungszeitraums ist frei einstellbar und reicht von 24 h bis 8.760 h. Sie wird in Abhängigkeit von der Problemlkomplexität und der gewünschten zeitlichen Vorausschau festgelegt. In diesem Projekt wurden die 8.760 h des Jahres in einer Sequenz berechnet. Dies entspricht einer perfekten Voraussicht über das gesamte Jahr.

Die einzelnen Kraftwerke in Deutschland werden im Modell detailliert mithilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke werden nach Möglichkeit blockscharf erfasst, mit einem individuellen Wirkungsgrad versehen und sowohl punktscharf einem Umspannwerk als auch regional einem Bundesland zugeordnet. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen, wie z. B. Blockheizkraftwerke, werden in technologie-, baujahr- und bundeslandscharfen Gruppen zusammengefasst und mithilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung entlang eines festen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Pumpspeicherkraftwerke werden mit ihrer jeweiligen Speicherkapazität und installierter elektrischer Leistung abgebildet. Insgesamt setzt sich der im Modell PowerFlex abgebildete deutsche Bestandskraftwerkspark aus rund 350 Einzelblöcken und 90 Technologieaggregaten zusammen. Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, sind Teil des thermischen Kraftwerksparks. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologie-spezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung.

Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen Laufwasser, Offshore-Windkraft, Onshore-Windkraft und Fotovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofile vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Fotovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h., dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für Must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas-Kraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die im Gegensatz zu EE-Anlagen nicht abgeregelt werden kann.

Die Stromnachfrage wird analog zur fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast des betrachteten Jahres und einem kleinen als konstant angenommenen Anteil für den nicht in der Netzlast enthaltenen Verbrauch zusammen.

Ein zentraler Bestandteil des Modells ist die Abbildung von Flexibilität auf der Nachfrageseite durch Speicher bzw. Lastmanagement. Diese werden im Modell mit Hilfe der installierten elektrischen Leistung, der Speicherkapazität und der zu deckenden Lastkurve beschrieben.

Folgende Flexibilitätsoptionen wurden im Rahmen dieses Projektes berücksichtigt:

- » Flexibilisierung von Biogas- und Klärgasanlagen mithilfe eines Gasspeichers und einer erhöhten BHKW-Leistung
- » Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken mithilfe eines Wärmespeichers und zusätzlichen Wärmequellen (z. B. elektrischer Heizstab)
- » Pumpspeicherkraftwerke
- » Industrie-Lastmanagement
- » PV-Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung
- » Power-to-Gas
- » Elektromobilität mit einem Anteil „smart charging“

Die Wirkzusammenhänge des europäischen Strommarkts werden in PowerFlex durch die Abbildung der gesamten ENTSO-E-Region berücksichtigt. Jedes Land wird als ein Netzknoten repräsentiert. Die Netznoten sind wiederum über Kuppelstellen miteinander verbunden, so dass der ökonomische Stromhandel zwischen den Ländern berücksichtigt und optimiert wird. Die thermischen Kraftwerke der anderen Länder werden in technologie- und baujahrscharfen Gruppen zusammengefasst und entsprechend aggregiert als Erzeugungseinheiten berücksichtigt.

Das Übertragungsnetz kann für Deutschland entweder mithilfe des DC-Ansatzes für rund 500 Netzknoten (Fokus auf resultierende Lastflüsse) oder mithilfe des Transportmodell-Ansatzes für verschiedene Regionen (Fokus auf ökonomische Leistungsaustausche) abgebildet werden. Bei Anwendung des DC-Ansatzes können die Lastflüsse während der Marktmodellierung mit bindenden Netzrestriktionen oder im Anschluss an die Marktmodellierung bzw. ohne bindende Netzrestriktionen ermittelt werden. Das Ergebnis ohne bindende Netzrestriktionen stellt eine vereinfachte Lastflusssimulation dar, bei der Netzengpässe keinen Einfluss auf das Marktergebnis nehmen. Das unter bindenden Netzrestriktionen ermittelte Marktergebnis stellt das Ergebnis nach erfolgtem Redispatch und EE-Einspeisemanagement dar. Die Netzergebnisse werden für jede Stunde des Jahres ermittelt. In diesem Projekt wurde der DC-Ansatz angewendet, da auf Lastflüsse und hieraus resultierenden Netzausbaubedarfen fokussiert wird.

Der Netzausbaubedarf kann, wie in diesem Projekt, mithilfe einer Ex-post-Auswertung der resultierenden Lastflüsse als Netzverstärkung ausschließlich auf bereits vorhandenen Trassen abgeschätzt werden. Detailliertere Ergebnisse zum Netzausbaubedarf können mithilfe des iterativen Netzausbaus bestimmt werden. In diesem Fall wird ausgehend von einem Startnetz und einer Anzahl Netzverstärkungs- und Netzausbauoptionen in jeder Runde ein potenzielles Netzausbauvorhaben auf seine netzentlastende Wirkung erprobt und ausgewählt. Der iterative Netzausbau kann Netzverstärkungs- und Netzausbauoptionen berücksichtigen.

Um die fluktuierende Erzeugung von regenerativen Energien (insbesondere Windenergie und Fotovoltaik) auszugleichen und zu jedem Zeitpunkt die Netzlast bedienen zu können, werden außerdem Backup-Kapazitäten berücksichtigt, die zusätzliche Leistung in einzelnen Stunden zur Verfügung stellen können.²⁹

²⁹ Es handelt sich hierbei modelltechnisch um ein generisches Backup-Kraftwerk, das eine Vielzahl möglicher Optionen wie z. B. Gasturbinen oder Vereinbarungen zur Lastreduktion in einzelnen Stunden umfasst.

Die wesentlichen Inputdaten für PowerFlex sind in Abbildung A-1 dargestellt.

Abbildung A-1: Inputdaten PowerFlex-Grid-EU

Quelle: Öko-Institut



PowerFlex-Grid-EU liefert die folgenden relevanten Ergebnisse (in stündlicher Auflösung):

- » Einsatzprofile von Kraftwerken (inkl. Benutzungsstunden und Erlösen am Strommarkt), Speichern und flexiblen Verbrauchern
- » Brennstoffmix
- » CO₂-Emissionen
- » Verluste durch Speicher und Flexibilitätsoptionen
- » EE-Abregelung
- » Strompreise
- » Deckungsbeiträge einzelner Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen
- » Auslastungsprofile einzelner Trassen
- » Netzausbaubedarfe (Zahl der Leitungen/Trassen/Leitungskilometer/ Investitionsbedarfe)

Anhang 5:

Lastflussberechnung und Herleitung der Linearisierung

In einer Lastflusssimulation wird der Leistungsfluss auf den einzelnen Leitungen sowohl für die Wirkleistung P als auch die Blindleistung Q mithilfe der Lastflussgleichungen ermittelt. Dies sei am Beispiel des Lastflusses zwischen den Knoten k und m mithilfe der folgenden Gleichungen beschrieben:

$$P_{km} = \frac{(|U_k|^2 - |U_k| \cdot |U_m| \cdot \cos \Theta_{km}) \cdot R_{km} + (|U_k| \cdot |U_m| \cdot \sin \Theta_{km}) \cdot X_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2}$$

$$Q_{km} = \frac{(|U_k|^2 - |U_k| \cdot |U_m| \cdot \cos \Theta_{km}) \cdot X_{km} - (|U_k| \cdot |U_m| \cdot \sin \Theta_{km}) \cdot R_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2}$$

Für eine Abschätzung des Lastflusses im deutschen Höchstspannungsnetz ist es zulässig, die folgenden Annahmen zu treffen, die bewirken, dass sich der nichtlineare Lastfluss zu einem linearen Zusammenhang vereinfacht:

Θ_{km} :

Der Winkel zwischen der Spannung am Knoten k und am Knoten m ist klein ($\sin \Theta_{km} \approx \Theta_{km}$; $\cos \Theta_{km} \approx 1$)

Spannungsabfälle:

Es wird von einem flachen Spannungsprofil ausgegangen ($U_k \approx U_m \approx U$)

Verlustleistung:

Es wird angenommen, dass der Wirkwiderstand im Vergleich zum Blindwiderstand der Leitung vernachlässigbar ist ($R \ll L$). Somit entstehen keine Netzverluste.

Unter Einbeziehung der Annahmen und mit Berücksichtigung des reziproken Zusammenhangs $b_{km} = \frac{X_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2}$ vereinfacht sich die obige Lastflussgleichung auf einen proportionalen Zusammenhang zwischen dem Leistungsfluss und dem Phasenwinkel der Spannung, bei dem der Blindleitwert den Proportionalitätsfaktor bildet:

$$P_{km} = \frac{(|U_k|^2 - |U_k| \cdot |U_m| \cdot \cos \Theta_{km}) \cdot R_{km} + (|U_k| \cdot |U_m| \cdot \sin \Theta_{km}) \cdot X_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} = b_{km} \cdot \Theta_{km}$$

$$Q_{km} = \frac{(|U_k|^2 - |U_k| \cdot |U_m| \cdot \cos \Theta_{km}) \cdot X_{km} - (|U_k| \cdot |U_m| \cdot \sin \Theta_{km}) \cdot R_{km}}{R_{km}^2 + X_{km}^2} = 0$$

Im Ergebnis bedeutet dies, dass die vereinfachte Lastflusssimulation ausschließlich die Wirkleistungsflüsse und keine Leitungsverluste berücksichtigt. Die tatsächliche Auslastung des Übertragungsnetzes wird durch dieses Verfahren tendenziell unterschätzt. Die Abweichung zwischen den Ergebnissen einer AC-Lastflusssimulation und einer vereinfachten DC-Lastflusssimulation wird ungefähr mit 5 % des AC-Lastflussergebnisses abgeschätzt.



Unser Ziel

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

wwf.de | info@wwf.de

Unterstützen Sie den WWF

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22

Bank für Sozialwirtschaft Mainz

BIC: BFSWDE33MNZ

WWF Deutschland

Reinhardtstraße 18
10117 Berlin · Germany

Tel.: 030 311 777 700

Fax: 030 311 777 888

info@wwf.de · wwf.de