



VERGLEICH UND OPTIMIERUNG VON **ZENTRAL** UND **DEZENTRAL** ORIENTIERTEN AUSBAUPFADEN ZU EINER **STROMVERSORGUNG** AUS **ERNEUERBAREN ENERGIEN** IN DEUTSCHLAND

Stand 21.10.2013

Vorwort

„So dezentral wie möglich, so zentral wie nötig.“ So lautet die Kernforderung, die der Bundesverband mittelständische Wirtschaft in Bezug auf die Energiewende und eine zukunftssichere Energieversorgung erhebt. Dem können sich die Haleakala-Stiftung und die 100 Prozent Erneuerbare-Stiftung vorbehaltlos anschließen, und zwar nicht nur aus wirtschaftspolitischen Gründen, sondern auch aus gesellschaftspolitischen, ja normativen Erwägungen.

Und doch stellt sich die Frage: Ist die Formel auch energiewirtschaftlich sinnvoll?

Die Frage ist für das Gelingen der Energiewende zu wichtig, um es bei Mutmaßungen zu belassen. Daher hat die Haleakala-Stiftung, unterstützt durch den Bundesverband mittelständische Wirtschaft und die 100 Prozent Erneuerbare-Stiftung, das Reiner Lemoine Institut beauftragt, in einer fundierten Analyse eine differenzierte Antwort zu erbringen.

Die Experten für komplexe Simulationen um Prof. Dr. Ing. Joachim Twele und Dr. Christian Breyer haben in verschiedenen Szenarien berechnet, welche Auswirkungen unterschiedliche regionale Verteilungen von Erneuerbare-Energie-Anlagen auf die Gesamtkosten des Energiesystems langfristig haben. Unter anderem haben sie ein ausgeprägt zentralistisches Szenario aufgebaut, in dem Erneuerbare-Energie-Anlagen nur dort installiert werden, wo die spezifischen Stromerzeugungskosten am niedrigsten sind, wo also die Sonne am meisten scheint und der Wind am stärksten weht. Dem steht ein dezentrales Szenario gegenüber, in dem jedes Bundesland einen bestimmten Anteil seines Strombedarfs durch Erneuerbare Energien vor Ort deckt. Für beide Szenarien lassen sich die Gesamtkosten errechnen, die nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch die Kosten für den Transport und die Speicherung des Stroms umfassen. Die Betrachtung dieser Gesamtkosten offenbart übrigens zunächst eine gute Nachricht für alle Unterstützer der Energiewende: Die jährlichen Gesamtkosten für Erzeugung, Transport und Speicherung des Stroms sind in einer Welt, in der annähernd der gesamte Strom aus Erneuerbaren Energien stammt, nicht wesentlich höher als heute. Und das, obwohl die Studie die Potenziale einer erhöhten Energieeffizienz nicht einberechnet hat und von einem gleichbleibend hohen Strombedarf ausgeht.

Nun zu dem Vergleich zwischen einer weitgehend dezentralen und extrem zentralistisch ausgeprägten Energiewende: Es zeigen sich keine wesentlichen Kostenunterschiede, wenn man alleine die Gesamtkosten betrachtet. Ein genauerer Blick zeigt allerdings drei Gründe, warum ein dezentraler Pfad der energiewirtschaftlich richtige Weg ist:

- (1) Der Faktor Risiko: Ein zentrales Szenario setzt mehr Übertragungsnetzausbau und mehr Speicher voraus – beides sind Optionen, die mit hohem Risiko verbunden sind. Denn ob die Bürger immer mehr Stromtrassen akzeptieren und ob die Speichertechnologien so schnell wie erwartet marktfähig werden, das wissen wir nicht. Dezentral machen wir uns von diesen Unwägbarkeiten unabhängiger, verringern das Risiko von Fehlinvestitionen.
- (2) Der Faktor Klimaschutz: Dezentral kommen wir leichter weg von konventionellen Energien.
- (3) Der Faktor Energieimporte: Dezentral müssen wir leichter Importkosten für Steinkohle und Erdgas sparen.

Daneben fällt in einer dezentralen Energiewelt auch die Integration von Strom, Wärme und Mobilität leichter. Dezentrale Anwendungen wie Power-to-Heat und Blockheizkraftwerke zeigen: Energieeffizienz kann zu einem echten Innovationstreiber werden.

Die Umsetzung der Energiewende hat allerdings auch weiterführende wirtschaftspolitische Folgen. Hier kommt dem Aspekt der regionalen Wertschöpfung eine überragende Bedeutung zu. Logischerweise führt eine zentrale Energiewende dazu, dass die regionalen Wertschöpfungseffekte auf vergleichsweise wenige Standorte konzentriert sind. Doch wie groß sind diese Unterschiede im Vergleich zu der dezentralen Energiewende? Auch diese Frage hat das Reiner Lemoine Institut analysiert. Das Ergebnis: Der Abstand zwischen Energiewende-Gewinner-Regionen und Energiewende-Verlierer-Regionen ist bei einer zentralen Energiewende um gut 40 Prozent größer als bei einer dezentralen Energiewende. Zudem geht bei einer Energiewende, bei der stark auf Offshore-Windenergie gesetzt wird, regionale Wertschöpfung im Milliardenbereich verloren. Die gleichmäßigere Verteilung der regionalen Wertschöpfung kann auch als ein Indikator für die größere Akteursvielfalt auf einem dezentralen Markt angesehen werden. Die Abschöpfung von Monopolrenditen wird so verhindert.

Für uns sind all diese Punkte sehr ernst zu nehmende Argumente, die die Präferenz einer dezentralen Energiewende erhärten. Insbesondere sollte der Ausbau von Offshore-Windenergie kritisch überprüft werden.

Wir sind der Meinung, dass die Arbeit des Reiner Lemoine Instituts eine tragfähige Fundierung unseres Credo „so dezentral wie möglich, so zentral wie nötig“ und einen wertvollen Beitrag zum energiepolitischen Diskurs erbringt. Daher legen wir Ihnen ihre Lektüre sehr ans Herz. Wir sind gespannt, welche Schlüsse Sie aus den Ergebnissen ziehen, und freuen uns auf den Austausch mit Ihnen hierüber.

Mit herzlichen Grüßen

Die Auftraggeber der Studie

Dr. Paul Grunow
Haleakala-Stiftung


Mario Ohoven
Bundesverband mittelständische
Wirtschaft

Matthias Willenbacher
100 prozent erneuerbar stiftung

Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

Durchgeführt von
Reiner Lemoine Institut gGmbH
Ostendstr. 25
12459 Berlin

Projektverantwortliche
Dr.-Ing. Christian Breyer
Dipl.-Ing. Berit Müller

Layout
Frithjof Siebert

Unter Mitwirkung von

Dipl.-Ing. (FH) Caroline Möller
Dipl.-Ing. (FH) Elisa Gaudchau
B. Sc. Ludwig Schneider
Kevin Gajkowski
Dipl.-Ing. (FH) Matthias Resch
M. Sc. Guido Pleßmann

Durchführungszeitraum
01.07.2012 21.10.2013

Im Auftrag von
Haleakala-Stiftung
100 prozent erneuerbar stiftung
BVMW Bundesverband mittelständische
Wirtschaft

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht und bewertet verschiedene Pfade auf dem Weg zu einer Stromversorgung aus 100 % Erneuerbaren Energien (EE). Im Vordergrund steht die Frage, ob es ökonomisch sinnvoll ist, die Kapazitäten zur Erzeugung Erneuerbarer Energie auf die Standorte zu konzentrieren, die die geringsten Kosten bei der Stromgestehung aufweisen. Diese Frage wird hinsichtlich zweier Kriterien bewertet: den Gesamtsystemkosten (operationalisiert durch die Summe der Stromgestehungskosten (incl. Kosten für Speicher) und der Leitungskosten für den Stromtransport) und der zu erwartenden regionalen bzw. kommunalen Wertschöpfung. Hierfür werden Szenarien mit unterschiedlichen Ausbaupfaden untersucht. Bezüglich der Gesamtsystemkosten ist der Ausbaupfad zu bevorzugen, der zu den geringsten Kosten führt. Bezüglich der regionalen Wertschöpfung werden die Szenarien danach beurteilt, wie gleichmäßig sich diese auf die Regionen verteilt.

Die Studie kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

1. Die jährlichen Gesamtsystemkosten sind kaum höher als heute. Für alle simulierten Jahre bewegen sie sich zwischen knapp 10 €cent/ kWh und knapp 11 €cent/ kWh.
2. Es gibt keine nennenswerten Kostenunterschiede zwischen den untersuchten Ausbaupfaden: So ergibt sich bei einem dezentralen Szenario mit einer weitgehend gleichmäßigen Verteilung der EE-Anlagen gegenüber einem Szenario, bei dem der Ausbau von Erneuerbaren Energien auf die Standorte mit den geringsten spezifischen Stromgestehungskosten konzentriert wird, nur eine Kostensteigerung von 0,2 bis 1,2 % der Gesamtsystemkosten.
3. Die geringen Kostenunterschiede in den drei betrachteten Szenarien geben der kommunalen Wertschöpfung Gewicht als ein entscheidendes Kriterium bei der Bewertung der Szenarien.
4. Bei sehr vorsichtiger Abschätzung des Faktors „kommunale Wertschöpfung“ ergibt sich für einzelne Regionen eine jährliche Differenz von bis zu 80 € je Einwohner und Jahr bei einem dezentralen Ausbau gegenüber der Variante der günstigsten Standorte. Die Spreizung zwischen Regionen mit hoher kommunaler Wertschöpfung gegenüber Regionen mit geringer kommunaler Wertschöpfung aus Erneuerbaren Energien verringert sich um ca. 1/3 (50 € je Einwohner und Jahr) gegenüber dem Szenario Zentral.
5. Eine Fokussierung des Ausbaus der Kraftwerkskapazitäten auf die jeweils günstigsten Standorte führt zu einem sprunghaften Wechsel des Ausbauschwerpunktes zwischen den Regionen und wirkt damit einem stabilen Ausbau der regionalen Wirtschaft entgegen.
6. Ein starker Ausbau von Offshore-Windenergiekapazitäten verringert den Effekt der kommunalen Wertschöpfung ohne zu niedrigeren Gesamtsystemkosten zu führen.
7. Der Zubau von Kohlekraftwerken in Jahren mit noch geringen Anteilen Erneuerbaren Energien verlagert Kosten auf künftige Generationen, da er (im Vergleich zu einem Zubau von Gaskraftwerken) zu höheren Kosten des Stromsystems bei hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien führt.

Die zentrale Fragestellung der Studie führt daher zu der Empfehlung, den Ausbau der erneuerbaren Versorgungsstrukturen dezentraler zu gestalten. Photovoltaik und Wind Onshore sollten in nahezu allen Regionen zugebaut werden. Hingegen würde sich ein zentralisierter Zubau, etwa durch eine Konzentration der Windenergie an der Küste durch einen übermäßigen Ausbau der Offshore Windenergie oder die Nutzung der Photovoltaik nur im Süden, nachteilig auf eine ausgeglichene wirtschaftliche Entwicklung der Regionen auswirken.

Aus dem Ergebnis, dass ein dezentraler Ausbaupfad vorteilhaft ist, ergeben sich Empfehlungen für die Ausgestaltung des Marktdesigns bei der Fortführung der Energiewende:

Ein dezentraler und verbrauchsnahe Ausbau von Photovoltaik und Wind Onshore sollte im Energiemarkt stärker angereizt werden, damit im Sinne der regionalen Kohäsion alle Landesteile Deutschlands von den Wertschöpfungseffekten der Energiewende profitieren können.

Ein zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte klar kommuniziert werden, um die Rentabilität neuer fossiler Kraftwerke über ihre gesamte Laufzeit ermitteln zu können.

Abkürzungen

BAW	Baden-Württemberg
BAY	Bayern
BBB	Brandenburg Berlin
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Capex	Investitionskosten (capital expenditures)
CRF	Annuitätenfaktor (Capital Recovery Factor)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EE	Erneuerbare Energien
EE Strom	Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien
EE-CH₄	mit Hilfe Erneuerbarer Energien synthetisch erzeugtes Methan
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EEVS	Endenergieverbrauch Strom
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
HES	Hessen
IEA	Internationale Energieagentur
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
LCOE	Stromgestehungskosten (Levelized Costs Of Electricity)
MEC	Mecklenburg-Vorpommern
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NEP	Netzentwicklungsplan
NIE	Niedersachsen Bremen
Nm	Normkubikmeter
NRW	Nordrhein-Westfalen
Opex	Betriebskosten (operational expenditures)
PV	Photovoltaik
RLS	Rheinland-Pfalz Saarland
SAA	Sachsen-Anhalt
SAC	Sachsen
SCH	Schleswig-Holstein Hamburg
THG	Treibhausgase
THU	Thüringen
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
WEA	Windenergieanlage



Foto: Andreas Barnickel / pixelio.de

Inhalt

1.	Einleitung	9	5.2.3.	Erzeugungszeitreihen Laufwasserkraft	26
1.1	Hintergrund und Ziele	9	5.2.4.	Erzeugungszeitreihen Windenergie	26
1.2	Aufbau der Studie	10	5.2.5.	Erzeugungszeitreihen Photovoltaik	27
2.	Einführung in die Thematik der dezentralen Energieversorgung und kommunalen Wertschöpfung	11	5.2.6.	Bestehender Kraftwerkspark	27
2.1	Allgemeine Begriffsbestimmung 'dezentrale Energieversorgung'	11	5.2.7.	Netzmodell	29
2.2	Qualitative Bewertung der dezentralen Energieversorgung	12	5.2.8.	Kosten der Technologien	31
2.3	Kommunale Wertschöpfung	13	5.2.9.	Kalkulation der jährlichen Gesamtsystemkosten	35
3.	Gegenwärtige politische Ziele und Rahmenbedingungen	16	5.2.10.	Ermittlung der kommunalen Wertschöpfung	37
4.	Methodik und Simulation	19	6.	Ergebnisse	39
4.1	Modell	19	6.1	PV-Eigenverbrauch	39
4.2	Berücksichtigung der einzelnen Komponenten im Modell	20	6.2	Gesamtsystemoptimierung	40
4.2.1.	Fluktuierende Erneuerbare Energien	20	6.2.1.	Vergleich der Szenarien	43
4.2.2.	Bioenergie	20	6.2.2.	Speicher und Übertragungskapazitäten	51
4.2.3.	Fossile Kraftwerke	21	6.2.3.	Thermische Residualkapazitäten	53
4.2.4.	Speicher	21	6.2.4.	EE-Anteile in den Regionen	55
4.3	Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs	22	6.3	Kommunale Wertschöpfung	57
5.	Szenarien und Datenbasis	23	6.4	Diskussion der Ergebnisse	58
5.1	Szenarien	23	7.	Ausblick	61
5.2	Datenbasis und ergänzende Annahmen	25	A.1	Energiestudien/-konzepte der Bundesländer	67
5.2.1.	Kraftwerkseinsatz in den Regionen und Transportnetz	25	A.2	Kostenentwicklung und Lebensdauer verschiedener Technologien	69
5.2.2.	Lastgänge	25	A.3	Berechnung der Brennstoffkosten	70
			A.4	Wirkungsgrade und Kapazitäten verschiedener Technologien	71

Abbildungen

Abbildung 1: Traditionelle (zentrale) und dezentrale Energieerzeugung	12	Abbildung 22: Gesamtinstallierte Leistungen fluktuierender Erneuerbarer Energien und Speicher für die verschiedenen Simulationsjahre (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	44
Abbildung 2: Wertschöpfungseffekte Erneuerbarer Energien in Kommunen	14	Abbildung 23: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Zentral	45
Abbildung 3: Wertschöpfungseffekte typischer erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen während 20 Jahren Anlagenbetrieb	15	Abbildung 24: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Offshore	45
Abbildung 4: Bandbreite des Ausbaupfades der Erneuerbaren Energien aus internationaler, bundesweiter und regionaler Sicht	16	Abbildung 25: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2020, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	46
Abbildung 5: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien	18	Abbildung 26: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2030, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	46
Abbildung 6: Bundesweite Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien	18	Abbildung 27: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2040, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	47
Abbildung 7: Betrachtete Regionen Deutschlands mit Regionsnummer und Abkürzung.	19	Abbildung 28: Gesamtinstallierte Leistungen fluktuierender Erneuerbarer Energien und Speicher für die verschiedenen Simulationsjahre (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	47
Abbildung 8: Überblick aller im Modell verwendeten Komponenten; die PV-Batterie-Eigenverbrauchsoptimierung ist grau dargestellt	21	Abbildung 29: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Dezentral	48
Abbildung 9: Standorte und installierte Kapazitäten der im Modell betrachteten Kraftwerke und Speicher im Ist-Zustand (2012/2013)	28	Abbildung 30: Kostendifferenz von Szenario Dezentral zu Szenario Zentral	49
Abbildung 10: Deutsches Höchstspannungsnetz	30	Abbildung 31: Investitions- und Betriebskosten Szenario Dezentral	50
Abbildung 11: Im Modell verwendetes Ersatznetz	31	Abbildung 32: Prozentuale Investitions- und Betriebskosten Szenario Dezentral	50
Abbildung 12: Angenommene Investitionskosten für Photovoltaik- und Windenergieanlagen	33	Abbildung 33: Gesamtsystemkosten mit und ohne neue Kohlekraftwerke. In den Gesamtsystemkosten enthalten sind Capex, Opex, Brennstoff-, CO ₂ -Kosten und Kosten Transportnetz	51
Abbildung 13: Angenommene Investitionskosten für Speichertechnologien	33	Abbildung 34: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2020 Vergleich der drei Szenarien	52
Abbildung 14: Kostenentwicklung Photovoltaik (Mischpreis) und Windenergie	37	Abbildung 35: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2030 Vergleich der drei Szenarien	53
Abbildung 15: PV-Leistungen und Batteriekapazitäten (in MWh) der PV-Eigenverbrauchsanlagen	39	Abbildung 36: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2040 Vergleich der drei Szenarien	53
Abbildung 16: Erzeugte Energie aus PV-Eigenverbrauchsanlagen	40	Abbildung 37: Thermische Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre im Szenario Dezentral	54
Abbildung 17: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral	41	Abbildung 38: Kraftwerkseinsatz thermischer Kraftwerke in den Simulationsjahren 2015 bis 2040 (Jahresdauerlinien)	55
Abbildung 18: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)	42	Abbildung 39: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien für das Simulationsjahr 2020 Vergleich der Szenarien Zentral und Dezentral	56
Abbildung 19: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2020, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	43		
Abbildung 20: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2030, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	43		
Abbildung 21: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2040, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)	44		

Abbildung 40: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien für das Simulationsjahr 2040 Vergleich der Szenarien Zentral und Dezentral

Abbildung 41: Regionale Wertschöpfung im Simulationsjahr 2030 alle Szenarien

Abbildung 42: Regionale Wertschöpfung pro Einwohner im Simulationsjahr 2030 Szenario Dezentral

Abbildung 43: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral

Abbildung 44: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Offshore

Abbildung 45: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Dezentral

Abbildung 46: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

Abbildung 47: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Offshore (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

Abbildung 48: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Dezentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

Abbildung 49: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Zentral

Abbildung 50: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Offshore

Abbildung 51: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Dezentral

Abbildung 52: Gesamtinstallierte Leistungen thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

Abbildung 53: Gesamtinstallierte Leistungen thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

Abbildung 54: Vollbenutzungsstunden thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

Abbildung 55: Vollbenutzungsstunden thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

Abbildung 56: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040

Abbildung 57: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040

Abbildung 58: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040

56

57

58

72

76

77

78

79

80

81

82

83

84

84

85

85

86

86

86

1. Einleitung

1.1 Hintergrund und Ziele

Die Energiewende hat eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien zum Ziel. In welcher Geschwindigkeit, zu welchen Kosten, mit welchen Technologien und an welchen Standorten dieser Umbau der Energieversorgung von statten gehen soll, ist Gegenstand wissenschaftlicher und gesellschaftspolitischer Debatten. Mehr und mehr wird dabei zum Streitpunkt, ob der Ausbau eher zentral, also räumlich konzentriert, oder aber dezentral über das Bundesgebiet verteilt erfolgen sollte. Um Entscheidungen über die Wahl der Instrumente zur Umsetzung einer nachhaltigen Energiepolitik zu treffen, ist ein umfassendes Verständnis des Energiesystems sowie der Auswirkung verschiedener Maßnahmen notwendig. In zahlreichen Studien werden verschiedene Szenarien und Facetten untersucht und beschrieben.

Mit der vorliegenden Studie werden nachvollziehbare Aussagen zu Möglichkeiten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien zur Stromversorgung Deutschlands und den damit verbundenen jährlichen Kosten erarbeitet. Ein besonderer Fokus liegt auf der Differenzierung zwischen zentral und dezentral orientiertem Ausbau. Damit verbunden werden in dieser Studie neben den Stromgestehungskosten auch die Übertragungskapazitäten des Transportnetzes berücksichtigt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) selbst wird nicht in Frage gestellt. Die Geschwindigkeit des Ausbaus, und damit die den Simulationen zu Grunde gelegte Entwicklung der Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland, wurde mit Blick auf das Ziel einer Reduktion der Treibhausgase (THG) um 80 – 95 % bis 2050 vorgegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reduktion der THG im Wärmebereich sowie im Verkehrssektor, entsprechend der bisherigen Entwicklung, wesentlich schleppender voran geht, weshalb in den Szenarien der vorliegenden Studie für den Stromsektor schon für 2040 eine nahezu 100 % ige Versorgung aus Erneuerbaren Energien vorausgesetzt wird.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Simulationen werden in einem Modell mit 14 Regionen und einer stündlichen Auflösung der Verbrauchszeitreihen sowie der Zeitreihen der Solarstrahlung, Windgeschwindigkeiten und Erzeugung aus Wasserkraft durchgeführt. In den Simulationen werden die installierten Leistungen und der Einsatz verschiedener Technologien zur Lastdeckung bezüglich der jährlichen Gesamtsystemkosten optimiert. In einem zweiten Schritt werden als ergänzendes Kriterium die Auswirkungen der unterschiedlichen Szenarien auf eine gleichmäßige Verteilung der Wertschöpfungseffekte betrachtet.

Die zentrale Fragestellung der Studie lautet: Sollte der Umbau auf eine fast vollständige Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien, unter Berücksichtigung der Kosten und bei ergänzender Hinzuziehung der regionalen Wertschöpfung, mittels räumlich konzentrierten Kraftwerksparks oder mit dezentralen Versorgungsstrukturen umgesetzt werden?

Folgende Forschungsfragen sind Teil der zentralen Fragestellung:

- Wie hoch sind die volkswirtschaftlichen Gesamtsystemkosten der betrachteten Szenarien?
- Welche Auswirkungen haben unterschiedliche räumliche Verteilungskonstellationen der EE-Anlagen auf die Verteilung der Wertschöpfungseffekte?
- Welche Residualkapazitäten (thermische Kraftwerke und Speicher) zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden benötigt?
- Wie hoch ist die zwischen den Regionen übertragene Leistung, d. h. welche Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen sind notwendig?

Als Basis der Studie wurde eine umfangreiche Recherche zu den für die Berechnung notwendigen Daten der verschiedenen Komponenten des Energieversorgungssystems durchgeführt. Diese und die darauf aufbauenden vereinfachenden Annahmen, die in der Studie Verwendung finden, werden im Text kurz erläutert und im Anhang ausführlich dargestellt. Das dient dem Ziel einer fundierten Diskussionsgrundlage für den weiterführenden Diskurs. Zur Untersuchung der genannten Fragen wurden innerhalb des Simulationsmodells drei Kernszenarien erstellt.

1.2 Aufbau der Studie

Das Kapitel 2 führt in die Thematik der dezentralen Energieversorgung in Abgrenzung zur zentralen Energieversorgung ein. Das dient dem allgemeinen Verständnis und soll Missverständnissen insbesondere bei der Interpretation der Ergebnisse vorbeugen. Darauf folgend wird in Kapitel 2.3 das Kriterium der kommunalen Wertschöpfung erläutert.

Die gegenwärtigen politischen Ziele wurden im Kapitel 3 aufgearbeitet, um diese in Bezug zu den in der vorliegenden Studie gewählten Szenarien zu setzen. Neben nationalen und internationalen Studien wurden auch Leitstudien auf Bundeslandebene ausgewertet.

Kapitel 4 beschreibt die Methodik der Studie. Dabei wird das entwickelte und genutzte Simulationsmodell erklärt und die Einbindung aller technischen Komponenten beschrieben. Ebenso wird auf die Berücksichtigung der Eigenversorgung durch Photovoltaik (PV) im Simulationsmodell eingegangen.

Die ausführliche Beschreibung der genutzten Basisdaten, Zeitreihen und Annahmen für alle Komponenten der Simulation folgt in Kapitel 5. Dort werden auch die berechneten Szenarien beschrieben und das Vorgehen zur Kalkulation der Stromgestehungskosten erläutert.

Im abschließenden Kapitel 6 wird die Vorstellung der Berechnungsergebnisse des PV-Eigenverbrauchs, die in die weitere Simulation eingeflossen sind, vorangestellt. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Optimierung vorgestellt, wobei der Schwerpunkt auf dem Vergleich der Szenarien Zentral und Dezentral liegt. Die Diskussion und der Ausblick am Ende der Studie dienen der Einordnung der Ergebnisse und dem Blick auf Möglichkeiten weitergehender Untersuchungen.



2. Einführung in die Thematik der dezentralen Energieversorgung und kommunalen Wertschöpfung

Im Rahmen der Diskussionen während der Erstellung der vorliegenden Studie wurde deutlich, dass unterschiedliche Vorstellungen hinter der viel genutzten Begrifflichkeit der „dezentralen Energieversorgung“ stehen. Um ein gegenseitiges Verständnis zu fördern, werden in diesem Abschnitt einige Definitionen und Hintergründe erläutert. Dabei ist es jedoch nicht das Ziel, eine eigene Definition vorzunehmen. Weiterhin wird der enge Zusammenhang der dezentralen Energieversorgung mit der kommunalen Wertschöpfung verdeutlicht und darauf eingegangen, warum diese Studie im Folgenden die kommunale Wertschöpfung genauer untersucht und den Ergebnissen der Optimierung auf die Gesamtsystemkosten gegenüberstellt.

2.1 Allgemeine Begriffsbestimmung 'dezentrale Energieversorgung'

Die beiden Begriffe „dezentral“ und „zentral“ stellen Pole, also einander entgegengesetzte Strukturen, dar.¹ Die Abgrenzung zwischen beiden Begriffen wird i. d. R. über die Definition der Dezentralität vorgenommen. Der Einsatz dieser Begriffe ist über verschiedene Bereiche gefächert, so wie z. B. im Bereich der Logistik, wo zentral und dezentral zur Beschreibung von Lagern hinsichtlich ihrer geographischen Nähe zum Kunden sowie Streuung über den Versorgungsbereich herangezogen werden.

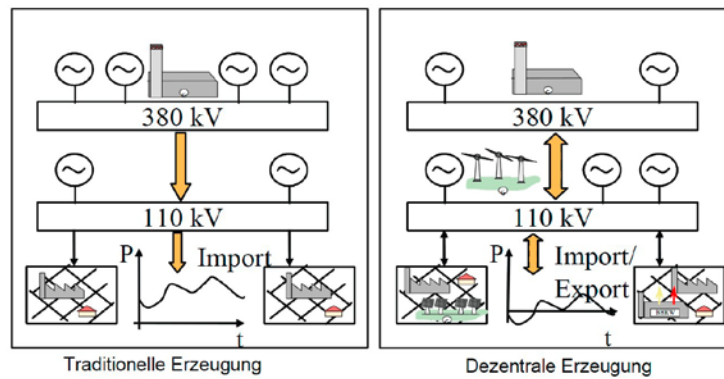
Im Bereich der Energieversorgung trifft man auf verschiedene Definitionen, je nachdem aus welchem Blickwinkel das Thema betrachtet wird. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert in § 3 (11) eine dezentrale Erzeugungsanlage als „eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“. Valentin Bertsch folgt dieser Definition und formuliert das folgendermaßen: „Unter dezentralen Stromerzeugungsanlagen versteht man daher insb. solche Anlagen, die in ein öffentliches Verteilernetz, gewöhnlich ein Mittel- oder Niederspannungsnetz, einspeisen oder der Eigenversorgung dienen.“ Hierbei spielt die Art der eingesetzten Primärenergie (fossil/ regenerativ) keine Rolle: „... Gleichermaßen werden Wind- und Solarkraftanlagen üblicherweise zur dezentralen Stromerzeugung gezählt, wobei hier nach obiger Definition darauf geachtet werden sollte, auf welcher Netzebene die Anlagen einspeisen. Insbesondere im Bereich der Windkraft ist der Übergang zur zentralen Stromerzeugung fließend.“²

Der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) gibt folgende Definition an: „die dezentrale Versorgung wird [...] als lokale, verbrauchsnahe Versorgungsform verstanden, die die bestehende zentrale Versorgung ergänzt und ggf. ersetzt.“³ Abbildung 1 aus der gleichen Studie stellt den Unterschied zwischen der traditionellen (zentralen) und der dezentralen Erzeugung in Bezug auf die Übertragungsrichtung heraus. Während bei der zentralen Erzeugung Energie nur von den in Hoch- und Höchstspannungsebene erzeugenden Anlagen in Richtung der Verteilnetze transportiert wird (unidirektional), erfolgt bei der dezentralen Erzeugung Energietransport auch in entgegengesetzter Richtung (bidirektional).

1 Stelter, A. (2009)

2 Bertsch, V. (2013)

3 Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (2007)



Quelle: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (2007)
Abbildung 1: Traditionelle (zentrale) und dezentrale Energieerzeugung

2.2 Qualitative Bewertung der dezentralen Energieversorgung

Die Beurteilung, ob ein System zentral oder dezentral ist, kann auf Basis von quantitativen oder qualitativen Merkmalen erfolgen. Bei einer Beurteilung auf Basis von quantitativen Merkmalen ist eine Schwelle festzusetzen, mit deren Hilfe Erzeuger als dezentrale oder zentrale Anlagen typisiert werden. Dazu ist uns keine allgemeine Festsetzung bekannt, auf die Bezug genommen werden kann. Für eine qualitative Bewertung der Dezentralität oder Zentralität eines Energiesystems werden verschiedene Kriterien einbezogen. Je nach Blickwinkel werden diese in den Bewertungen unterschiedlich stark berücksichtigt. Annika Stelter nennt folgende vier Hauptkriterien für Dezentralität⁴, die im Folgenden kurz kommentiert werden:

- Kleinteiligkeit der Anlage
- Verbrauchernähe
- Geringe Konzentration der Eigentümergehörnisse
- Beschaffenheit der eingesetzten Primärenergieträger

Kleinteiligkeit der Anlage:

Dies bedeutet, dass die Größe einer Anlage, ähnlich der quantitativen Beurteilung, für die Frage nach der Dezentralität relevant ist. Allerdings wird hier keine feste Größe genannt, womit der Betrachtungsrahmen eine gewisse Rolle bei der Beschreibung einer Anlage spielen kann. So kann z. B. eine 5 MW Windenergieanlage aus Sicht der Bundesregierung oder eines Übertragungsnetzbetreibers, der im Gigawatt-Bereich agiert, kleinteilig sein, während sie von einem lokalen Netzbetreiber, der die Anlage einbinden muss, als groß beschrieben wird.

Verbrauchernähe:

Mit Verbrauchernähe ist eine möglichst lokale Erzeugung entsprechend der Nachfrage gemeint. Thermische Energie zur Brauchwassererwärmung aus Solarthermieanlagen auf dem Dach der Verbraucher ist sicher ein unstrittiges Beispiel für Verbrauchernähe. Bei der sogenannten „Zentralheizung“ wird die Relevanz der Sichtweise wieder deutlich. Hier wird die Anlage, die Wärmeenergie für ein ganzes Haus liefert, gegenüber den vorher gebräuchlichen Einzelraumheizungen differenziert. Aus Sicht der meisten Akteure ist sie jedoch eine dezentrale Technologie. Im Bereich der Wärmeversorgung wird eher zwischen der dezentralen Einzelhausheizung und dem zentralen Heizwerk, das die Verbraucher über ein Wärmenetz beliefert, differenziert. Dabei gibt es in größeren Städten oft mehrere Heizwerke, die einzelne, manchmal auch verbundene Wärmenetze versorgen. Die in der Energiewendediskussion viel genannten Bioenergiedörfer, die über ein Fernwärmenetz verfügen, haben oft eine zentrale Heizstation mit redundanten Wärmeerzeugern.⁵

⁴ Stelter, A. (2009)

⁵ siehe auch www.bioenergie-doerfer.de

Aus Sicht der Stromerzeugung und -verteilung sieht Verbrauchernähe ganz anders aus. Eine Windenergieanlage, die einen Stadtteil oder eine Kommune mit Strom versorgt, wird mit Sicherheit als ein dezentraler Erzeuger kategorisiert. Bei einem Windpark in Brandenburg, der Berlin mitversorgt, wird bei der Kategorisierung Diskussionsbedarf sein.

Oft wird der Ausdruck „dezentrale Energieversorgung“ für eine Versorgung aus Erneuerbaren Energien genutzt. Das sollte vermieden werden. Der Ausdruck „dezentral“ ist, wie schon beschrieben, technologieunabhängig. Kraftwerke in der Wüste oder auf See, auch wenn sie erneuerbare Energieträger nutzen, sind nicht verbrauchernah und werden ziemlich einstimmig der Kategorie „zentrale Technologie“ zugeordnet.

Gerade bei PV-Freiflächenanlagen und insbesondere Windenergieanlagen, deren unmittelbare Nähe zu Haushalten auch gar nicht gewollt ist, bedarf der Aspekt der Verbrauchernähe einer klareren Definition.

Geringe Konzentration der Eigentümerverhältnisse:

Darunter fallen sowohl Besitz- als auch Finanzierungsverhältnisse. Insbesondere Bürgerenergiegesellschaften und -genossenschaften zählen sicher unbestritten in die Kategorie „dezentral“. Kommunales Eigentum an Erzeugungsanlagen kann schon wieder strittig sein. Ebenso wie die Einbindung von regionalen oder überregionalen Kreditinstituten. Eine eindeutige Grenze kann auch hier nicht aufgezeigt werden.

Beschaffenheit der eingesetzten Primärenergieträger:

Dies zielt auf einen der Leitgedanken der Energiewende: eine möglichst lokale (und CO₂-freie) Energieversorgung. Für Solar-, Wind- und Wasserkraft vor Ort entstehen hier sicher keine Differenzen bei der Einordnung. Bei Nutzung von lokaler Biomasse wird in Bezug auf die Beschaffenheit oft zusätzlich die Anbaumethodik und die Nutzung von Düngern und Herbiziden herangezogen. Das zeigt nur, dass die Diskussion der Dezentralität in vielen Fällen stellvertretend für die Diskussion der Nachhaltigkeit geführt wird.

2.3 Kommunale Wertschöpfung

Die „kommunale Wertschöpfung“ ist eines der Hauptargumente im Rahmen der Standortdiskussionen. Sie wird als wichtiges Merkmal der Dezentralität gesehen. Viele Facetten der in Abschnitt 2.2 genannten Kriterien, wie die Konzentration der Eigentumsverhältnisse, die Verbrauchernähe wie auch die Kleinteiligkeit der Anlage spielen auch für die kommunale Wertschöpfungskette eine Rolle. Sie wird deshalb in dieser Studie als ein Hauptkriterium für die Dezentralität der Energieversorgung herangezogen.

Der Begriff der Wertschöpfung wird in der Wirtschaftswissenschaft unterschiedlich verwendet. In einer Studie zur kommunalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)⁶ wird diese definiert als Summe von

- Nettogewinnen der beteiligten Unternehmen,
- Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten und
- an die Kommune gezahlte Steuern.

Dies ist in Abbildung 2 des IÖW noch einmal dargestellt. Jeder der genannten Effekte kann individuell für die Kommunen beziffert werden. Dafür ist jedoch notwendig, die in der Kommune vorhandenen Teile der Wertschöpfungskette zu kennen, die entlang des Lebensweges einer Anlage in vier Stufen unterteilt werden: 1) Produktion von Anlagen und Komponenten, 2) Planung und Installation, 3) Betrieb und Wartung sowie 4) Betreiber-gesellschaften. In den seltensten Fällen verfügt eine Kommune über alle vier Stufen der Wertschöpfungskette.

6 Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und Zentrum für Erneuerbare Energien (2010)



Quelle: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und Zentrum für Erneuerbare Energien (2010)
Abbildung 2: Wertschöpfungseffekte Erneuerbarer Energien in Kommunen

Je aktiver die in einer Kommune ansässigen Unternehmen in diesen Stufen sind, desto höher fällt die kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in den Kommunen aus. Interessant ist die Wertschöpfung auch für Kommunen, die keinen Anteil an der Herstellung der Anlagen haben, da der größere Anteil der Wertschöpfung während der Betriebsjahre der Anlage anfällt. Hier ist noch zu differenzieren, ob nur der Anlagenstandort in der Kommune liegt, ob auch der Betreiber/die Betreiberin sowie das finanzierende Kreditinstitut in der Kommune ansässig sind und ob der Anlagenbetrieb und die Wartung durch in der Kommune ansässige Unternehmen durchgeführt werden.

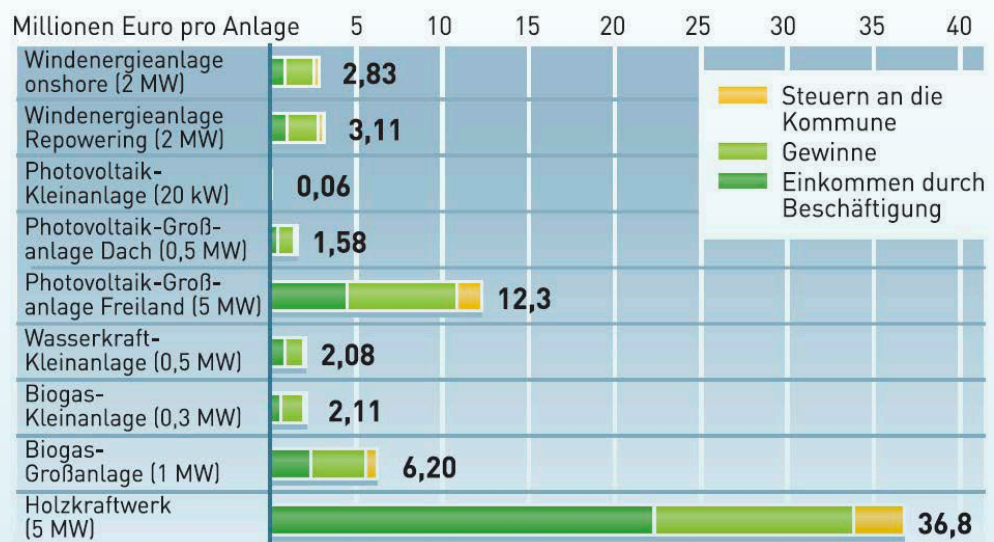
Die Anteile der Effekte „Steuern“, „Gewinne“ sowie „Einkommen durch Beschäftigung“ an der Wertschöpfung werden in Abbildung 3 für einige typische Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien dargestellt.

Die Effekte wurden mit Werten aus dem Jahr 2009 berechnet. Durch Änderungen von Investitionskosten, Strompreisen, Zinsen, Löhnen etc. verändern sich fortlaufend auch die Wertschöpfungseffekte für die einzelnen Technologien.

„Zahlreiche Städte, Gemeinden und Regionen haben die Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe durch Erneuerbare Energien zum Ziel ihrer Entwicklungsstrategie gemacht, wodurch die kommunale Haushaltslage und die Attraktivität des Wirtschaftsstandortes verbessert werden soll.“⁷ Am Beispiel Nordfriesland wird ersichtlich welche Bedeutung die Standortfrage von z. B. Windenergieanlagen für die Kommunen hat. Im Rahmen der Wahl von Vorranggebieten für Windenergieanlagen wurden dem Kreis seitens der Gemeinden erheblich mehr Flächen angeboten, als für die Planung berücksichtigt werden konnten. Bei der Reduktion auf die anvisierten 2 % der Kreisfläche konnten einige Gemeinden keine Windstandorte durchsetzen und wurden so hinsichtlich der Möglichkeiten der kommunalen Wertschöpfung benachteiligt, was erhebliche Auswirkungen auf die finanzielle Lage der Gemeinden hat. Deshalb mussten monetäre Ausgleichsmaßnahmen für die nicht für Standorte berücksichtigten Gemeinden geschaffen werden.⁸

⁷ Mühlhoff, J. (2010)

⁸ Jansen, B. (2013)



Quelle: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und Zentrum für Erneuerbare Energien (2010)
Abbildung 3: Wertschöpfungseffekte typischer erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen während 20 Jahren Anlagenbetrieb

Die genaue Bezifferung der wirtschaftlichen Effekte, die durch die kommunale Wertschöpfung erzielt werden, ist nicht Bestandteil der durchgeführten Simulation. Abschnitt 5.2.10 beschreibt die stark vereinfachte Abschätzung der kommunalen Wertschöpfung, die als Basis für eine weitere Diskussion der Studienergebnisse vorgenommen wurde.

Fazit zum Begriff und zur Bewertung der dezentralen Energieversorgung

Es wird deutlich, dass für den Begriff der dezentralen Energieversorgung keine klare Definition existiert. Ähnlich wie bei dem Wort „nachhaltig“ ist die persönliche Perspektive entscheidend für die Interpretation. Zielführender ist es für eine Bewertung oder Diskussion entlang der Kriterien zu argumentieren und sich je nach Interessenschwerpunkt direkt auf die Verbrauchernähe, die Beschaffenheit von Anlagen und Brennstoffen, die Eigentumsverhältnisse oder die kommunale Wertschöpfung zu beziehen.

In dieser Studie ist die Beschaffenheit der Brennstoffe zentraler Punkt. Ziel ist eine CO₂-emissionsfreie und schadstoffarme Stromversorgung, die durch die vorgegebene Reduktion des Anteils fossiler Brennstoffe an der Stromversorgung Berücksichtigung findet. Die Kriterien Verbrauchernähe, Eigentumsverhältnisse und Kleinteiligkeit der Anlage werden nur soweit behandelt, wie sie durch die Berücksichtigung der kommunalen Wertschöpfung berührt sind. Diese wird als zweites wichtiges Kriterium neben den Gesamtsystemkosten, die Optimierungsziel der vorgenommenen Simulationen sind, diskutiert.

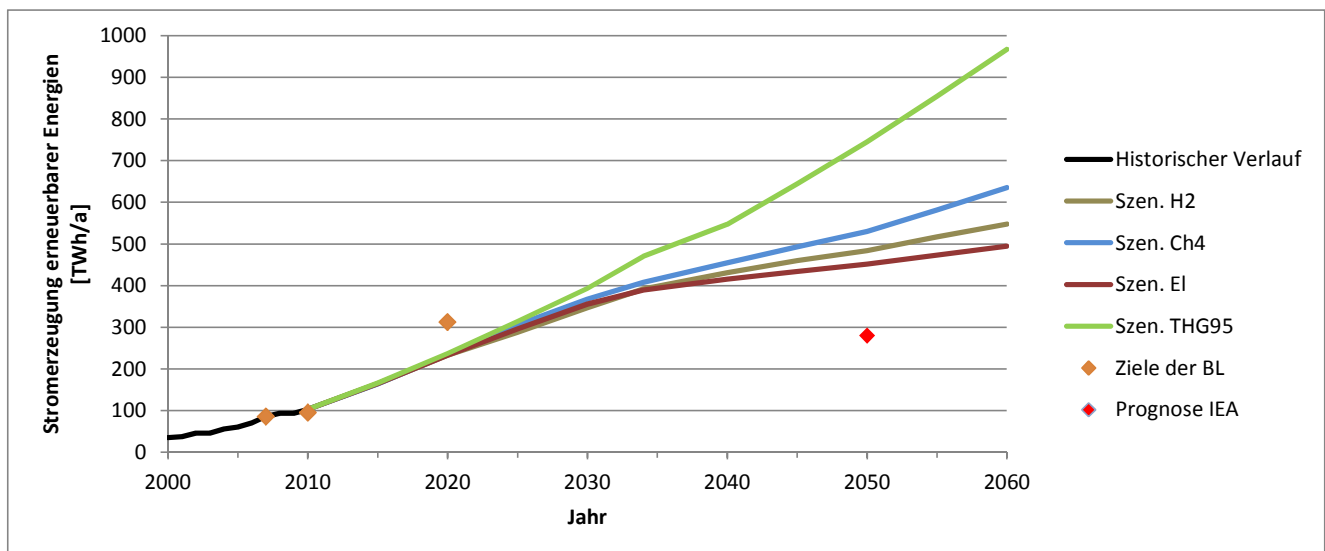
3. Gegenwärtige politische Ziele und Rahmenbedingungen

Die vorliegende Studie untersucht eine ambitionierte Entwicklung des Beitrags Erneuerbarer Energien zur Stromversorgung in Deutschland. Wird jedoch berücksichtigt, dass der Anteil EE an der Wärmeerzeugung gegenwärtig weitaus geringer ist als an der Stromerzeugung und die Entwicklung im Wärmesektor eher langsamer voranschreitet, ist eine ambitionierte Entwicklung angesichts des deutschen Ziels einer Treibhausgasreduktion um bis zu 95 % bis 2050 als notwendig zu betrachten. Im Folgenden wird ein Überblick über die Ziele bezüglich des Einsatzes Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung gegeben, die seitens der Bundesregierung und der Bundesländer kommuniziert werden.

Die Ziele der Umwelt- und Energiepolitik der Bundesregierung werden im Energiekonzept vorgestellt. Dort ist unter anderem festgelegt, dass die Bundesregierung anstrebt, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von etwa 10 % im Jahr 2010 auf 60 % im Jahr 2050 zu erhöhen.⁹ Wie diese Ziele erreicht werden können, wurde unter anderem vom Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) und dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in der Leitstudie¹⁰ im Auftrag des BMU beschrieben. In dieser Studie wurden vier Szenarien betrachtet, die sich bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, der Speicherung und der Elektromobilität unterscheiden:

- Im **Szenario H₂** wird ein mittlerer Ausbau der EE angenommen. Im Mobilitätssektor sind 50 % der Fahrzeuge voll oder teilelektrisch ausgestattet. Die restlichen Fahrzeuge werden mit Wasserstoff oder Biokraftstoffen betrieben. Als Speicher der erneuerbar erzeugten Energie wird ebenfalls auf Wasserstoff zurückgegriffen.
- **Szenario CH₄** unterscheidet sich von Szenario H₂ lediglich dadurch, dass die aus EE erzeugte Energie nicht in Form von Wasserstoff, sondern in Form von synthetischem Methan (EE-CH₄) gespeichert wird. Dass das EE-CH₄, anders als H₂, auf eine bestehende Infrastruktur zurückgreifen kann, fällt dabei besonders ins Gewicht.
- **Szenario El.** unterscheidet sich von Szenario H₂ dahingehend, dass davon ausgegangen wird, dass im Jahr 2050 sämtliche Fahrzeuge vollelektrisch oder als Hybride betrieben werden.
- **Szenario THG95** stellt den möglichen Ausbaupfad für ein Szenario dar, bei dem die Reduzierung der Treibhausgase um 95 % bis 2060 gegenüber dem Referenzjahr 1990 im Vordergrund stehen, was eine annähernde Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien in allen Nutzungsbereichen erfordert.

Die Entwicklung der Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung für alle vier Szenarien ist in Abbildung 4 dargestellt.



Nach International Energy Agency (2010); Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt et al. (2010) und eigenen Recherchen
Abbildung 4: Bandbreite des Ausbaupfades der Erneuerbaren Energien aus internationaler, bundesweiter und regionaler Sicht

⁹ BMU und BMWi (2010)

¹⁰ Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt et al. (2012a)

Einen Blick aus internationaler Sicht auf Deutschland im Jahr 2050 kann man einer Studie der Internationalen Energieagentur (IEA)¹¹ entnehmen. Bei einer Gesamtstromerzeugung von 550 TWh fällt auf, dass mit 280 TWh lediglich 51 % der erzeugten Elektroenergie auf Erneuerbare Energien und Müllverbrennung fällt. Weiter ist interessant, dass der PV nur eine sehr kleine Rolle im Deutschen Strommix zugedacht wird. Aufgeschlüsselt in Ressourcen prognostiziert die IEA die Stromerzeugung aus EE folgendermaßen: Wind (171 TWh), Sonne (21 TWh), Biomasse und Müllverbrennung (59 TWh) und Wasser (29 TWh). Diese Zahlen sind als untere Grenze anzusehen und insbesondere der geringe Anteil der PV an der Stromerzeugung ist kritisch zu bewerten, da sie bereits im Jahr 2012 mit 28 TWh¹² höher lag, als im Szenario der IEA für das Jahr 2050.

Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die Ziele der Bundesländer bezüglich des Endenergieverbrauchs von Strom (EEV Strom) und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE Strom). Dabei sind hier die Bundesländer zusätzlich der Offshoregebiete in 14 Regionen zusammengefasst, so wie sie im Weiteren in die Berechnungen dieser Studie eingehen. Die Stadtstaaten wurden den umschließenden Bundesländern zugeordnet, Saarland und Rheinland-Pfalz zusammengefasst und die Nord- und Ostsee extra aufgeführt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die Tabelle hier ohne Quellenangaben abgebildet. Sie ist inkl. Quellenangaben zusätzlich im Anhang zu finden (A.1 auf Seite 89).

Tabelle 1: Zusammenstellung der Energiestudien/-konzepte der Bundesländer

Region	2010			2020		
	EEV Strom in GWh	EE Strom in GWh	EE/EEV Strom	EEV Strom in GWh	EE Strom in GWh	EE/EEV Strom
BAW	81.100	10.415	13 %	68.611	24.654	36 %
BAY	82.316	21.978	28 %	81.944	44.000	54 %
RLS	36.148	4.380	12 %	30.184	18.230	60 %
HES	37.265	2.352	6 %	34.000	21.000	62 %
THU	12.484	2.707	22 %	13.174	5.936	45 %
SAC	19.355	3.055	16 %	21.800	7.320	34 %
NRW	120.370	8.348	7 %	113.000	37.880	34 %
NIE	56.761	15.513	27 %	50.751	40.826	80 %
SAA	14.690	6.970	47 %	14.150	11.370	80 %
BBB	26.895	8.678	32 %	25.846	35.010	135 %
MEC	6.484	4.017	62 %	8.674	4.415	51 %
SCH	24.521	6.934	29 %	25.891	43.617	168 %
Nordsee	–	–	–	–	30.000	–
Ostsee	–	–	–	–	6.856	–
Deutschland (Summe)	517.347	95.347	18 %	488.025	331.014	68 %

In Abbildung 4 ist neben den Pfaden der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für Deutschland aus den vier oben erläuterten Szenarien auch der Prognosewert der IEA und die Summe der Ziele der Bundesländer dargestellt. Diese Szenarien unterscheiden sich teilweise recht erheblich. Auffallend dabei ist, dass die aufsummierten Ziele der Bundesländer, die in Tabelle 1 im Einzelnen dargestellt sind, in Deutschland wesentlich ambitionierter sind, als die Ziele der Bundesregierung oder die Prognose der IEA. Die IEA prognostiziert für 2050 einen Anteil EE an der Stromerzeugung, den sich die Bundesländer schon für 2020 als Ziel gesetzt haben.

¹¹ International Energy Agency (2010), S.315

¹² Wirth, H. (2013)

Wie man Tabelle 1 entnehmen kann, streben die Bundesländer bereits für das Jahr 2020 an, den Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Endenergieverbrauch Strom von 18 % auf 68 % zu steigern. Das liegt um 10 % höher als der von der IEA prognostizierte Anteil der EE für das Jahr 2050 und ist auch ambitionierter als die Ziele der Bundesregierung. Abbildung 5 verdeutlicht die Zahlen aus Tabelle 1 sowie die Anteile der betrachteten Erneuerbaren Energien grafisch. Sie zeigt die Nettostromerzeugung aus EE, den Anteil erneuerbar erzeugten Stroms am elektrischen Endenergieverbrauch für das Jahr 2010 und die Ausbauziele, die lt. Studien der Bundesländer für das Jahr 2020 vorgesehen sind.

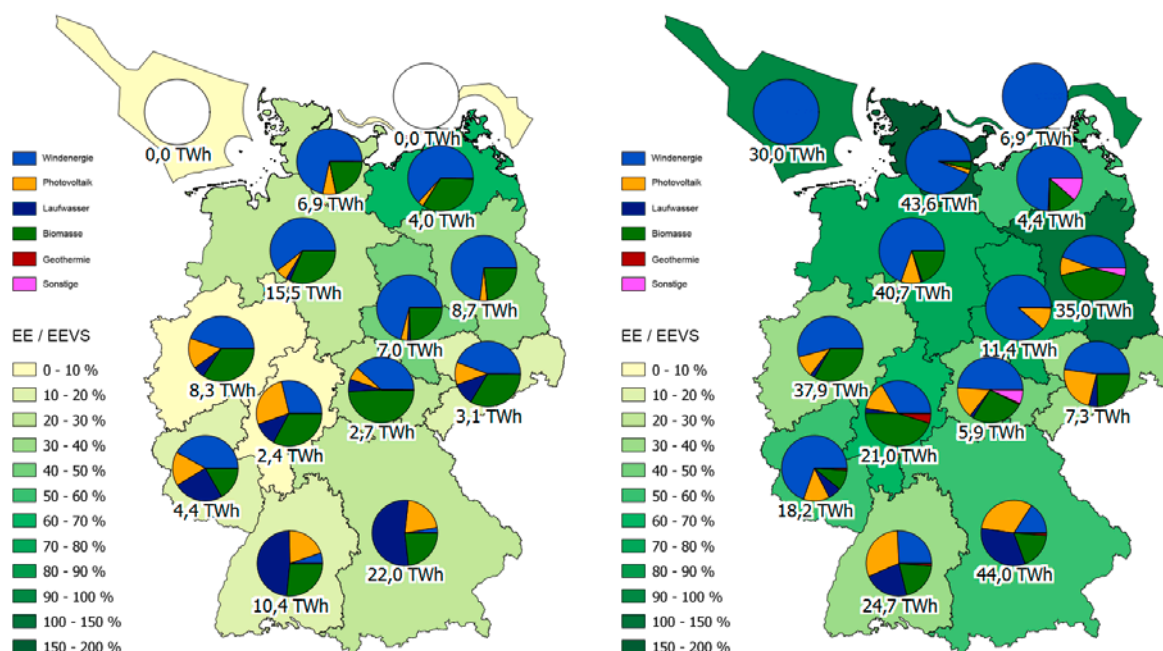


Abbildung 5: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien

Auffällig, aber wenig verwunderlich ist, dass Schleswig-Holstein und Hamburg (SCH) bis zum Jahr 2020 massive Überkapazitäten an EE aufbauen und auf einen Energieexport angewiesen sind, ohne dass die Offshore Windenergie berücksichtigt wurde. Für den Endenergieverbrauch wird jedoch nur ein leichter Rückgang von gut 5% anvisiert, während im Energiekonzept der Bundesregierung eine Verminderung des Stromverbrauchs im Jahr 2020 von 10 % und im Jahr 2050 von 25 % gegenüber dem Referenzjahr 2008 angestrebt wird. Betrachtet man das Jahr 2020 in Bezug auf die Zusammensetzung der erneuerbaren Stromerzeuger genauer, lässt sich klar erkennen, dass im Norden Deutschlands die Windenergie einen dominierenden Anteil haben wird, während in Baden-Württemberg und Bayern die Photovoltaik eine wesentlich größere Rolle spielen wird.

Der bundesweite Mix der Erneuerbaren Energien, der sich aus der Summe der Ziele der Bundesländer ergibt, ist in Abbildung 6 dargestellt. Hier wird in vielen Ländern ein starkes Ausbauziel auch bei der Bioenergie sichtbar. In der vorliegenden Studie werden demgegenüber die Potenziale der Bioenergie eher vorsichtig abgeschätzt. Das wird deutlich bei einem Vergleich der Ziele der Bundesländer für 2020 (Abbildung 5) mit den Ergebnissen des Szenarios Dezentral für das Jahr 2020 (Abbildung 39).

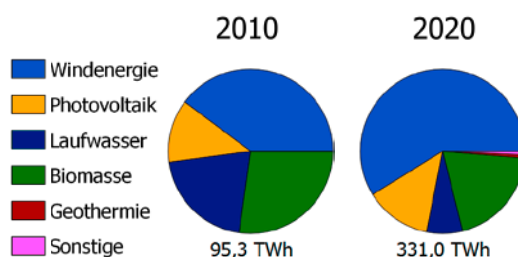


Abbildung 6: Bundesweite Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien

4. Methodik und Simulation

Zur Untersuchung der Kernfragestellung des optimalen Ausbaus eines Kraftwerksparks mit wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien in Deutschland wird mit einer Optimierung in einem dynamischen Simulationsmodell gearbeitet. Anhand dessen werden verschiedene Szenarien mit sich ändernden Randbedingungen analysiert und für einen Entwicklungspfad vom aktuellen Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromversorgung bis zu einem Anteil von nahezu 100 % werden die jährlichen Gesamtsystemkosten (LCOE) ermittelt. Diese werden dabei aus volkswirtschaftlicher Sicht betrachtet, so dass aktuell geltende Subventionen die optimale Lösung nicht beeinflussen. Dabei findet das Transportnetz vereinfachte Berücksichtigung, die Mittelspannungs- und Verteilnetzebene werden in Höhe der gegenwärtigen Kosten berücksichtigt, jedoch nicht in die Simulation einbezogen. Eine Berechnung der Nutzung von PV für den Eigenverbrauch in Haushalten wurde separat erstellt und im Rahmen der Basisannahmen in dem Optimierungsmodell berücksichtigt.

4.1 Modell

In dem verwendeten Modell wird Deutschland mithilfe von 14 „Knoten“ abgebildet. Jeder Knoten entspricht einer Region Deutschlands (vgl. Abbildung 7). Die Aufteilung in Regionen orientiert sich an den Grenzen der Bundesländer, wobei die Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin und das kleinste Bundesland Saarland jeweils mit den umliegenden Bundesländern zusammengefasst werden. So werden große Ungleichgewichte zwischen den abgebildeten Flächen vermieden. Zusätzlich werden die Nordsee und Ostsee als Regionen für die Betrachtung der Offshore-Windenergie berücksichtigt. Die grobe Aufteilung in Bundesländer bietet eine gute Grundlage für Vergleiche mit den jeweiligen Ausbauzielen.

Für jede so definierte Region bzw. für jeden Knoten wurde ein Lastgang und spezifischen Potenzialen für Wind- und Solarenergie sowie für Biomasse und Wasserkraft ermittelt.

Jeder Knoten ist in sich homogen, d. h. innerhalb eines Knotens gibt es keine Übertragungsverluste oder geografischen Unterschiede. Die beiden wichtigen Parameter für den Austausch von Energie untereinander sind die Übertragungskapazitäten und Leitungslängen zwischen den Knoten.

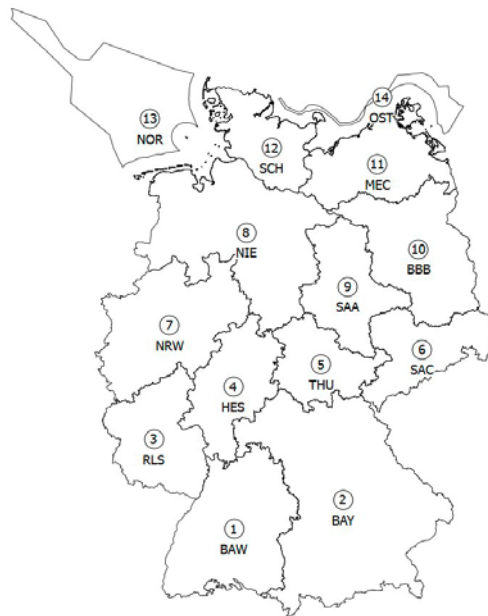


Abbildung 7: Betrachtete Regionen Deutschlands mit Regionsnummer und Abkürzung.

Zur Deckung der Last stehen im Modell verschiedene erneuerbare und fossile Kraftwerkstechnologien und Speicherkomponenten zur Energieversorgung bereit, die durch technische und finanzielle Parameter definiert werden. Eine Übersicht aller Komponenten, die im Modell ausgebaut werden können, zeigt Abbildung 8 im nächsten Kapitel. Nicht berücksichtigt werden Kernkraftwerke, da in Deutschland gesetzlich verankert wurde, dass diese Technologie zeitnah nicht mehr zur Energieversorgung verwendet werden soll.

Es wurde ein linearer Optimierungsansatz gewählt, welcher auf Stundenbasis für jeweils ein Jahr die zu erzeugende Energie und die dafür benötigte Kapazität jeder Komponente in allen Regionen sowie die notwendigen Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen berechnet. Die zu minimierende Größe sind die Gesamtkosten des Systems. Die Kosten sind dabei abhängig von variablen Betriebskosten, wie beispielsweise Brennstoffkosten, und von den jahresspezifischen Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Kraftwerke und Leitungen. Alle thermischen Kraftwerke sind außerdem mit Lastwechselkosten behaftet. Neben den Kostenannahmen für die Technologien, die vom Simulationsjahr abhängen, werden technische Eigenschaften und die Verbindungslängen zwischen den Regionen als Eingangsparameter vorgegeben. Außerdem wird der Anteil fossiler Energie am Nettostromverbrauch Deutschlands für die verschiedenen Simulationsjahre festgelegt. So entsteht ein Ausbaupfad für den Anteil der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2040. Dieser wird in Schritten von fünf Jahren simuliert. Die zu installierenden Kraftwerkskapazitäten als Ergebnis eines Jahres fließen dann in die Berechnung des nächsten Simulationsjahres als minimal zu verwendende Kapazitäten mit ein. Die minimalen Kapazitäten für die Berechnung des ersten Simulationsjahres 2015 entsprechen dem bestehenden Kraftwerkspark in diesem Jahr. Die technische Lebensdauer der Anlagen findet ebenfalls Berücksichtigung, genauso wie das Repowering an bereits erschlossenen Standorten. Mit diesem Ansatz wird der Einsatz bestehender Kraftwerke optimiert sowie für jede Region die für ganz Deutschland kostengünstigste Investitionsentscheidung für neue Kraftwerke ermittelt.

Die Berechnungen basieren auf einem Perfect-Foresight Ansatz, was einer genauen Vorhersehbarkeit der Last sowie der potentiellen Einspeisung aus den fluktuierenden EE entspricht. Eine exakte Vorhersehbarkeit ist in der Realität zwar nicht gegeben, bildet diese aber besser ab als ein Time-Step Ansatz, bei dem gar keine Prognosen möglich sind.

4.2 Berücksichtigung der einzelnen Komponenten im Modell

Abbildung 8 zeigt alle im Modell verwendeten Komponenten. Deren Einbindung in das Simulationsmodell wird im folgenden Abschnitt eher allgemein vorgestellt. Eine ausführliche Erläuterung aller verwendeter Daten und Annahmen ist in Abschnitt 5.2 zu finden.

4.2.1. Fluktuierende Erneuerbare Energien

Zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die Photovoltaik, die Windenergie und die Wasserkraft gezählt, da die produzierte Energie von wechselnden Umweltbedingungen abhängig ist. Alle drei Komponenten werden anhand von Zeitreihen mit normierten Einspeisewerten abgebildet, die entweder aus den entsprechenden Eingangsgrößen berechnet wurden (Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit) oder als Datensatz vorlagen (Wasserkraft). Bei der im Modell abgebildeten Windenergie wird zwischen Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen unterschieden. Bei den Onshore-Anlagen wird zudem zwischen Binnen- und Küsten-Windenergieanlagen differenziert. Neben den unterschiedlichen Kosten sind dabei auch die verschiedenen Leistungskurven und Nabenhöhen von Bedeutung. Die PV-Anlagen werden in Dach- und Freiflächenanlagen differenziert. Dabei werden nur die Kosten, nicht die physikalischen Parameter unterschieden.

Es wird davon ausgegangen, dass die Ausbaupotenziale für Wasserkraft in Deutschland ausgeschöpft sind. Die installierte Leistung an Wasserkraft ist somit keine Optimierungsgröße. Für PV wird das EEG-Ziel von 52 GWp in 2020 sowie 40 GWp in 2015 vorgegeben. Alle darüber hinaus gehenden installierten Leistungen von PV-Anlagen sowie die Leistungen von Windenergieanlagen sind Ergebnisse der Optimierung.

4.2.2. Bioenergie

Die Bioenergie besteht im Modell aus den beiden Komponenten Biogas und Biomasse. Es wird nicht auf die große Anzahl unterschiedlicher genutzter Substrate mit ihren spezifischen physikalischen Parametern eingegangen, sondern es wird ein konstanter durchschnittlicher Biogasstrom und eine jährlich zur Verfügung stehende Menge fester Biomasse mit ebenfalls durchschnittlichen Eigenschaften angenommen. Der Volumenstrom Biogas kann in einem Biogasspeicher zwischengespeichert und bei Bedarf in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt werden. Sowohl der Biogasspeicher als auch das BHKW sind Optimierungsgrößen und können ausgebaut werden. Die nutzbare Menge fester Biomasse wird jeweils für ein Jahr festgelegt und kann in einem thermischen Biomassekraftwerk zu einem beliebigen Zeitpunkt verstromt werden. Für beide Komponenten werden auch Lastwechselkosten berücksichtigt.

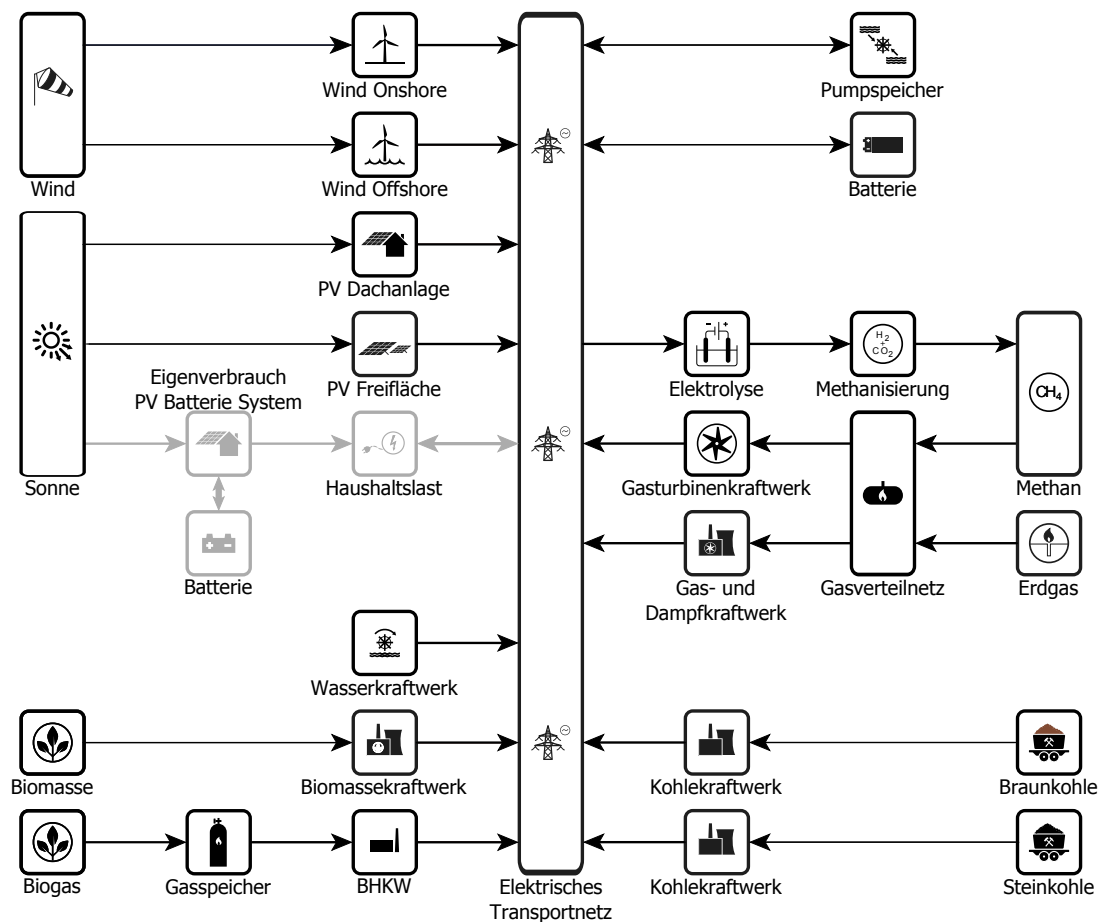


Abbildung 8: Überblick aller im Modell verwendeten Komponenten; die PV-Batterie-Eigenverbrauchsoptimierung ist grau dargestellt

4.2.3. Fossile Kraftwerke

Im Modell wurden die fossilen Kraftwerke auf vier Komponenten beschränkt. Neben Braun- und Steinkohlekraftwerken gibt es zwei Komponenten für Erdgaskraftwerke. Hier wird zwischen Gasturbinen und Gas- und Dampfturbinen (GuD) unterschieden. Erdgaskraftwerke können zudem erneuerbar produziertes Methan verstromen. Die vier Komponenten unterscheiden sich in ihrem Wirkungsgrad, in ihrem Lastwechselverhalten und in ihren Kosten. Die installierte Leistung der vier Komponenten sind Optimierungsgrößen.

4.2.4. Speicher

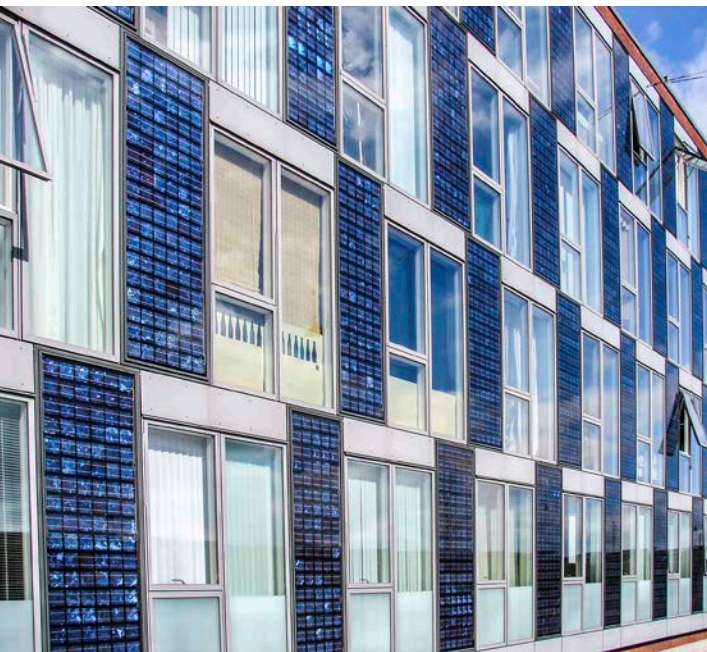
Die Speicher lassen sich in zwei Kategorien aufteilen. Zum einen werden Pumpspeicher und Batterien als Kurzzeitspeicher abgebildet und anhand von technischen und wirtschaftlichen Parametern spezifiziert. Zu den technischen Parametern gehören das Verhältnis von zu speichernder Energie zur Ent- und Beladeleistung sowie Ent- und Beladewirkungsgrad.

Als zweite Speichermöglichkeit wird die Speichertechnologie Power-to-Gas (PtG) abgebildet. Zu PtG gehören die Komponenten Elektrolyse und Methanisierung, die erneuerbares Methan aus Überschussstrom produzieren, und ein Gasspeicher, in dem Methan zwischengespeichert werden kann. Die für die Methanisierung notwendige Bereitstellung von CO_2 mittels Dialyse aus Luft ist an die Komponente Methanisierung gekoppelt. Sie erhöht die Kosten und verringert den Wirkungsgrad der Methanisierungsanlage.

Die Speicherkomponenten Batterie, Elektrolyse, Methanisierung und Gasspeicher sind Optimierungsgrößen. Die Kapazitäten der Pumpspeicher werden anhand der realen Daten vorgegeben und nur in ihrem Einsatz optimiert. Die für die Zukunft geplanten Pumpspeicher werden ab den entsprechenden Simulationsjahren als zusätzliche Kapazitäten berücksichtigt.

4.3 Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs

Bei der Betrachtung der Gesamtsystemkosten als Basis für die Optimierung wird nicht berücksichtigt, dass der Ausbau von PV-Eigenverbrauchsanlagen durch einen viel höheren Verbraucherpreis vorangetrieben wird. Um dem Rechnung zu tragen wird der Simulation im Mehrknotenmodell eine Optimierung von Eigenverbrauchssystemen privater Haushalte mit PV und Batteriekomponenten vorangestellt. Hierbei wird jede Region autark betrachtet. Die Optimierung erfolgt auf Basis der Strombezugskosten aus dem Netz, der Kosten für PV und Batterie und des PV-Potenzials aufgrund der Sonneneinstrahlung. Für diese vorangestellte Optimierung werden die Größen von PV und Batterie anhand eines gegebenen Haushaltslastgangs (Standardlastgang) mit vorgegebenem Jahresstromverbrauch optimiert. Die Größen der Modellkomponenten PV und Batterie werden auf die niedrigsten Gesamtkosten für die Verbraucher optimiert, unter der Annahme, dass nicht abgedeckte Nachfrage jederzeit für einen festen Preis aus dem Netz bezogen werden kann. Eine Vergütung für die Netzeinspeisung von überschüssigem Solarstrom wird nicht berücksichtigt. So wird für jede Region und jedes gewählte Simulationsjahr jeweils die kostengünstigste Zusammenstellung aus PV-Anlage, Batterie und Energiebezug aus dem Netz ermittelt. Das Ergebnis der installierten Kapazitäten für jede Region ist ein Gesamtwert, der gedanklich auf viele individuelle Systeme aufgeteilt ist.



Mit steigenden Energiekosten wird sich der Anteil von selbst erzeugtem Strom aus PV-Anlagen und damit auch die Anzahl der Eigenverbrauchsanlagen vergrößern. Die für die Simulation im linearen Optimierungsmodell (vorgestellt in Abschnitt 4.1) verwendeten Lastgänge wurden aus diesem Grund um die aus den Eigenverbrauchsanlagen bereitgestellte Energie bereinigt. Da sowohl der selbst verbrauchte als auch der überschüssige eingespeiste PV-Strom zu einer Verringerung der angenommenen Gesamtlast beitragen, wird die stündlich aufgelöste Produktion der Eigenverbrauchsanlagen von den für die nachfolgenden Simulationen zugrundegelegten Lastgängen abgezogen.

Da für die Zukunft mit steigenden Strombezugskosten gerechnet wird, werden auch die Eigenverbrauchsanlagen zunehmen. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2015 maximal 5 % der privaten Haushalte am Eigenverbrauch teilnehmen. Bis 2020 wird eine Steigerung des maximalen Anteils privater Haushalte mit Eigenverbrauch auf 20 % angenommen. Von einer weiteren Steigerung in den Folgejahren wird aufgrund verschiedener Hemmnisse, wie vorhandene Dachflächen, limitierende Verschattungen und vorhandenes Kapital, nicht

ausgegangen. Andere aktuelle Schätzungen gehen sogar davon aus, dass bis zu 30 % der Haushaltsnachfrage aufgrund von PV-Eigenverbrauch wegbrechen könnte.¹³ Der gesamte Anteil privater Haushalte am Endenergieverbrauch Strom in Deutschland wird mit 27 % angenommen.¹⁴ Mit maximal 20 % Eigenverbrauch am Haushaltsverbrauch könnten somit insgesamt maximal 5,4 % der gesamten Stromnachfrage durch Eigenverbrauchsanlagen gedeckt werden. Aufgrund einer unübersichtlichen Datenlage wird kein PV-Eigenverbrauch für Gewerbe- und Industriebetriebe angenommen. Nach ersten Schätzungen bestehen aber auch hier signifikante Mengenpotenziale.¹⁵ Tabelle 2 zeigt alle weiteren Annahmen speziell für die Eigenverbrauchsbetrachtung in den ausgewählten Simulationsjahren. Die Kosten der Komponenten sind Abschnitt 5.2.8 zu entnehmen.

Tabelle 2: Annahmen für die Simulation des PV-Eigenverbrauchs

Kostenjahr	Strompreis (netto)	Einspeisevergütung	Anteil am Haushaltsverbrauch
2015	23 cent	0 cent	5 %
2020	28 cent	0 cent	20 %

¹³ Hummel, P. und Lekander, P. and Gandolfi, A. and Hunt, S. and Cossio, I.

¹⁴ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2012)

¹⁵ Hummel, P. und Lekander, P. and Gandolfi, A. and Hunt, S. and Cossio, I.

5. Szenarien und Datenbasis

Grundlage für die Simulation und Ausgangspunkt zur Untersuchung der eingangs genannten Fragestellungen sind die betrachteten Szenarien und dazu gehörend die verwendeten Basisdaten und Annahmen. Im folgenden Kapitel wird eine ausführliche Beschreibung vorgenommen, die es ermöglichen soll, die errechneten Ergebnisse nachzuvollziehen und aus weiteren Blickwinkeln zu betrachten und zu diskutieren.

5.1 Szenarien

Für die untersuchten Szenarien wird eine Vergrößerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung gemäß den Schritten in Tabelle 3 vorgegeben. Demnach wird im Jahr 2020 mehr als die Hälfte des elektrischen Energieverbrauchs, im Jahr 2030 mehr als 80 % und 2040 nahezu die gesamte Stromnachfrage durch Erneuerbare Energien gedeckt. Der Anteil EE wurde in Form einer Bandbreite von zwei Prozentpunkten (im Jahr 2040: ein Prozentpunkt) vorgegeben. Ausgehend von dem Anteil Erneuerbarer Energien, der im entsprechenden Simulationsjahr einzuhalten ist, werden Kraftwerksinvestitionen und -einsatz optimiert.

Tabelle 3: Ausbaupfad für den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Strom

Simulationsjahr	Anteil EE in %
2015	35 – 37
2020	55 – 57
2025	70 – 72
2030	82 – 84
2035	90 – 92
2040	98 – 99

Die Simulation der Szenarien im Jahr 2015 startet mit dem aktuellen Status Quo des Kraftwerksparks (2012), abzüglich der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, die bis 2015 ihre Lebensdauer überschreiten, und zuzüglich der Kapazitäten der Offshore-Windenergieanlagen sowie der Steinkohlekraftwerke, die planmäßig bis 2015 in Betrieb gehen. Von 2015 bis 2040 werden in 5-Jahres-Schritten die Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die zugehörigen Kosten der Stromgestehung und des Stromtransports des jeweiligen Simulationsjahres berechnet. Bis 2025 gehen Pumpspeicherkraftwerke planmäßig in Betrieb, die ab den entsprechenden Jahren ebenfalls berücksichtigt werden. Die Ergebnisse eines Simulationsjahres für den installierten Kraftwerkspark abzüglich der Kraftwerke, die ihre technische Lebensdauer überschreiten, werden immer als mindestens installierte Leistung für das nächste Simulationsjahr berücksichtigt. Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden dabei nach Überschreiten ihrer technischen Lebensdauer im darauffolgenden Jahr erneuert. Weiterhin wird der vorgesehene Anteil EE an der Stromerzeugung des zu simulierenden Jahres vorgegeben.

Im Rahmen dieser Studie werden drei Szenarien untersucht, die sich durch die vorgegebenen Randbedingungen bezüglich der Standorte unterscheiden:

- **Szenario Zentral:** hier werden die Kapazitäten und die Standorte der Kraftwerke anhand der regional niedrigsten Stromgestehungskosten optimiert. Vorgegeben wird lediglich der Anteil Erneuerbarer Energie an der Stromversorgung in Deutschland sowie Potentialgrenzen für die einzelnen Technologien.
- **Szenario Dezentral:** für die Simulation der kostenoptimalen Verteilung wird zusätzlich zur Vorgabe des Anteils Erneuerbarer Energie in Deutschland ein stetiger Ausbau in den Regionen vorgegeben. Dazu wird zum einen der Mindestanteil der EE an der Stromerzeugung in den Regionen in Höhe von 2/3 des deutschlandweit vorausgesetzten Anteils vorgegeben. Zusätzlich werden 60 % des für das entsprechende Jahr ermittelten Zubaus von PV und Windenergie aus dem Szenario Zentral als Mindestzubau auch im Szenario Dezentral vorgegeben und auf die Regionen verteilt. Dabei werden folgende Verteilungsschlüssel entsprechend des Bevölkerungsanteils und des Flächenanteils der Regionen an ganz Deutschland angewendet: Photovoltaik wird mit 2/3 nach Bevölkerung und 1/3 nach Landesfläche gewichtet. Dies entspricht auch den angenommenen Anteilen

von Dach- und Freiflächenanlagen. Für Windenergieanlagen gilt das Verhältnis in umgekehrter Weise (2/ 3 Landesfläche, 1/ 3 Bevölkerung). Der verbleibende Zubau, der notwendig ist, um alle Nebenbedingungen einzuhalten, wird vom Programm optimiert.

- **Szenario Offshore:** für die Simulation der kostenoptimalen Verteilung wird zusätzlich zur Vorgabe des Anteils Erneuerbarer Energie in Deutschland der Ausbau aller geplanten Offshore Windenergieanlagen gemäß den aktuellen Plänen der Leitstudie vorgegeben.¹⁶ Bis 2020 werden demnach 10,0 GW und bis 2040 29,5 GW installiert. Der jeweilige Zubau an Offshorekapazitäten laut Leitstudie, der derzeit noch nicht in Planung ist, wird der Nordsee zugeordnet, da davon ausgegangen wird, dass die Potenzialgrenzen in der Ostsee durch die bis 2020 geplanten Zubauten bereits erreicht werden. Die Inbetriebnahme der Kapazitäten wird für die Kostenkalkulation gleichmäßig auf die fünf Jahre zwischen zwei Simulationsschritten verteilt. Der Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen wird demnach im Szenario Offshore nicht optimiert, sondern vorgegeben.

Das Szenario Zentral ist das Basisszenario, an dem für die Szenarien Dezentral und Offshore eine oder mehrere Regeländerungen vorgenommen wurde. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die wesentlichen Unterschiede der drei Szenarien.

Weiterhin wird davon ausgegangen, dass Repowering stattfindet, sobald die Lebensdauer von Offshore-WEA überschritten wird. Aus Tabelle 5 lassen sich die jeweiligen Mindestvorgaben der zu installierenden Offshoreleistung für alle Simulationsjahre und alle Szenarien entnehmen.

Tabelle 4: Übersicht Szenarien

Szenario Zentral	Szenario Dezentral	Szenario Offshore
Vorgabe des Anteils EE in Deutschland gemäß Ausbaupfad	Vorgabe des Anteils EE in Deutschland gemäß Ausbaupfad	Vorgabe des Anteils EE in Deutschland gemäß Ausbaupfad
	Vorgabe des Mindestanteils EE an der Stromerzeugung pro Region	Vorgabe der geplanten Offshore-WEA gemäß Leitstudie
	Vorgabe eines Mindestzubaus von PV und Windenergie: jeweils 60% des Zubaus eines Simulationsjahres aus dem Szenario Zentral; Verteilungsschlüssel PV: 2/3 nach Bevölkerung und 1/3 nach Landesfläche, Verteilungsschlüssel Wind: 1/3 nach Bevölkerung, 2/3 nach Landesfläche	

Tabelle 5: Mindestvorgaben für Offshore-Windenergieanlagen in allen Szenarien in MW

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Szenarien Zentral und Dezentral						
Nordsee	2049	8453	8453	8453	8453	8453
Ostsee	339	1244	1244	1244	1244	1244
Szenario Offshore						
Nordsee	2049	8756	15456	22257	25257	28257
Ostsee	339	1244	1244	1244	1244	1244

16 Deutsches Zentrum für Luftund Raumfahrt et al. (2012a)

5.2 Datenbasis und ergänzende Annahmen

Im folgenden wird ausführlich auf alle Datengrundlagen und Annahmen die für die Modellierung, Simulation und Kostenkalkulation verwendet wurden, eingegangen. Sie gelten, soweit nicht anders gekennzeichnet, für alle berechneten Szenarien.

5.2.1. Kraftwerkseinsatz in den Regionen und Transportnetz

Folgende Festlegungen wurden bezüglich Laufzeiten, Repowering und Begrenzungen des Kraftwerkseinsatzes getroffen:

Konventionelle Kraftwerke sowie Biomassekraftwerke und Speicher (außer Pumpspeicher), deren technische Lebensdauer (vgl. Tabelle 7) zwischen dem letzten Simulationsjahr und dem aktuellen Simulationsjahr überschritten wird, werden von den Mindestvorgaben für die aktuelle Simulation abgezogen. Für das Startjahr 2015 wird abweichend von einem Weiterbetrieb aller bestehenden Kohle- und Gaskraftwerke ausgegangen. Wie oben beschrieben werden alle anderen konventionellen Kraftwerke nicht berücksichtigt. Die übrigen EE-Kraftwerke werden mit Überschreiten der Lebensdauer mit neuen Investitionskosten erneut installiert („Repowering“), weil davon ausgegangen wird, dass ein bereits erschlossener Standort für Windenergie-, Wasserkraft (inkl. Pumpspeicher) oder PV-Anlagen einem Alagenneubau an bisher nicht genutzten Standorten vorgezogen wird.

Für den Ausbau von Windenergieanlagen werden zwei Begrenzungen berücksichtigt. Neben der Potenzialgrenze von 2 % der Landesfläche einer Region¹⁷ wird für den deutschlandweiten Zubau von Windenergieanlagen eine Obergrenze der zu installierenden Leistung angegeben. In der Vergangenheit wurden rund 2 GW im Jahr installiert. Es gab ein Rekordjahr mit 3 GW Zubau. Es wird davon ausgegangen, dass die Produktionskapazitäten nicht sprunghaft erhöht werden können, weshalb bis 2015 von einem maximalen jährlichen Zubau von 3 GW ausgegangen wird, danach bis 2020 werden 4 GW als Obergrenze angenommen und für die restlichen Jahre liegt die Zubaugrenze bei 5 GW.

Das vorhandene Transportnetz wird in jedem Simulationsschritt auf den Ist-Stand gesetzt (mit den in Kapitel 5.2.7 beschriebenen Annahmen für das Netz). Damit wird ermöglicht, die Ergebnisse jedes Simulationsjahres darauf hin auszuwerten, zwischen welchen Regionen Übertragungskapazitäten gegenüber der gegenwärtigen Situation fehlen.

5.2.2. Lastgänge

Für die elektrische Last wird vereinfacht für alle Regionen der gleiche Kurvenverlauf mit unterschiedlichem Energieinhalt angenommen. Der normierte Zeitverlauf wird dem von ENTSO-E veröffentlichten Lastgang von Deutschland¹⁸ entnommen und jeweils auf den Jahresenergieverbrauch der betrachteten Regionen skaliert. Für ganz Deutschland wird dabei der Nettostromverbrauch des Jahres 2010 mit 541,1 TWh¹⁹ angesetzt. Darin enthalten sind Stromlieferungen an Letztverbraucher und der Verbrauch der Industrie aus Eigenanlagen. Das Verhältnis des Energieverbrauchs der Regionen untereinander beruht dabei auf den Endenergieverbräuchen aus dem Jahr 2008²⁰, da zum Zeitpunkt der Untersuchungen keine aktuelleren Zahlen vorlagen. Es wird davon ausgegangen, dass weder die Verhältnisse des Energieverbrauchs zwischen den Bundesländern von 2008 noch der Nettostromverbrauch von 2010 bis heute nennenswerte Änderungen erfahren haben. Entsprechend den für das Modell gewählten Regionen wird auch der Energieverbrauch der Stadtstaaten und des Saarlands den umliegenden Bundesländern zugeordnet und aufaddiert. Die Jahreshöchstlast, die sich aus der Summe aller Lastgänge ergibt, beträgt 88,5 GW und damit 1 GW mehr als im Netzentwicklungsplan 2013 angenommen wird²¹.

Der von ENTSO-E veröffentlichte Lastgang enthält keinen Eigenverbrauch von Kraftwerken und keine in Pumpspeicherkraftwerke geflossene Energie. Außerdem werden industrielle Eigenerzeugung und Anteile der Deutschen Bahn nicht abgebildet.²² Der resultierende Einfluss durch die Form des Lastgangs wird aber als niedrig

17 Bofinger, S. et al. (2011)

18 ENTSO-E (2013)

19 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2012) mit Stand: Oktober 2012; 50Hertz Transmission GmbH et al. (2012) verweist auf geringere BDEW-Zahlen zum Nettostromverbrauch 2010 mit Stand: 2011; Für die weiteren Betrachtungen wird mit 541,1 TWh gerechnet, da dies dem aktuellsten vorliegenden Wert aus einer einzelnen Quelle entspricht. Die Summe des Endenergieverbrauchs der Bundesländer aus Tabelle 1 ist mit 517,3 TWh etwas geringer.

20 Länderarbeitskreis Energiebilanzen (2012)

21 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013c)

22 ENTSO-E (2010b)

eingestuft und vernachlässigt.²³ Durch die Skalierung auf den Nettostromverbrauch sind die durch ENTSO-E vernachlässigten Energiemengen aber größtenteils berücksichtigt. Der nicht im Lastgang enthaltene Eigenverbrauch der Kraftwerke fließt über ihre jeweiligen Wirkungsgrade mit ein.

5.2.3. Erzeugungszeitreihen Laufwasserkraft

Ein Ausbau der Wasserkraft ist im Modell nicht vorgesehen. Die bestehenden Laufwasserkraftwerke werden in die Berechnungen einbezogen. Mithilfe von Einspeisedaten der EEX Transparenzplattform²⁴ einiger Anlagen meldender Unternehmen in Süddeutschland wurde eine normierte Einspeisezeitreihe erstellt und für die einzelnen Regionen mit der dort jeweils installierten Leistung²⁵ skaliert.

5.2.4. Erzeugungszeitreihen Windenergie

Für die Berechnung der Einspeisezeitreihen von Windenergieanlagen werden Daten der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH des Jahres 2005 verwendet. Diese stehen in einem Raster von 20 km x 20 km für eine Höhe von 100 m als 10-Minutenmittelwerte zur Verfügung, welche zunächst auf Stundenmittelwerte umgerechnet werden. Die Berechnung der normierten stündlichen Einspeisung aus den Windgeschwindigkeitswerten erfolgt über die Leistungskurven der angenommenen Windenergieanlagen. In den Offshore- und Küstenregionen (Schleswig-Holstein sowie Teile von Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen) wird die Leistungskurve einer für Starkwindregionen konzipierten Windenergieanlage (hier: Enercon E-82) und eine Nabenhöhe von 100 m angenommen. Im übrigen Binnenland entspricht die Leistungskurve einer Windenergieanlage für mittlere Windverhältnisse (hier: Enercon E-101). Die Nabenhöhe wird mit 140 m angenommen. Für die Regionen Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern wird aus den resultierenden Einspeisezeitreihen beider Windenergieanlagen eine Mischform gebildet, unter der Annahme, dass etwa zwei Drittel der Regionen als Küstenregion und ein Drittel als Binnenland betrachtet werden kann.



Foto: Dirk Maus / pixelio.de

23 Sensitivitätsanalysen mit unterschiedlichen Lastverläufen haben in unserem Fall keine nennenswerten Auswirkungen auf die Ergebnisse der Simulationen gezeigt.

24 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013a)

25 Agentur für Erneuerbare Energien (2013)

Die Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe von 140 m im Binnenland erfolgt mit einer einheitlichen Rauigkeitslänge von 0,1 m, was „Heideland mit wenigen Büschen und Bäumen“ entspricht²⁶, also einem Gelände, in dem potentiell Windenergieanlagen errichtet werden. Für die Auswahl der Referenzstandorte wurde die jahresmittlere Windgeschwindigkeit in jedem Rasterpunkt bestimmt. Da Windparks bevorzugt an Standorten entstehen, die im Vergleich zur näheren Umgebung hohe Windgeschwindigkeiten aufweisen, wird pro Region das untere Drittel der mittleren Windgeschwindigkeiten vernachlässigt und aus den übrigen Werten das arithmetische Mittel sowie der Rasterpunkt, der diesem am nächsten kommt, bestimmt. Für diesen Punkt wird dann die normierte Einspeisezeitreihe berechnet, welche stellvertretend für die ganze Region gilt.

5.2.5. Erzeugungszeitreihen Photovoltaik

Die Einspeisezeitreihen für Photovoltaikanlagen beruhen auf Strahlungsdaten der NASA, die vom Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) bearbeitet wurden und zur Berechnung der normierten Ausgangsleistung von optimal ausgerichteten kristallinen Silizium-PV-Modulen verwendet wurden.²⁷ Dabei wurde die Abhängigkeit des Modulwirkungsgrades von der Strahlungsstärke und der Außentemperatur sowie der Wirkungsgrad eines Wechselrichters in Abhängigkeit der PV-Leistung berücksichtigt. Die Erzeugungszeitreihen für Photovoltaik werden wie bei der Windenergie mit den meteorologischen Daten aus dem Jahr 2005 berechnet, um die zeitlichen Abhängigkeiten zwischen Wind und Sonne möglichst realitätsnah abzubilden. Im Gegensatz zu den Standorten der Windenergie wird für die Photovoltaik jeweils ein Referenzstandort gewählt, der dem mittleren spezifischen Ertrag pro Region am nächsten kommt, da die Solarenergie wesentlich gleichmäßiger in der Fläche verteilt ist.

5.2.6. Bestehender Kraftwerkspark

Für die Abbildung des bestehenden Kraftwerksparks wurde auf verschiedene Datenbanken zurückgegriffen. Dies ermöglicht eine detaillierte Aufteilung der installierten Leistung auf die betrachteten Technologien, die gewählten Regionen und die Inbetriebnahmejahre. Die Kraftwerke mit fossilen Energieträgern sowie die großen Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicher wurden der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur²⁸ entnommen. Die Aufteilung der Gaskraftwerke in Gasturbinen und GuD erfolgte mit Hilfe der World Electric Power Plants Database.²⁹ Für die detaillierte Darstellung der durch das EEG vergüteten Erneuerbaren Energien wurde der von der Deutschen Gesellschaft für Solarenergie (DGS) veröffentlichte Datensatz³⁰ verwendet. Es wurde darauf geachtet, dass die Daten in etwa den gleichen zeitlichen Stand haben (Ende 2012, Anfang 2013). Die Kohle- und Pumpspeicherkraftwerke wurden zudem mit den geplanten oder in Bau befindlichen Neubauprojekten³¹ ergänzt.

Nach der Zuordnung des Hauptbrennstoffes zu den Modellkomponenten wurden alle Kraftwerksstandorte georeferenziert. Damit wurde sicher gestellt, dass die installierten Leistungen mit den entsprechenden Regionen verknüpft sind. Einige Kraftwerke wurden im Modell nicht berücksichtigt. Dazu gehören zum einen die Kernkraftwerke (12,0 GW), die nach Beschluss der Bundesregierung bis 2022 nicht mehr zur Stromversorgung beitragen werden. Dabei wird in Kauf genommen, dass das Modell ersatzweise Kohle- oder Gaskraftwerke betrachtet. Die Stromgewinnung aus Mineralölprodukten (3,7 GW), wurde aus Gründen der sinnvollerer stofflichen Nutzung des begrenzten Rohstoffes ausgeschlossen. Weiterhin wurde die Müllverbrennung (1,4 GW) nicht direkt einbezogen, die nur für nicht recyclebare Produkte als sinnvoll erachtet wird. Es wird davon ausgegangen, dass sie in vorhandenem Maßstab auch in 2040 noch eingesetzt wird. Die Kostendifferenz zu den betrachteten Kraftwerken wird jedoch als vernachlässigbar eingestuft, insbesondere da für 2040 ein fossiler Anteil von bis zu 2 % (entsprechend dem Anteil der Müllverbrennung) vom Modell zugelassen wird. Die Stromproduktion aus tiefer Geothermie (12,0 MW) wird auf Grund der geringen Bedeutung in Deutschland, die auch für die Zukunft nicht absehbar ist, ebenfalls vernachlässigt.

Abbildung 9 gibt einen Überblick über die Standorte und installierten Kapazitäten der in das Modell eingehenden Kraftwerke im Ist-Zustand. Die Tabelle 6 enthält die Zahlenwerte des Startzustands für das erste Simulationsjahr 2015. Dieser entspricht dem bestehenden Kraftwerkspark 2012/ 2013 zuzüglich 7,38 GW Steinkohlekapazitäten, die bis 2015 planmäßig in Betrieb gehen. Die darüber hinaus gehenden geplanten Pumpspeicherkapazitäten betragen zwischen 2015 und 2020 4872 MW und zwischen 2020 und 2025 weitere 46 MW.³²

26 Gasch, R. und Twele, J. (2010)

27 Gerlach, A. et al. (2011)

28 Bundesnetzagentur (2013b)

29 Platts (2012)

30 Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2013)

31 Timm, M. (2011); Greenpeace (2013)

32 Timm, M. (2011); Greenpeace (2013)

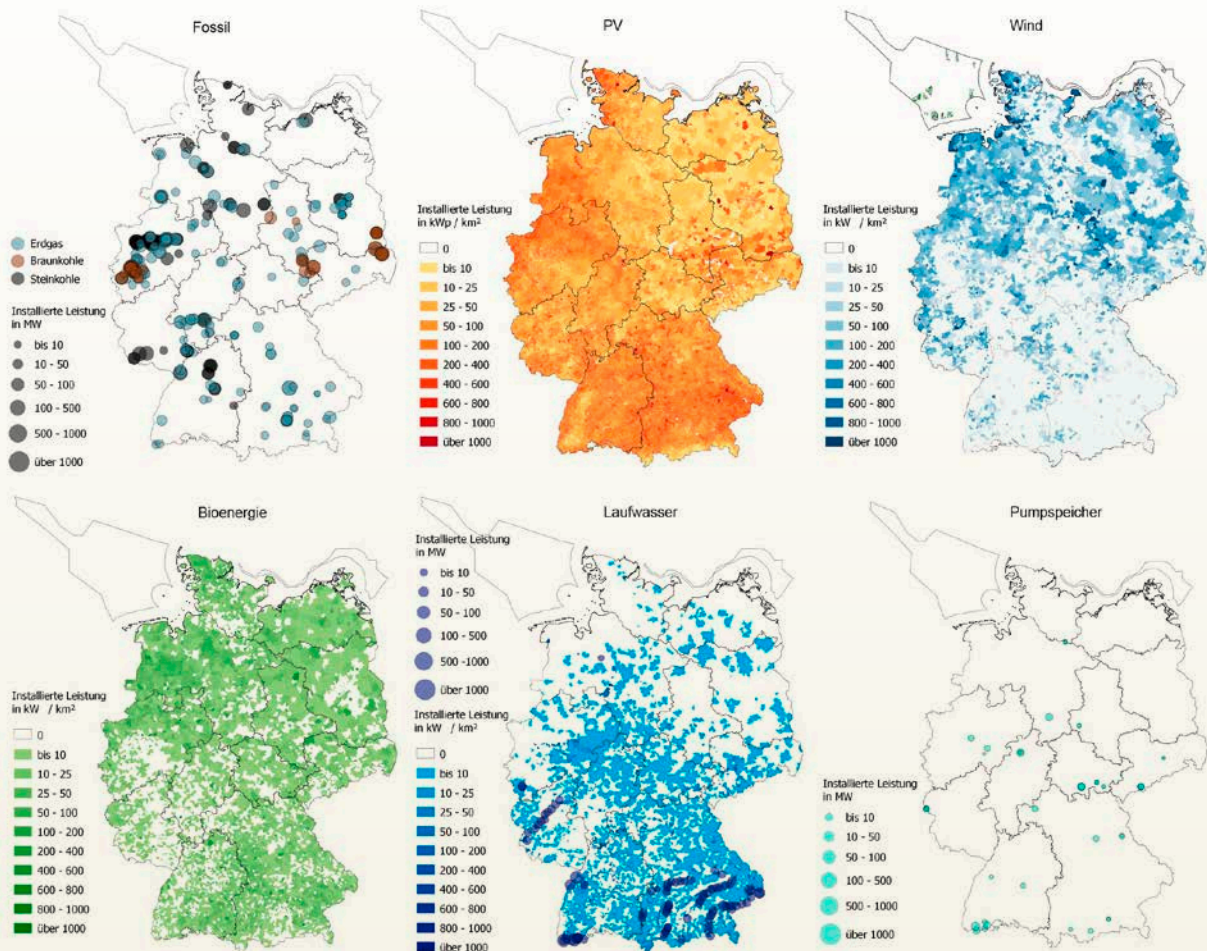


Abbildung 9: Standorte und installierte Kapazitäten der im Modell betrachteten Kraftwerke und Speicher im Ist-Zustand (2012/2013)



Foto: Verena N. / pixelio.de

5.2.7. Netzmodell

Für die Betrachtung von Austauschleistungen zwischen den Regionen wurde ein auf dem Höchstspannungsnetz basierendes Ersatznetz mit den Parametern Übertragungskapazität und Entfernung („Netzlänge“) modelliert. Die ermittelten Übertragungskapazitäten sollen dabei den Status Quo des bestehenden Netzes wiedergeben, der als Mindestinstallation im Optimierungsergebnis enthalten ist. Die Entfernungen und die entsprechenden spezifischen Kosten beeinflussen die Investitionsentscheidung für neuzubauende Übertragungskapazitäten.

Tabelle 6: Kapazitäten der im Modell betrachteten Kraftwerke und Speicher im Startzustand (2015)

Komponente	Leistung in MW
Erdgas GuD	8.872
Erdgas GT	11.482
Braunkohle	21.399
Steinkohle	31.798
Wind Onshore	29.821
Wind Offshore	320
PV	31.769
Biogas	3.027
Biomasse	2.588
Laufwasser	3.872
Pumpspeicher	6.352
Batterie	–
PtG ^a	–

^a Existierende Gasspeicher in Form von Unterspeichern oder Gasnetzen werden nicht berücksichtigt.

Das deutsche Höchstspannungsnetz im Mehrknoten-Modell ist mithilfe der georeferenzierten Daten des OpenStreetMap-Projektes³³ abgebildet worden. Zusammen mit den in Wikipedia verzeichneten Umspannwerken³⁴ ergibt sich ein erstes Bild über die Komplexität des bestehenden, über Jahrzehnte gewachsenen Übertragungsnetzes. Mit Hilfe von Karten und Schaltplänen der Übertragungsnetzbetreiber sowie einer von ENTSO-E veröffentlichten Stromnetz Karte (Interconnected network)³⁵ erfolgten Abgleich und Erweiterung der in OpenStreetMap vorhandenen 380- und 220-kV-Leitungen (vgl. Abbildung 10a). Neben dem bestehenden Leitungsnetz wurden auch die von der Bundesnetzagentur geplanten Leitungen untersucht. Aus dem aktuellen Bericht (2013 Q1) über den Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)³⁶ wurden alle realisierten und genehmigten oder im Bau befindlichen Projekte entnommen.

Für die Bestimmung der aktuellen und geplanten Anbindungen der Offshore-Windparks ist der Offshore-Netzentwicklungsplan (2013 Zweiter Entwurf)³⁷ einbezogen worden. Dabei wurden die bereits in Betrieb genommenen Leitungen (Ist-Offshorenetz) und alle bis 2015 geplanten Leitungen (Start-Offshorenetz) berücksichtigt. Neben der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ist auch die 12-Seemeilenzone der Nord- und Ostsee betrachtet worden. Das dient im Folgenden lediglich der Netzbelastung. In der Kostenkalkulation findet das Offshore-Netz als Teil der Anlagenkosten Berücksichtigung.

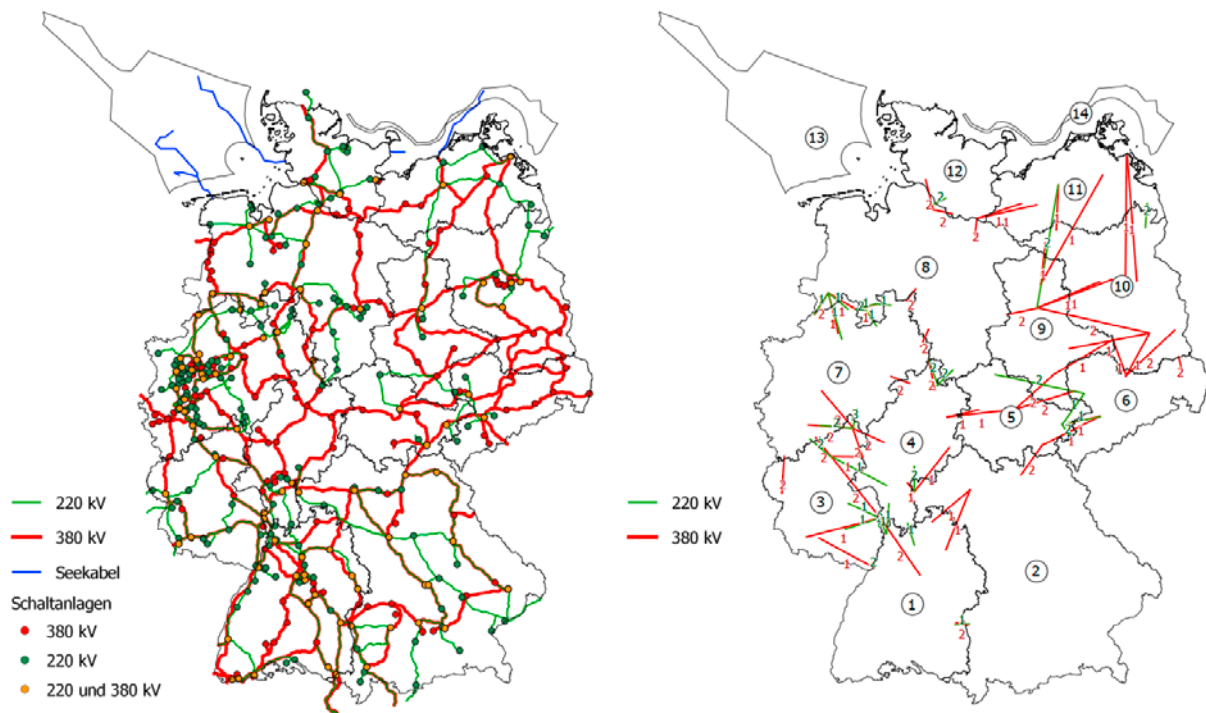
³³ OpenStreetMap Foundation (2013)

³⁴ Wikipedia (2013)

³⁵ ENTSO-E (2010a)

³⁶ Bundesnetzagentur (2013a)

³⁷ 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013b)



(a) Höchstspannungsnetz mit Umspannwerken
und Verlauf der bestehenden Offshore-Verbindungen

(b) Anzahl der Höchstspannungstrassen zwischen
benachbarten Regionen

Abbildung 10: Deutsches Höchstspannungsnetz

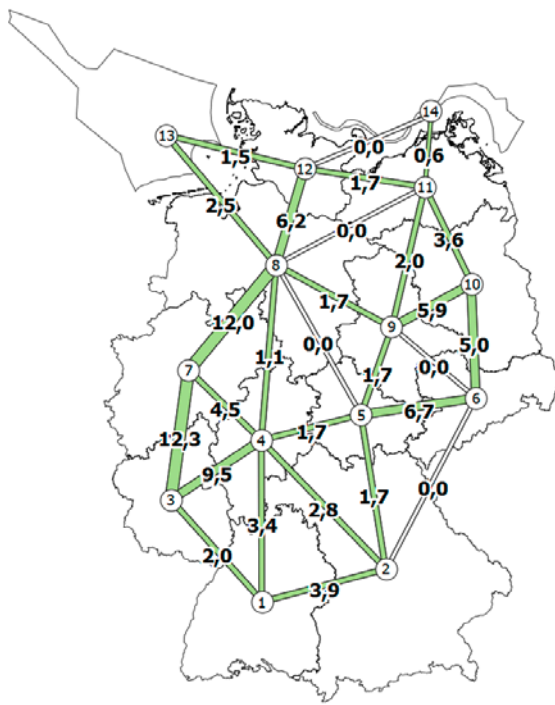
Für eine Vereinfachung des innerdeutschen Übertragungsnetzes zu Übertragungskapazitäten zwischen benachbarten Regionen wurden alle Höchstspannungstrassen untersucht, die die Grenze zweier Regionen überschreiten (vgl. Abbildung 10b). Dabei wurde darauf geachtet, dass als Start- und Endpunkt auch ein entsprechendes Umspannwerk in jeder Region vorhanden ist. Mit Hilfe der Schaltpläne und der Umspannwerkstandorte kann neben dem Trassenverlauf auch die Anzahl der Leitersysteme ermittelt werden. Mit den durchschnittlichen Kennwerten für verschiedene Leitersysteme kann eine kumulierte Übertragungskapazität zwischen allen benachbarten Regionen ermittelt werden. Dabei wurde ein Leistungsfaktor ($\cos$) von 0,8 berücksichtigt, um benötigte Kapazitäten für Blindleistungsübertragungen einzubeziehen. Zudem wurden alle so ermittelten Kapazitäten zusätzlich mit einem Faktor von 0,7 multipliziert, um pauschal die $(n-1)$ -Sicherheit zu berücksichtigen.³⁸ Damit ergeben sich 840 MW für jede 380- und 560 MW für jede 220-kV-Leitung.

Das so entstandene Ersatznetz beschreibt vereinfacht die vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den benachbarten Regionen. Insgesamt ergeben sich 28 Verbindungen zwischen den 14 Regionen (vgl. Abbildung 11a). Ersatzverbindungen, auf denen keine bestehenden Höchstspannungsleitungen vorhanden sind, werden trotzdem als mögliche Verbindung berücksichtigt, damit ein möglicher Ausbau simuliert werden kann. Eine Verbindung von zwei Regionen, die keine gemeinsame Grenze haben, ist nicht vorgesehen. Die einzige Ausnahme bildet die Ersatzverbindung zwischen den Regionen 9 (Sachsen-Anhalt) und 11 (Mecklenburg-Vorpommern), da dort zwei 220-kV-Leitungen (zwischen Güstrow und Wolmirstedt) und eine 380-kV-Leitung (zwischen Stendal/West und Siedenbrünzow) existieren.

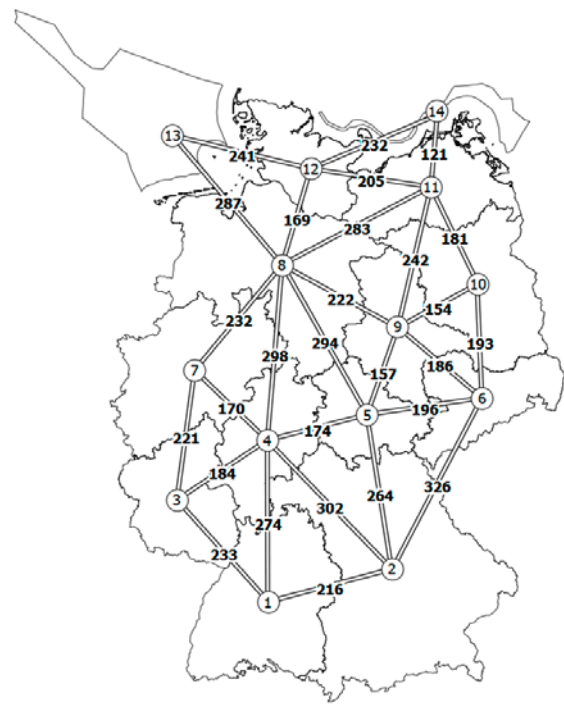
Die Verbindungslängen des Ersatznetzes (vgl. Abbildung 11b) werden aus den Entfernungen der Regionenmittelpunkte berechnet. Diese Luftlinienabstände werden mit einem pauschalen Umwegfaktor von 1,2 multipliziert, um die Vermaschung des Netzes innerhalb der Regionen zu berücksichtigen.³⁹

38 vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010), S. 271

39 vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010), S. 290



(a) Übertragungskapazitäten in GW



(b) Verbindungslängen in km

Abbildung 11: Im Modell verwendetes Ersatznetz

5.2.8. Kosten der Technologien

Die zentralen Größen der Simulationen sind die Kostenannahmen für die einzelnen Technologien, da mit dem Simulationsmodell auf minimale Gesamtsystemkosten optimiert wird. Die Tabelle 7 zeigt die Kostenannahmen für jene Technologien, die als ausgereifte Technik gelten und für die damit kein Rückgang bei den Investitionskosten (Capex) in der Zukunft erwartet wird. Biomassekraftwerken werden die gleichen Betriebs-, Investitions- und Lastwechselkosten zugeordnet wie Kohlekraftwerken, da hier prinzipiell die gleiche Technik unter Verwendung von biogenem Brennstoff eingesetzt wird. Die fixen Betriebskosten ($Opex_{fix}$) werden bei allen Technologien mit etwa 1 – 2 % der Investitionskosten angenommen. Die variablen Betriebskosten ($Opex_{var}$) werden für alle thermischen Kraftwerke, Elektrolyse und Methanisierung mit 1 €/MWh_{th}⁴⁰ angenommen. Auf die Kosten der Bioenergie sowie die Brennstoff- und Lastwechselkosten wird auf den folgenden Seiten noch ausführlicher eingegangen.

Im Zeitverlauf sinkende Kosten werden für Photovoltaik, Windenergie, Methanisierung, Elektrolyse und Batterien angenommen. Die Kostenentwicklungen dieser Technologien zeigen die Abbildungen 12a bis 13a. Die zentralen Annahmen für die Investitionskosten der PV fußen auf den heutigen Preisen für Freiflächen- und Dachanlagen, die für das Jahr 2015 zu 963 und 1313 €/kWp fortgeschrieben wurden. Für das Jahr 2020 sind Investitionskosten von 811 und 1106 €/kWp angenommen.⁴¹ Weitere Kostensenkungen sind gemäß abflachenden Lern- und Wachstumsraten angenommen unterschreiten aber auch im Jahr 2050 nicht die aus heutiger Sicht minimal möglichen Investitionskosten.⁴² Für Photovoltaikanlagen wird ein fester Anteil von 1/3 Freiflächen- und 2/3 Dachanlagen, basierend auf aktuellen Potenzialabschätzungen⁴³, vorgegeben, da im Modell Freiflächenanlagen aufgrund der geringeren Kosten bevorzugt ausgebaut würden. Dies wird umgesetzt indem nur eine PV-Komponente mit einem entsprechenden Mischpreis angesetzt wird.

Für Windenergieanlagen werden aufgrund des Materialeinsatzes Grenzkosten von knapp 1000 €/kW für Starkwindstandorte an den Küsten angenommen, welche im Jahr 2030 erreicht werden.⁴⁴ Binnenlandanlagen für schwächere Windstandorte werden mit 20 % höheren Kosten angenommen, da hier höhere Türme und größere

40 European Climate Foundation (2010); European Climate Foundation; Breyer, C. et al. (2011)

41 Senkel, N. und Siemers, W. (2011) und Gerlach, A. und Breyer, C. (2012)

42 Kersten, F. et al. (2011) und Pietzcker, R. et al. (2009)

43 Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2011)

44 Die Kostenannahmen orientieren sich an Deutsches Zentrum für Luftund Raumfahrt et al. (2012b), S. 1

Rotorblätter benötigt werden.⁴⁵ Für die Kosten für Offshore-Windenergieanlagen, die sich incl. der Leitungskosten von 550 bis 660 €/kW Leitungskosten verstehen, wird Bezug auf die Studien der European Wind Energy Association (EWEA) genommen.⁴⁶ Die Kosten 2015 sind zwischen denen der beiden Studien gewählt, in 2020 sind sie gleich und im Folgenden wird eine flachere Lernkurve angenommen, da aufgrund der Komplexität von Offshore-Projekten und der notwendigen Erschließung von Gebieten, die weit von der Küste entfernt sind, mit keinem intensiven Kostenrückgang gerechnet wird.

Tabelle 7: Kostenannahmen für Technologien mit gleichbleibenden Kosten

	Lebensdauer / a	Capex / € kW	Opex_{fix} / € kW*a	Opex_{var} / € kWh	Brennstoff inkl. CO₂ / € kWh_{th}	Lastwechsel- kosten / € ΔMW
Braunkohle	40 ^a	1.500 ^b	20	0,001	0,0135	54,3
Steinkohle	40 ^c	1.500 ^d	20	0,001	0,024	54,3
Erdgas GT	30 ^e	380 ^f	7,60	0,001	0,042	22,9
Erdgas GuD	30 ^g	750 ^h	15	0,001	0,042	25
Biogas	10	580 ⁱ	11,60	0,001	0,0539 ^j	22,9
Biomasse	40	1.500	20	0,001	0,03 ^k	54,3
Laufwasser	50	2000 ^l	40	–	–	–
Pumpspeicher	50 ^m	70 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{cap}}^n}$	1 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}_{\text{cap}}^* \cdot \text{a}}$	–	–	–
Transportnetz	50	417 $\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{km}^o}$	4,2 $\frac{\text{€}}{\text{MW} \cdot \text{km} \cdot \text{a}}$	–	–	–

a Dii GmbH (2012), S. 36

b Dii GmbH (2012), S. 36

c European Climate Foundation (2010), S. 47

d European Climate Foundation (2010), S. 34

e Dii GmbH (2012), S. 36

f Dii GmbH (2012), S. 36

g European Climate Foundation (2010), S. 47

h Dii GmbH (2012), S. 36

i ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011), S. 12

j In den Brennstoffkosten sind die Kosten der Biogasanlage enthalten. Basis für die Berechnungen: 4.900 €/ (Nm/h) als Mittelwert aus den Kosten für Gülle und NawaRo-Anlagen mit 250 Nm/h Anlagendurchsatz pro Jahr (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheitsund Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT) (2009), S. 72 f.)

k LIT:CARMEN2013

l European Climate Foundation (2010), S. 34

m Dii GmbH (2012), S. 38

n Bloomberg New Energy Finance (2011), S. 3

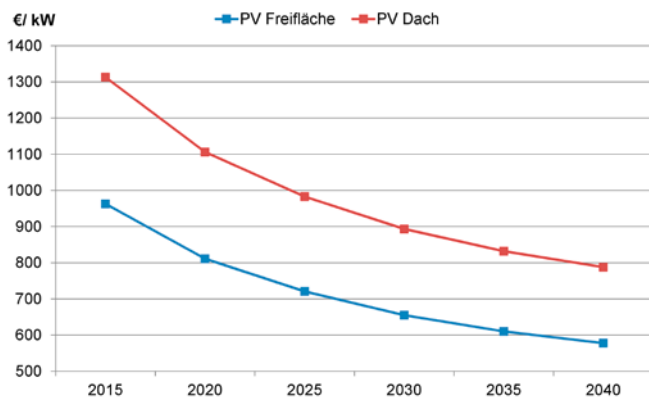
o P3 energy and storage GmbH und Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen (2012), S. 19

⁴⁵ vergl. Agora Energiewende (2013), S. 34

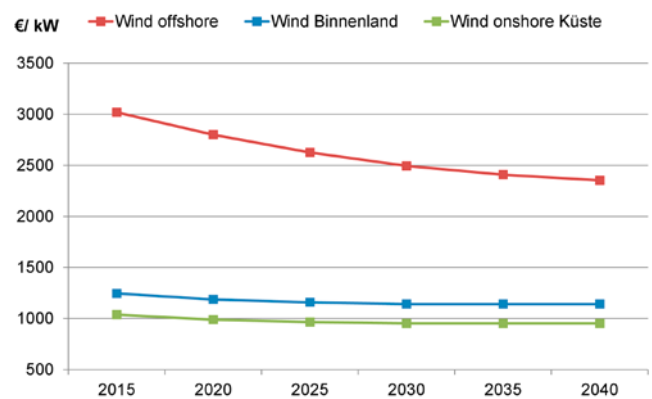
⁴⁶ Greenpeace International et al. (2012); European Wind Energy Association (2011)

Die Batteriekosten bleiben bis 2020 konstant bei 219 €/ kWh und sinken dann über einen Zeitraum von 15 Jahren auf etwa die Hälfte. Diese Investitionskosten entsprechen energiebezogenen Speicherdurchlaufkosten von etwa 0,16 €/ kWh bis 2020, die bis 2040 auf 0,075 €/ kWh sinken.⁴⁷

Die Investitionskosten für Power-to-Gas Technologien sind aufgrund der noch geringen Basis an in Betrieb genommenen Anlagen mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet. Die Investitionskosten für das Jahr 2020 sind angenommen zu 527 €/kW H₂ und 1923 €/kW CH₄, die auf entsprechenden Technologieeinschätzungen beruhen⁴⁸, bei denen jedoch die unterstellten Wachstumsraten für die Investitionskosten in dieser Studie etwas reduziert sind.



(a) Photovoltaikanlagen



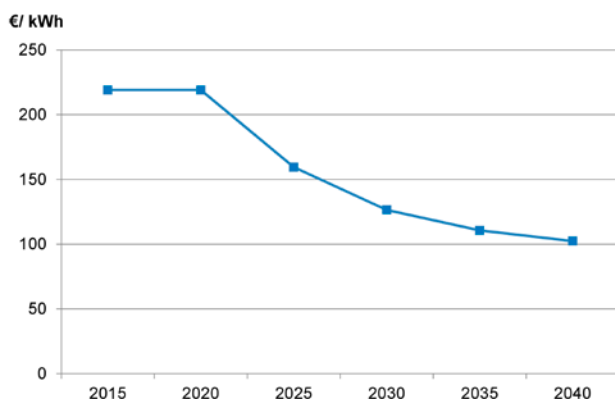
(b) Windenergieanlagen

Abbildung 12: Angenommene Investitionskosten für Photovoltaik- und Windenergieanlagen

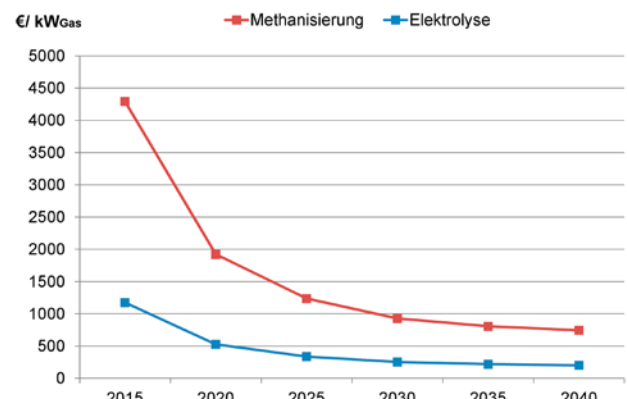
Alle Zahlenwerte der Grafiken 12a bis 13a sind im Anhang dargestellt.

Kosten der Netze

Nach Hackmann werden die Investitionskosten für den Ausbau des Transportnetzes mit 417 €/(MW*km)⁴⁹ bei einer Lebensdauer von 50 Jahren angenommen. Die jährlichen Instandhaltungskosten werden anhand von Anhaltswerten für den Betrieb von Gas- und Stromnetzen mit 1 % der Investitionskosten abgeschätzt. Die so kalkulierten Kosten werden als zusätzliche Kosten zum bestehenden Netz betrachtet.



(a) Batteriespeicher



(b) Power-to-Gas-Komponenten

Abbildung 13: Angenommene Investitionskosten für Speichertechnologien

⁴⁷ exkl. Energiegestehungskosten; Zyklenzahl: 2000; DoD: 0,8; Zyklenwirkungsgrad: 0,85; vergleiche dazu Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2008), S. 29, S. 42)

⁴⁸ Breyer, C. et al. (2011)

⁴⁹ P3 energy and storage GmbH und Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen (2012)

Das Verteilnetz wird in den Simulationen nicht betrachtet, weshalb die Kosten für das bestehende Netz als ein gleichbleibender Block in allen Szenarien gleichermaßen eingerechnet werden. Zur Bestimmung dieser jährlichen Kosten wird der von Stürmer angeführte Wiederbeschaffungswert des Gesamtnetzes von 188 Mrd. €⁵⁰ herangezogen. Mit der Annahme von 1 % für die Betriebskosten werden diese zu 1,88 Mrd. €/a abgeschätzt. Nach Jürgens stellt der Betrieb neben Instandhaltung und Overhead ca. 1/3 der operativen Nebenkosten dar⁵¹, womit sich diese zu 5,64 Mrd. €/a ergeben. Zuzüglich der jährlichen Investitionen, die laut statista für 2011 mit 3,5 Mrd./€/a abgeschätzt wurden⁵², ergibt sich ein jährlicher Aufwand für das Netz von 9,14 Mrd. €.

Kosten und Potenziale der Bioenergie

Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, werden sowohl Biogas als auch Biomasse als Energieträger im Modell berücksichtigt. Da feste Biomasse zur Stromerzeugung vorrangig in thermischen Großkraftwerken zum Einsatz kommt, werden hier die gleichen technischen Parameter angesetzt wie für Steinkohlekraftwerke. Auch die Investitions- und Lastwechselkosten werden vereinfacht mit denen der Kohlekraftwerke gleichgesetzt. Die Brennstoffkosten orientieren sich an Preisen für Hackschnitzel.⁵³

Für die Stromerzeugung mit Biogas wird ein BHKW mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 % angenommen. Als Lastwechselkosten werden die von gewöhnlichen Gaskraftwerken angerechnet. Die Brennstoffkosten für Biogas berücksichtigen neben den Substratkosten auch die Investitions- und Betriebskosten der Biogasanlage, da diese nicht als separate Komponente im Programm berücksichtigt ist. Die auf den Kubikmeter Biogas bezogenen Anlagenkosten berechnen sich wie folgt:

Für eine Biogasanlage mit einem Durchsatz von 250 Nm³/h wurden spezifische Investitionskosten von 4900 €/ (Nm³/h) bzw. 819 €/kW angenommen.⁵⁴ Die fixen Betriebskosten wurden mit 2 % der Investitionskosten angesetzt. Bei einer Lebensdauer von 15 Jahren⁵⁵ und einem internen Zinsfuß von 7 % ergibt sich aus der Investition eine spezifische Annuität von 538 €/ (Nm³/h*a). Zusammen mit den fixen Betriebskosten in Höhe von 98 €/ (Nm³/h*a) und der Anlagenleistung von 250 Nm³/h ergeben sich jährliche Gesamtkosten von 159.000 €/ a. Eine Biogasanlage mit einer Leistung von 250 Nm³/h und einer angenommenen Volllaststundenzahl von 8.000 h/a produziert jährlich 2.000.000 Nm³ Biogas. Die spezifischen Anlagenkosten, bezogen auf einen Kubikmeter Biogas, betragen dann 0,0795 €/Nm³.

Für die Berechnung der Substratkosten wurde gemäß DBFZ Monitoringbericht⁵⁶ folgender massebezogener Substratmix angenommen: Nachwachsende Rohstoffe: 49 %, Exkrement: 43 %, Abfälle und Reststoffe: 8 %. Für die nachwachsenden Rohstoffe (NawaRo) werden die Kosten von Maissilage angesetzt⁵⁷, während Exkrement sowie Abfälle und Reststoffe gratis bezogen werden können. Die Biogasausbeute schlüsselt sich dabei wie folgt auf: NawaRo: 200 Nm³/t, Exkrement: 35 Nm³/t und Abfälle und Reststoffe: 100 Nm³/t.⁵⁸ Weiter wird davon ausgegangen, dass lediglich 60 % des Substrats ausgenutzt werden.⁵⁹ Damit ergibt sich ein Substratpreis pro gewonnenem Kubikmeter Biogas von 0,243 €/Nm³. Zusammen mit den spezifischen Anlagenkosten von 0,0795 €/Nm³ erhält man Gesamtkosten von 0,3224 €/Nm³ Biogas. Mit einem Methananteil von 60 % im Biogas und einem Heizwert von 9,97 kWh/Nm³ für Methan ergeben sich energiebezogene Kosten von 0,0539 €/ kWh_{th}.

Das jeweilige Potenzial der biogenen Energieträger wird aus den installierten Leistungen ermittelt. Dabei werden für Biogas 8.000 Volllaststunden und ein Wirkungsgrad von 38 % angenommen und für Biomasse 5.000 Volllaststunden bei einem Wirkungsgrad von 43 %. Das Potenzial fester Biomasse ist regionenübergreifend und gilt für das gesamte Simulationsjahr, d. h. der Einsatz der Biomasse ist begrenzt aber zeitlich und räumlich flexibel. Das Biogaspotenzial hingegen wird für jede Region ermittelt und steht nur dort als Ressource zur Verfügung. Zusätzlich wird das Potenzial auf einen konstanten Biogasstrom pro Stunde umgerechnet. Die zeitliche Nutzung des Biogases kann im Modell nur dadurch flexibler gestaltet werden, indem Biogasspeicher und BHKW ausgebaut werden.

50 Stürmer, J.

51 Jürgens, I. (2007)

52 Statista GmbH

53 Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing und Energie-Netzwerk C.A.R.M.E.N. e.V. (2013)

54 Gemittelter Wert aus NawaRound Gülle-Anlagen; Urban, W. et al. (2009), S. 72+73

55 Urban, W. et al. (2009)

56 Deutsches Biomasseforschungszentrum (2012)

57 Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (2013)

58 vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum (2012) S.78 81

59 Eder, B. und Schulz, H. (2006)

Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten von Steinkohle und Erdgas werden gekoppelt an einen Ölpreis von 150 USD pro Barrel berechnet. Dies entspricht in etwa dem Höchstpreis des letzten Jahrzehnts. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Höchstwert für Betrachtungen des zukünftigen Energiesystems angemessen ist. Die Verhältnisse von Kohle- und Gaspreisen zum Ölpreis werden mit Werten aus dem Jahr 2011⁶⁰ berechnet. Demnach ergibt sich für Erdgas ein Faktor von 0,57 und für Steinkohle ein Faktor von 0,23 gemessen am Ölpreis bezogen auf den Primärenergiegehalt. Die ausführliche Berechnung mit Quellenangaben befindet sich im Anhang.

Aus den Faktoren ergeben sich Kosten von 36 €/ MWh_{th} für Gas und 14,5 €/ MWh_{th} für Steinkohle. Für Braunkohle wird der Wert aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber verwendet. Dieser beträgt 1,5 €/ MWh_{th}.⁶¹ Hinzu kommen jeweils die Kosten für CO₂-Zertifikate. Dafür wird ein Zukunftspreis von 30 €/ t CO₂ angesetzt. Mit dem jeweiligen energiebezogenen CO₂-Ausstoß laut Netzentwicklungsplan 2012 (Gas: 0,0556 t/ GJ, Steinkohle: 0,0917 t/ GJ, Braunkohle: 0,111 t/ GJ)⁶² werden die daraus entstehenden zusätzlichen Kosten für die fossilen Kraftwerkstechnologien berechnet. Zusammen mit den reinen Brennstoffkosten ergeben sich Gesamtbrennstoffkosten von:

- 42,0 €/ MWh_{th} für Gas,
- 24,4 €/ MWh_{th} für Steinkohle und
- 13,5 €/ MWh_{th} für Braunkohle.

Lastwechselkosten

Die durch fossile Kraftwerke zu deckende Residuallast in Systemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien unterliegt starken Schwankungen, die von den Kraftwerken nicht ohne weiteres nachgefahren werden können. Die Leistungsänderung in einem Kraftwerk kann nicht beliebig schnell und nur in einem begrenzten Bereich erfolgen. Diese technischen Eigenschaften können im Modell allerdings nicht genau abgebildet werden, da keine einzelnen Kraftwerksblöcke simuliert werden, sondern die insgesamt benötigte Kapazität der einzelnen Technologien pro Region ermittelt wird.

Um dennoch die Lastwechselfähigkeit der Kraftwerke zu berücksichtigen, werden Lastwechselkosten eingeführt. Diese fallen immer dann an, wenn sich die Leistung eines Kraftwerks von einem Zeitschritt (1 Stunde) zum nächsten Zeitschritt verändern muss, um der Last zu folgen. Die Kosten, die durch Starts und Lastwechsel verursacht werden, entstehen im Wesentlichen durch erhöhten Brennstoffverbrauch in Teillast und zum Anfahren sowie durch erhöhte Personalkosten und Verschleiß. Je nachdem ob das Kraftwerk nur einen geringen Anteil seiner Nennleistung ändert, für wenige Stunden (Heißstart < 8 h) herunterfährt, zwischen 8 h und 50 h (Warmstart) oder für mehr als 50 h (Kaltstart) außer Betrieb geht, steigt der Aufwand und damit die Kosten. Auch diese Unterschiede lassen sich nur in einem blockscharfen Modell abbilden und müssen indirekt berücksichtigt werden. Da davon ausgegangen werden kann, dass im Mittel bei einer Laständerung nicht vorwiegend eine Kalt- oder Warmstartsituation vorliegt, aber auch nicht vorwiegend Normalbetrieb herrscht, wird für die vereinfachte Abbildung von Lastwechselkosten von einer Heißstartsituation ausgegangen. Typische Mindestkosten für einen Heißstart liegen zwischen 22,9 €/ MW_{el} für ein Gas-Kraftwerk und 54,3 €/ MW_{el} für ein Kohlekraftwerk.⁶³ Für Stein- und Braunkohle wird der gleiche Wert angenommen, da kein Wert für Braunkohlekraftwerke vorliegt.

Da sich die Brennstoffkosten und die Lastwechselkosten technologiebezogen gegenläufig verhalten (große Brennstoffkosten gehen einher mit kleinen Lastwechselkosten und umgekehrt) sind kurze Lastwechsel mit Gaskraftwerken günstiger als mit Kohlekraftwerken, da die Lastwechselkosten hier einen größeren Einfluss haben als die Brennstoffkosten. Je länger die veränderte Leistung gehalten wird, desto rentabler wird dagegen der Einsatz von Kohlekraftwerken aufgrund des günstigeren Brennstoffs. Bei einer kurzzeitigen Leistungsreduktion ist es demnach außerdem günstiger, Kohlekraftwerke nicht herunterzufahren.

5.2.9. Kalkulation der jährlichen Gesamtsystemkosten

Da im Modell die Inbetriebnahmejahre der Kraftwerke nicht berücksichtigt werden können, muss eine externe Kostenberechnung erfolgen, um die tatsächlichen jährlichen Gesamtsystemkosten (Kosten der Stromerzeugung zuzüglich Kosten des Stromtransports) für die verschiedenen Simulationsjahre zu berechnen. Dabei werden jeder

60 BP (2012)

61 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013c), S. 33

62 50Hertz Transmission GmbH et al. (2012), S. 27

63 Kumar, N. et al. (2012)

Technologie für jedes Inbetriebnahmejahr spezifische Investitions- und jährliche Betriebskosten zugeordnet. Die Investitionskosten pro installierter Einheit werden mit einem angenommenen Kapitalkostensatz von 7 % und der jeweiligen Lebensdauer in spezifische jährliche Kosten umgerechnet.

Ab dem Zeitpunkt der Installation verursacht ein Kraftwerk für den Zeitraum seiner Lebensdauer annualisierte Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit der installierten Leistung. So setzen sich die jährlichen Kosten für eine Technologie aus den Kosten, die aus den jeweiligen Inbetriebnahmejahren der installierten Leistung resultieren, zusammen. Hinzu kommen in jedem Simulationsjahr die Brennstoffkosten der thermischen Kraftwerke sowie weitere variable Betriebskosten, die nur dann anfallen, wenn Energie erzeugt wird.. Die jährlichen Gesamtsystemkosten ergeben sich aus der Summe aller technologiebezogenen Kosten nach Gleichung 1. Werden diese auf die gesamt verbrauchte Energie bezogen, erhält man die Kosten je kWh (spezifische Gesamtsystemkosten) in dem betrachteten Jahr nach Gleichung 2.

$$\text{Gesamtsystemkosten} = \sum_t \sum_j (P_{j,t} * (\text{Capex}_{j,t} * \text{CRF}_t + \text{Opex}_{\text{fix},j,t}) + \text{Opex}_{\text{var},j,t} * E_t) \quad (1)$$

$$\text{spezifische Gesamtsystemkosten} = \frac{\sum_t \sum_j (P_{j,t} * (\text{Capex}_{j,t} * \text{CRF}_t + \text{Opex}_{\text{fix},j,t}) + \text{Opex}_{\text{var},j,t} * E_t)}{E_{\text{ges}}} \quad (2)$$

$$\text{CRF} = \frac{\text{WACC} (1 + \text{WACC})^n}{(1 + \text{WACC})^n - 1} \quad (3)$$

	Gesamtsystemkosten	€
	spezifische Gesamtsystemkosten	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
Capex	Investitionskosten	$\frac{\text{€}}{\text{kW}}$
CRF	Annuitätenfaktor	–
Opex_{fix}	fixe Betriebskosten	$\frac{\text{€}}{\text{kW} * a}$
Opex_{var}	variable Betriebskosten	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
P	installierte Leistung	kW
E_{ges}	jährlicher Energieverbrauch	$\frac{\text{kWh}}{a}$
E	erzeugte Energie	kWh
t	Index Technologie	–
j	Index Inbetriebnahmejahr	–
WACC	Kapitalkostensatz	%
n	Lebensdauer	–

Es können somit technologiebezogen die Stromgestehungskosten berechnet und der jeweilige Anteil der Technologien an den Gesamtsystemkosten dargestellt werden. Auch eine Aufteilung der Kosten in fossil, erneuerbar und speicherbezogen findet statt. Daneben ist auch eine Unterscheidung nach annualisierten Investitionskosten und jährlich anfallenden Betriebskosten für alle Technologien möglich.

Bei der im Nachhinein durchgeführten Kostenkalkulation werden die im Modell veranschlagten Lastwechselkosten nicht einbezogen, da diese der Berücksichtigung der Lastwechselfähigkeit thermischer Kraftwerke im Modell dienen, durch die starke Vereinfachung aber nicht repräsentativ für die Kalkulation der tatsächlichen Kosten sind. Damit werden die Kosten der thermischen Kraftwerke, besonders bei stark schwankender Residuallast, tendenziell zu niedrig bewertet.

Investitionskosten der Vergangenheit

Da bei der Kalkulation der LCOE die Kosten aus dem Inbetriebnahmejahr entscheidend sind und in den Simulationen der bestehende Kraftwerkspark berücksichtigt wird, müssen auch die Kosten aus der Vergangenheit herangezogen werden.

Wie schon bei den zukünftigen Investitions- und Betriebskosten werden die Kosten der Vergangenheit, mit Ausnahme von Wind und Photovoltaik, als konstant angenommen. Die modernen Speichertechnologien sind im bestehenden Kraftwerkspark nicht vorhanden, weshalb die Kostenentwicklung der letzten Jahre in diesem Segment keine Rolle spielt. Die Kostenentwicklungen von PV- und Windenergieanlagen sind in Abbildung 14 dargestellt. Die dargestellten Investitionskosten für Photovoltaikanlagen wurden abgeleitet aus den Preisen für Dachanlagen der Jahre 1988 bis 2011.⁶⁴ Zunächst wurden die Kosten für Freiflächenanlagen mit dem Verhältnis aus den zukünftigen Preisannahmen von 0,733 (Kosten PV-Freifläche zu Kosten PV Dach) berechnet und dann wird ein Mischpreis mit einem Anteil von 21 % Freiflächenanlagen⁶⁵ generiert.

Die Kosten für Windenergieanlagen unterliegen etwaigen geringfügigen Ungenauigkeiten, da sie einer Grafik⁶⁶ des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart entnommen wurden. Anschließend wurden die anzusetzenden Gesamtkosten inklusive 20 %⁶⁷ für Netzanbindung und sonstige Kosten berechnet. Die Kosten für Jahre, die nicht den Quellen entnommen werden konnten, wurden linear interpoliert. Die Kostenannahmen ab 2012 wurden mit einem Lernkurvenansatz gemäß den zukünftigen Investitionskosten angepasst.

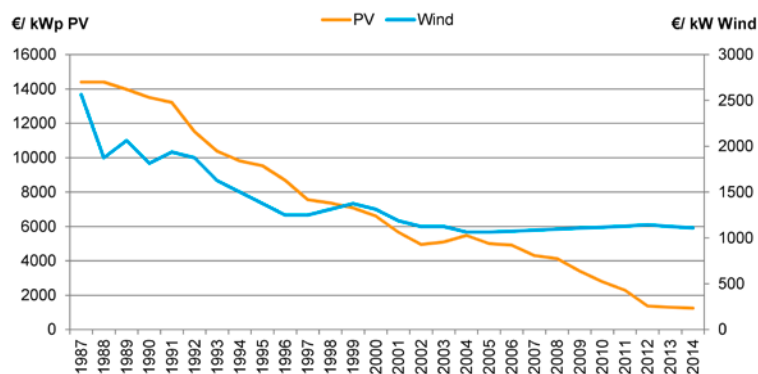


Abbildung 14: Kostenentwicklung Photovoltaik (Mischpreis) und Windenergie

5.2.10. Ermittlung der kommunalen Wertschöpfung

Im Rahmen der vorliegenden Studie konnten keine eigenen Berechnungen zur kommunalen Wertschöpfung vorgenommen werden. Um einen Eindruck der kommunalen Wertschöpfung zu bekommen wurde beispielhaft für die Simulationsergebnisse des Jahres 2030 eine sehr konservative Abschätzung in Anlehnung an die im Kapitel 2 bereits beschriebene Studie zur kommunalen Wertschöpfung des IÖW⁶⁸ gemacht. In der Studie werden die Wertschöpfungseffekte Nachsteuergewinn, Nettobeschäftigung, Gewerbesteuer (netto) sowie der Kommunalanteil an der Einkommensteuer für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen berücksichtigt. Sie bezieht sich dabei in allen Werten auf das Jahr 2009. Für die Betrachtung eines Szenarios für das Beispieljahr 2030 müssen die Wertschöpfungseffekte angepasst werden, da insbesondere die Anlagenkosten und damit auch die daran gekoppelten Kosten voraussichtlich sinken. Deshalb wurden für die betrachteten Technologien (Onshore Windenergieanlagen, PV, Wasserkraft, Biogasanlagen und Biomasseanlagen) die Wertschöpfungseffekte aller Wertschöpfungsstufen über die Investitionskosten skaliert. Dabei wird in Kauf genommen, dass auch die Wertschöpfungsanteile, die nicht von den Kosten der Anlagenkomponenten abhängig sind, wie Wartung und Betrieb, die eher mit steigenden Lohnkosten kalkuliert werden müssten, übermäßig reduziert werden. Davon ist insbesondere die PV betroffen, die seit 2009 einer erheblichen Kostenreduktion unterliegt.

64 Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2013); Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie und Bundesverband Solarwirtschaft (2010)

65 ermittelt aus Daten von EnergyMap.info und eigenen Annahmen: als Freiflächenanlagen gelten Anlagen > 1 MWp und Anschluss an Mittel- oder Hochspannungsnetz

66 Kruck, C. und Eltrop, L. (2007)

67 Windmonitor (2013)

68 Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und Zentrum für Erneuerbare Energien (2010)

Die so skalierten Effekte der Wertschöpfung für die Betriebskosten sowie die Betreibergesellschaften wurden auf den Anlagenbestand zu Beginn des Jahres 2030 angewendet, die Effekte aus Planung und Installation auf die im betrachteten Jahr 2030 zugebauten EE-Kraftwerke. Die Effekte aus den Anlagenkomponenten wurden nicht berücksichtigt, da die Herstellung nicht selten in anderen Regionen stattfindet als am Aufstellungs-ort, oft auch im Ausland, so dass hier eine Zuordnung schwer möglich ist. Die über Wartungsarbeiten an den Offshoreanlagen in die Regionen fließende Wertschöpfung ist ebenso wenig regional bzw. kommunal zuzuordnen wie die Erstellung der Anlagenkomponenten und wurde deshalb ebenfalls nicht berücksichtigt.

6. Ergebnisse

In Abschnitt 6.1 sind zunächst die Ergebnisse der PV-Eigenverbrauchsoptimierung, die der eigentlichen Mehrknotensimulation vorangestellt ist, dargestellt. Der Abschnitt 6.2 geht auf die Ergebnisse der Gesamtsystemoptimierung im Mehrknotenmodell ein und vergleicht die drei Szenarien hinsichtlich der installierten Kraftwerksleistungen, Stromgestehungs- und Gesamtsystemkosten sowie Speicher- und Übertragungskapazitäten. Im Rahmen des Kostenvergleichs wird zusätzlich noch auf den vollständigen Verzicht eines Zubaus von Kohlekraftwerken zugunsten von Gaskraftwerken eingegangen. Die Ergebnisse der Abschätzung der kommunalen Wertschöpfung werden in Abschnitt 6.3 vorgestellt.

6.1 PV-Eigenverbrauch

In Abbildung 15 sind die optimierten Größen für PV-Batterie-Eigenverbrauchssysteme in den einzelnen Regionen dargestellt. Insgesamt werden im Jahr 2015 3,1 GWp Photovoltaik für den Eigenverbrauch installiert. Im Jahr 2020 liegt die optimale Größe der PV für den Eigenverbrauch bei 22,5 GWp. Die großen Unterschiede zwischen den Regionen ergeben sich aus den unterschiedlichen Stromverbrauchswerten in den einzelnen Regionen und damit unterschiedlichen angenommenen Maximallasten, die durch Eigenverbrauch gedeckt werden können. Die aus den Einstrahlungsunterschieden resultierenden Differenzen sind dabei nicht das entscheidende Kriterium.

Im Jahr 2015 ist der Ausbau von Speichern im Rahmen der gewählten Annahmen noch nicht wirtschaftlich und so findet der Verbrauch der eigenerzeugten Elektrizität nur zu den Zeiten der direkten Erzeugung statt, was den Ausbau der Anlagen durch das Verbrauchsprofil und die möglichen Erzeugungszeiten begrenzt. Mit dem von 23 Cent (2015) auf 28 Cent gestiegenen Haushaltsstrompreis im Jahr 2020 wird der Ausbau von Speichern wirtschaftlich attraktiv, was zu einem Zubau von 22,4 GWh Batteriekapazitäten für PV-Eigenverbrauchsanlagen führt.

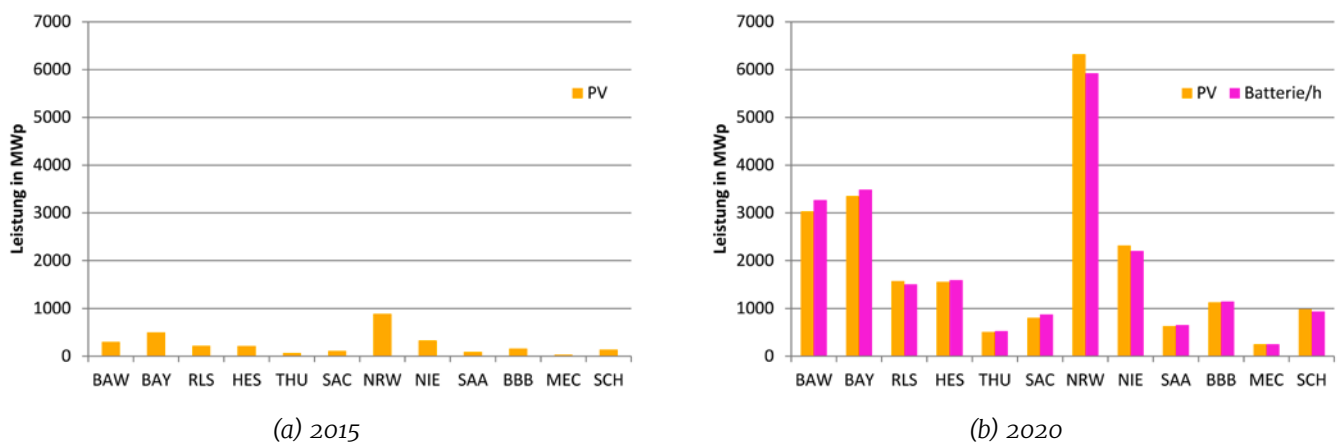


Abbildung 15: PV-Leistungen und Batteriekapazitäten (in MWh) der PV-Eigenverbrauchsanlagen

Insgesamt werden im Jahr 2015 3,1 TWh des elektrischen Endenergiebedarfs durch PV-Eigenverbrauchsanlagen gedeckt. Im Jahr 2020 steigt dieser Wert auf 21,6 TWh, was rund 4 % des deutschen Endenergieverbrauchs Strom entspricht. Die Abbildung 16 zeigt die Deckung in den einzelnen Regionen, aufgeteilt auf Eigenversorgung und Einspeisung.

In den Abbildungen 16 und 16b sind Eigenversorgung und Einspeisung der Eigenverbrauchssysteme dargestellt. Vergleicht man das Jahr 2015 mit dem Jahr 2020 ergibt sich, dass bei starker Skalierung der absoluten Erzeugung, der Eigenverbrauchsanteil des erzeugten PV-Stroms in etwa gleich bleibend bei 80 % bis 85 % liegt. Der hohe Eigenverbrauchsanteil im Jahr 2015, zu einem Zeitpunkt, an dem noch keine Speicher eingesetzt werden, erklärt sich über sehr kleine Systeme, die fast nur im Grundlastbereich des Haushaltlastgangs arbeiten. Mit steigendem Haushaltsstrompreis wird auch der Einsatz von Speichern wirtschaftlich und kann so auch bei größeren Systemen einen hohen Eigenverbrauchsanteil realisieren. Die wirtschaftliche Speichergröße limitiert die Deckung bzw. die Größe der PV-Fläche.

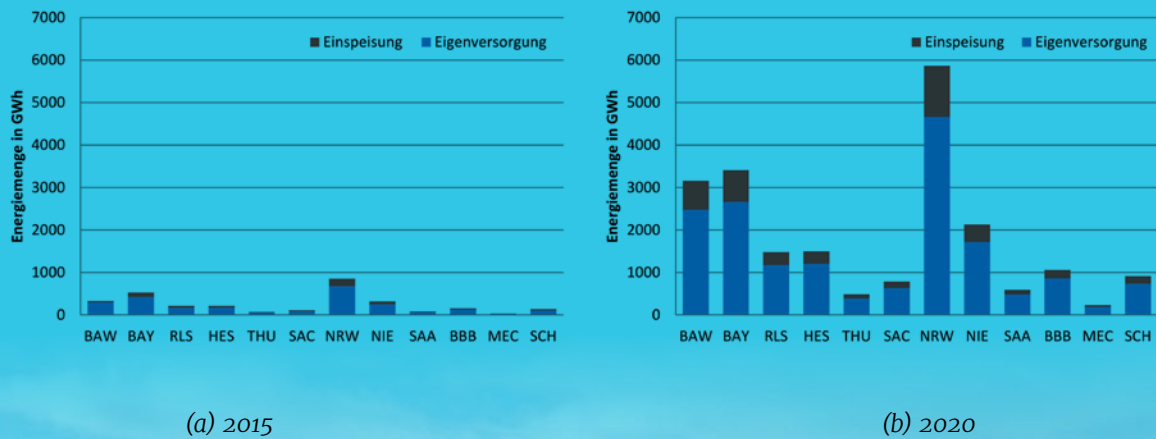


Abbildung 16: Erzeugte Energie aus PV-Eigenverbrauchsanlagen

6.2 Gesamtsystemoptimierung

Um ein besseres Verständnis für die Ergebnisse zu fördern wird zunächst auf die einfache Optimierung mit wenigen Nebenbedingungen im Szenario Zentral eingegangen. Da das Programm „stur“ auf die geringsten Gesamtsystemkosten optimiert, wird bei benachbarten Regionen bei sonst gleichen Bedingungen immer diejenige mit den besseren Standorteigenschaften für Windenergie oder PV bevorzugt. Das gilt auch bei sehr geringen Unterschieden. Wie in den Kapiteln 5.2.4 und 5.2.5 beschrieben wird für jede Region eine repräsentative Einstrahlungskurve und eine repräsentative Windgeschwindigkeitskurve ermittelt, die im Folgenden nichtmehr die Vielfalt einzelner Standorte einer Region beschreiben können. Dies wird deutlich in Abbildung 17 und 18, welche die jeweiligen Ergebnisse für Windenergie und PV-Zubau zeigen.

Dargestellt sind der Zubau in jedem einzelnen Simulationsjahr (hellblau/hellgelb) und das Erreichen der Potenzialgrenzen der Windenergie in den Regionen (dunkelblau). Regionen, in denen im entsprechenden Simulationsjahr keine Leistung zugebaut wurde, sind weiß dargestellt. Die Werte für die Potenzialgrenzen der Windenergie wurden der vom IWES erstellten BWE-Studie⁶⁹ entnommen, die von möglichen WEA-Installationen auf 2 % der jeweiligen Landesfläche ausgeht. Außerdem wird jeweils das Optimierungsergebnis zur installierten Leistung pro Region und die gesamtinstallierte Leistung (inkl. Offshore und PV-Eigenverbrauch) für Deutschland in jedem Simulationsjahr angegeben. Für PV wurden keine Potenzialgrenzen angenommen, weshalb nur die Zubauten in den einzelnen Regionen farblich markiert sind. In den Zahlenwerten ist neben dem Zubau aus der Optimierung jeweils auch die installierte PV-Leistung der PV-Eigenverbrauchsanlagen aus Abbildung 15 enthalten. Sie wird in den Jahren 2015 und 2020 jedoch nicht farblich als Zubau gekennzeichnet, da sie Ergebnis der dem volkswirtschaftlichen Optimierungsproblem vorangestellten Simulation ist. Da von einer weiteren Steigerung des Anteils privater Haushalte mit Eigenverbrauchsanlagen nach dem Jahr 2020 nicht ausgegangen wurde, bleibt die entsprechende Leistung der PV-Eigenverbrauchsanlagen für die folgenden Simulationsjahre konstant.



⁶⁹ Bofinger, S. et al. (2011)

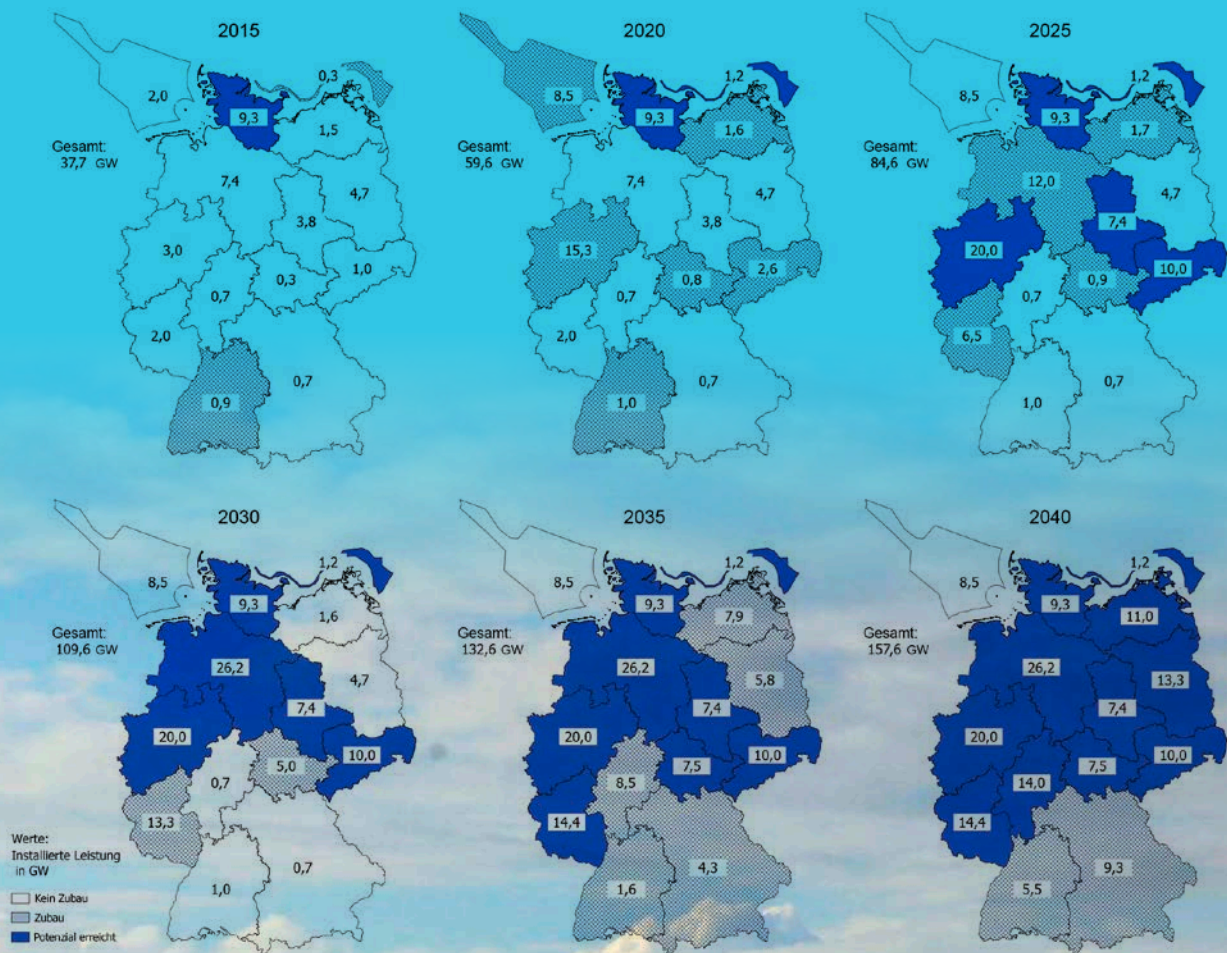


Abbildung 17: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral

Ein Zubau an Windenergie erfolgt im ersten Simulationsjahr (2015) nur in Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg sowie in der Offshore-Region Ostsee, deren Ausbauwert jedoch vorgegeben wurde. In Schleswig-Holstein wird außerdem die Potenzialgrenze mit 9,3 GW erreicht. Ab 2020 verteilt sich der Zubau stärker auf die einzelnen Regionen; ab 2025 werden weitere Potenzialgrenzen im Binnenland erreicht. Insgesamt wird bis zum Jahr 2040 eine Leistung von knapp 160 GW installiert. In nahezu allen Regionen wird dann bis zu den vorgegebenen Potenzialgrenzen ausgebaut. Lediglich in den Regionen Bayern und Baden-Württemberg bleibt der Ausbau aus der Simulation weit hinter einem möglichen Ausbau zurück, obwohl hier lt. BWE mit 41 GW in Bayern und 23 GW in Baden-Württemberg das größte Potenzial (nach Niedersachsen mit 26 GW) zum Ausbau von Windenergieanlagen besteht.⁷⁰ Ein Grund dafür ist die oben schon beschriebene Aggregation der meteorologischen Daten auf eine Einspeisekurve je Region. Dies trägt auch dazu bei, dass insbesondere in den nördlichen Regionen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg-Berlin, in denen gute Bedingungen für den Windenergieausbau herrschen, erst ab dem Jahr 2035 ein merklicher Ausbau in der Optimierung vorgenommen wird.

Foto: Andrea Damm / pixelio.de

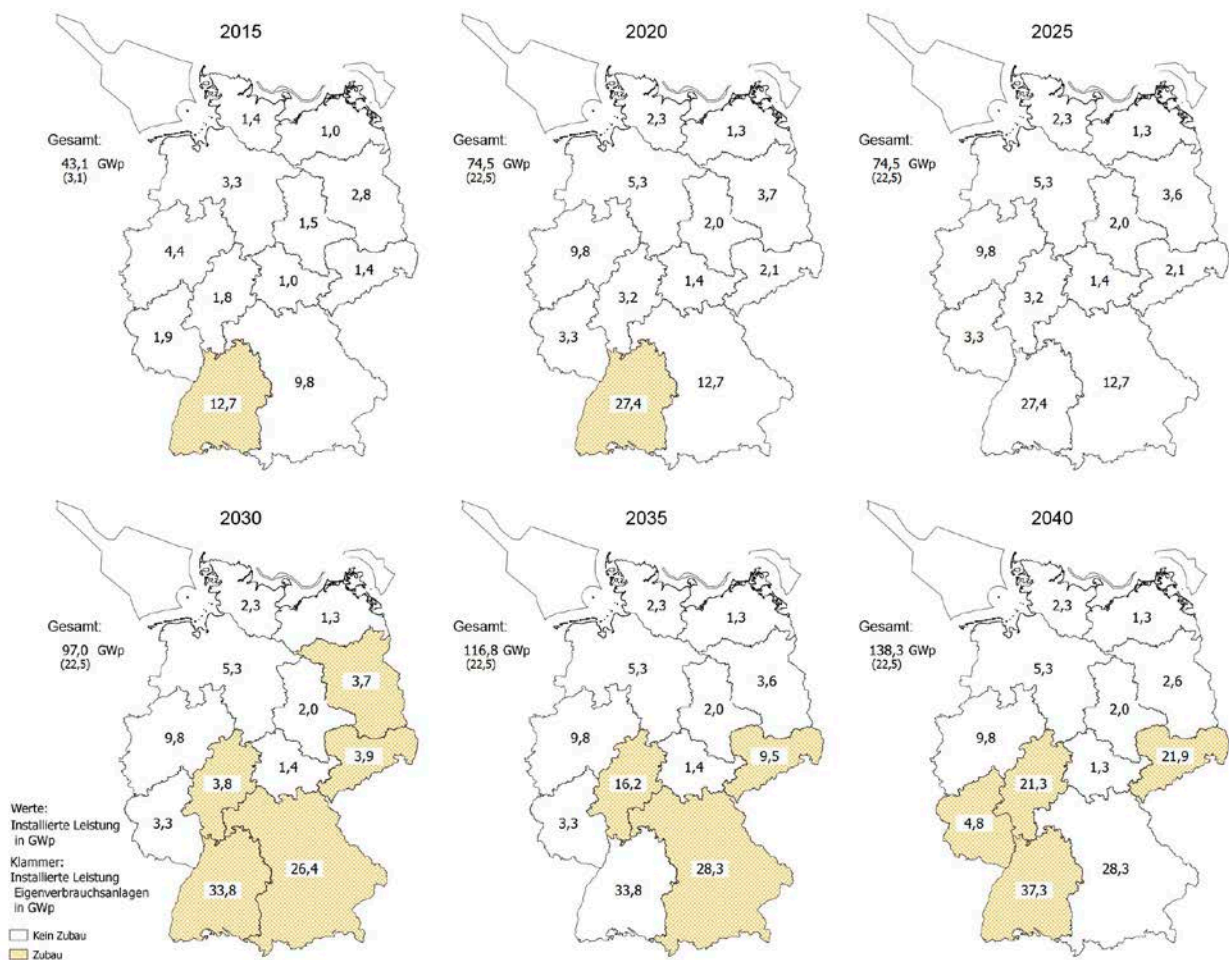


Abbildung 18: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

Die Orientierung des Ausbaus auf die bezüglich der Stromgestehungskosten der betrachteten Technologie günstigsten Standorte, führt zu einem diskontinuierlichen Ausbau in den einzelnen Regionen. Die daraus resultierenden Probleme für die kommunale Wertschöpfung werden in Kapitel 6.3 angesprochen. Diese Problematik ist auch bei der Entwicklung der installierten Leistung der Photovoltaik im Szenario Zentral deutlich sichtbar.

Ein Zubau an PV-Leistung erfolgt in den ersten beiden Simulationsjahren (2015 und 2020) ausschließlich in der Region Bayern; im Jahr 2025 findet gar kein Zubau statt. Insgesamt wird somit bis zum Jahr 2025 lediglich das für 2020 vorgegebene EEG-Ziel von 52 GWp, das auch für die Optimierung vorgegeben wurde, erreicht (zuzüglich der PV-Eigenverbrauchsanlagen von 22,5 GWp, welche nicht im Rahmen des EEG zu betrachten sind). Ab dem Simulationsjahr 2030 findet ein stärkerer und über die Regionen verteilter Zubau statt, der jedoch weiterhin vorwiegend im südlichen Teil Deutschlands erfolgt. Im Norden hingegen bleibt in den meisten Regionen der Status Quo, bis auf den Zubau durch die PV-Eigenverbrauchsanlagen, bis zum Jahr 2040 erhalten.

Ein derart zentraler Ausbaupfad führt unter den gegebenen Rahmenbedingungen zwar zu den niedrigsten Gesamtsystemkosten, ist aber unter technischen und politischen Gesichtspunkten nicht vorteilhaft. So wird beispielsweise in einigen Regionen lange Zeit gar nicht und dann innerhalb von fünf Jahren bis zur Potenzialgrenze zugebaut, obwohl die Zielkonstellation 2040 zeigt, dass gerade bei der Windenergie in fast allen Regionen das Potenzial vollständig ausgenutzt wird.

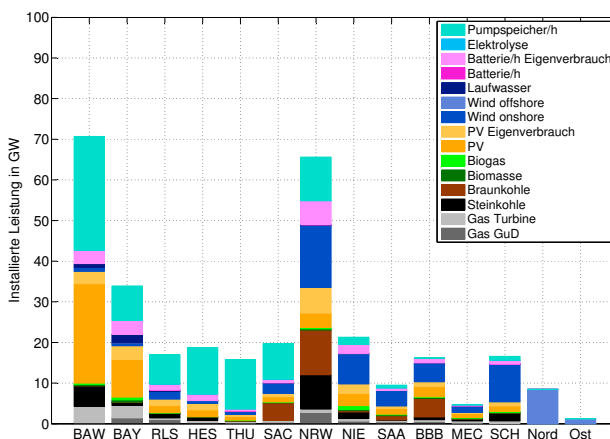
Das Szenario Zentral dient deshalb lediglich als Vergleich. Es stellt die Untergrenze für die Gesamtsystemkosten aus dem vorliegenden Simulationsmodell dar. Den so ermittelten Kosten werden im Folgenden die Szenarien mit erweiterten Nebenbedingungen gegenübergestellt. Die Nebenbedingungen im Szenario Dezentral erzwingen einen zeitlich und räumlich verteilteren Ausbau (vgl. Abschnitt 5.1). Im Szenario Offshore dienen sie der Abbildung des geplanten Ausbaus der Windenergie auf See. Die Vergleiche werden im folgenden Abschnitt erläutert.

6.2.1. Vergleich der Szenarien

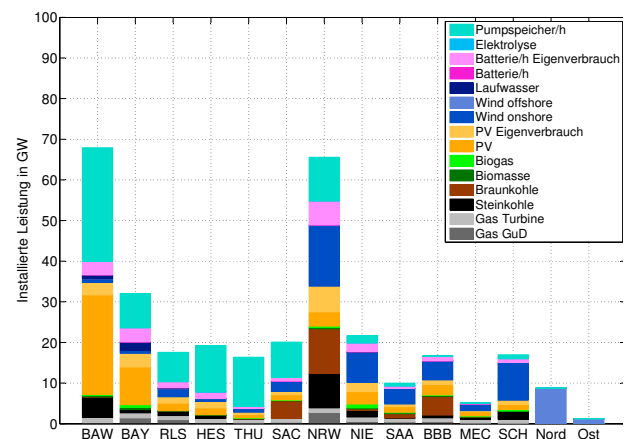
In den Abbildungen 19 bis 21 wird zunächst die Verteilung aller Technologien auf die betrachteten Regionen in den Szenarien Zentral und Offshore gegenübergestellt. Dargestellt sind die installierten Leistungen aller betrachteten Komponenten in allen Regionen für die Simulationjahre 2020, 2030 und 2040.

Auffällig ist, dass bis auf den Windausbau fast keine Unterschiede zwischen den Szenarien erkennbar sind. Die größere Offshore-Leistung im Szenario Offshore führt lediglich zu kleineren Kapazitäten im Onshore-Windbereich und vereinzelt kleineren Kapazitäten von Photovoltaik, insbesondere in den südlichen Regionen. Die Leistungen aller anderen Technologien bleiben nahezu gleich in ihrer Verteilung auf die Regionen. Wie im Szenario Zentral ergibt sich auch im Szenario Offshore, aufgrund der nur geringen zusätzlichen Randbedingungen, ein verstärkter Ausbau in einzelnen Regionen.

Trotz der Verschiebung der installierten Leistung von Windenergieanlagen in das teurere Offshoresegment ist mit den in Abschnitt 5.2.8 beschriebenen Kostenannahmen bei dem Szenario Offshore nur eine vernachlässigbare Kostensteigerung zu erkennen. Abbildung 22 zeigt, wie sich die Verschiebung auf die installierte Leistung der übrigen Komponenten auswirkt. Die nach Gleichung 1 aus Abschnitt 5.2.9 berechneten jährlichen Gesamtsystemkosten pro Simulationsjahr für die Szenarien Zentral und Offshore zeigen die Abbildungen 23 und 24. Dabei wird die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Technologien dargestellt. In Summe bewegen sich die jährlichen Kosten zwischen 53 und 58 Mrd. €. Die Kosten der bei gleichbleibender installierter Leistung teureren Windenergie des Szenarios Offshore werden kompensiert durch die reduzierten Kosten des PV-Ausbaus, der deutlich geringer ausfällt als im Szenario Zentral.

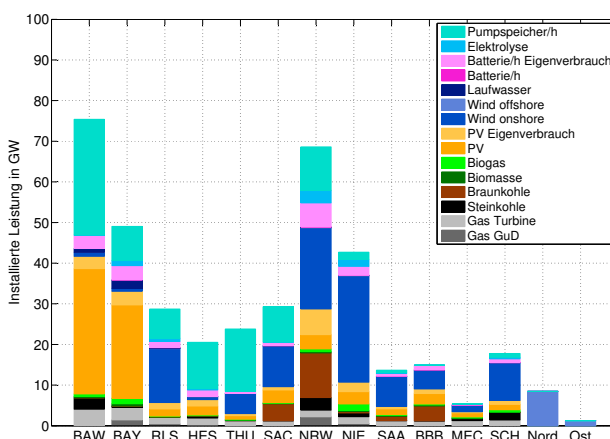


(a) Szenario Zentral

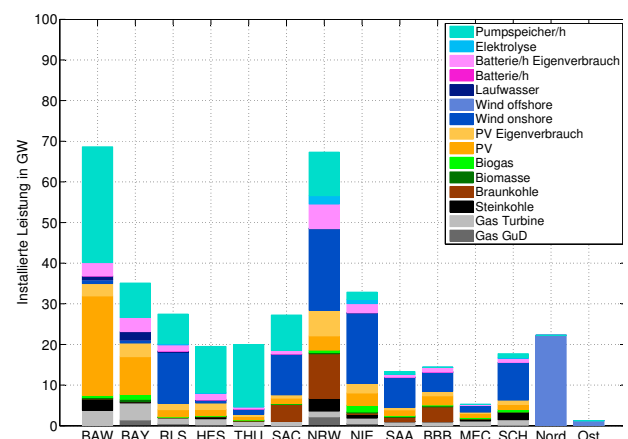


(b) Szenario Offshore

Abbildung 19: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2020, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

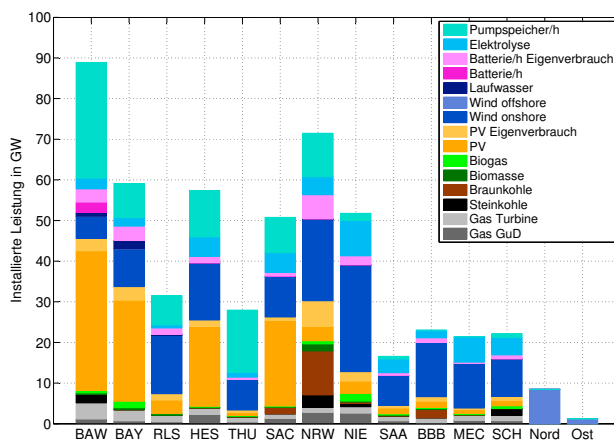


(a) Szenario Zentral

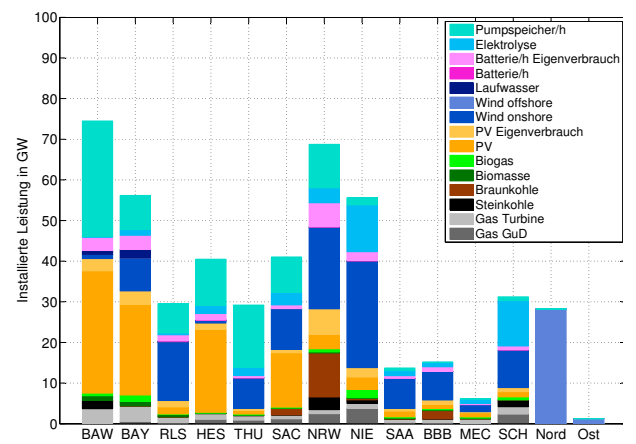


(b) Szenario Offshore

Abbildung 20: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2030, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

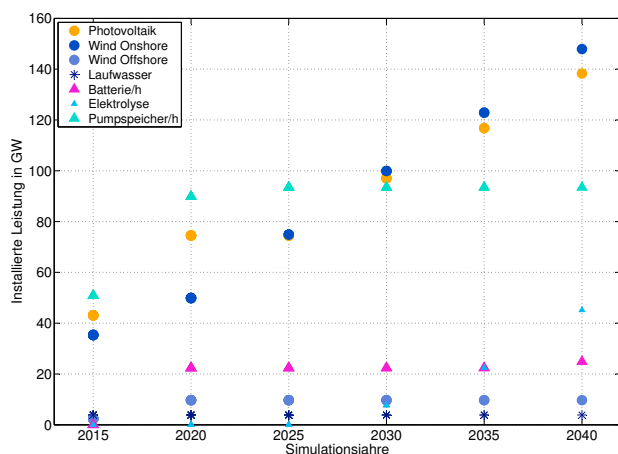


(a) Szenario Zentral

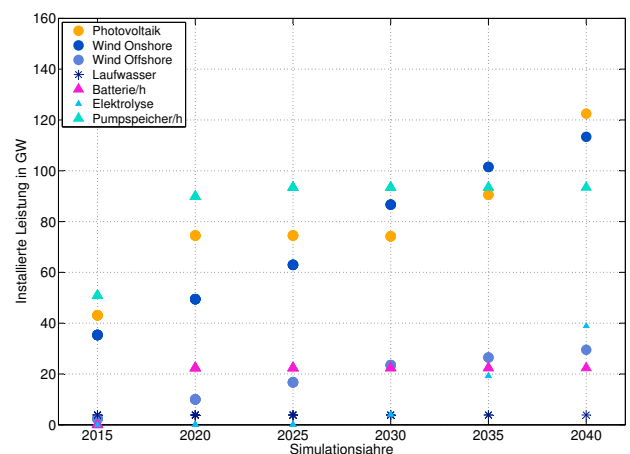


(b) Szenario Offshore

Abbildung 21: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2040, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)



(a) Szenario Zentral



(b) Szenario Offshore

Abbildung 22: Gesamtinstallierte Leistungen fluktuierender Erneuerbarer Energien und Speicher für die verschiedenen Simulationsjahre (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

jährliche Kosten in Mrd. €

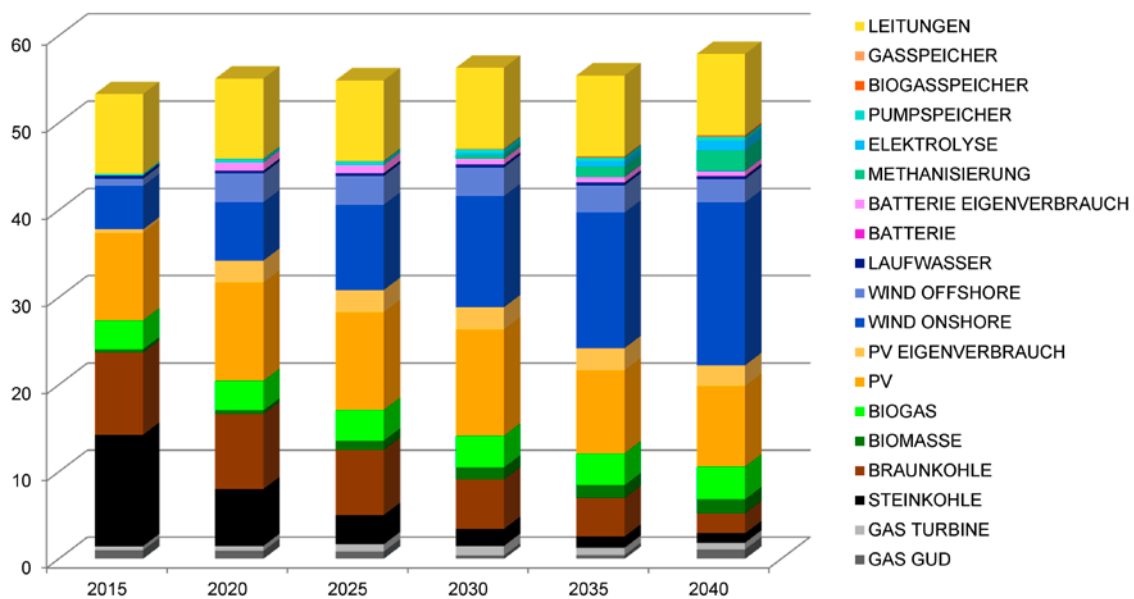


Abbildung 23: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Zentral

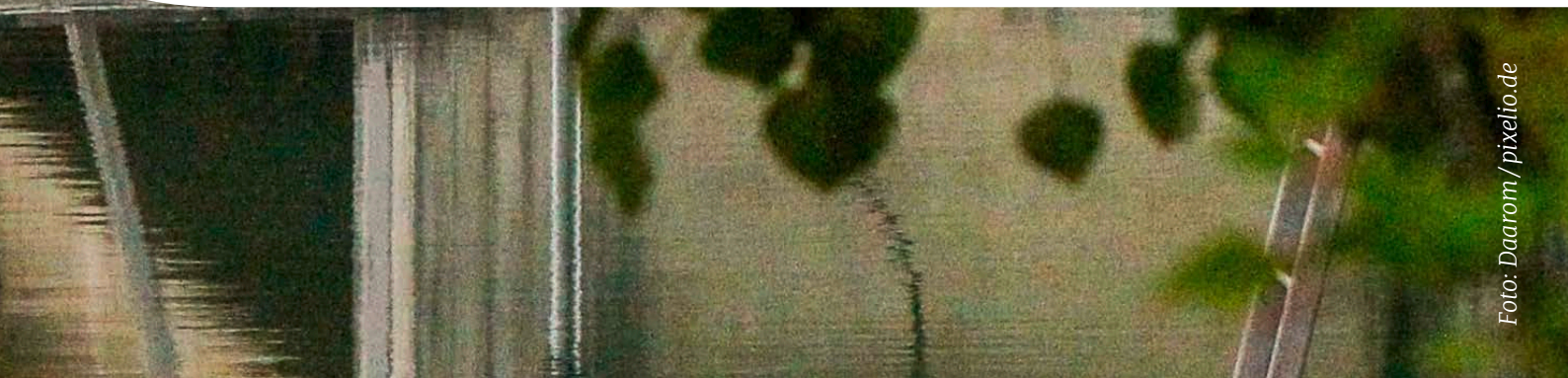


Foto: Daarom / pixelio.de

jährliche Kosten in Mrd. €

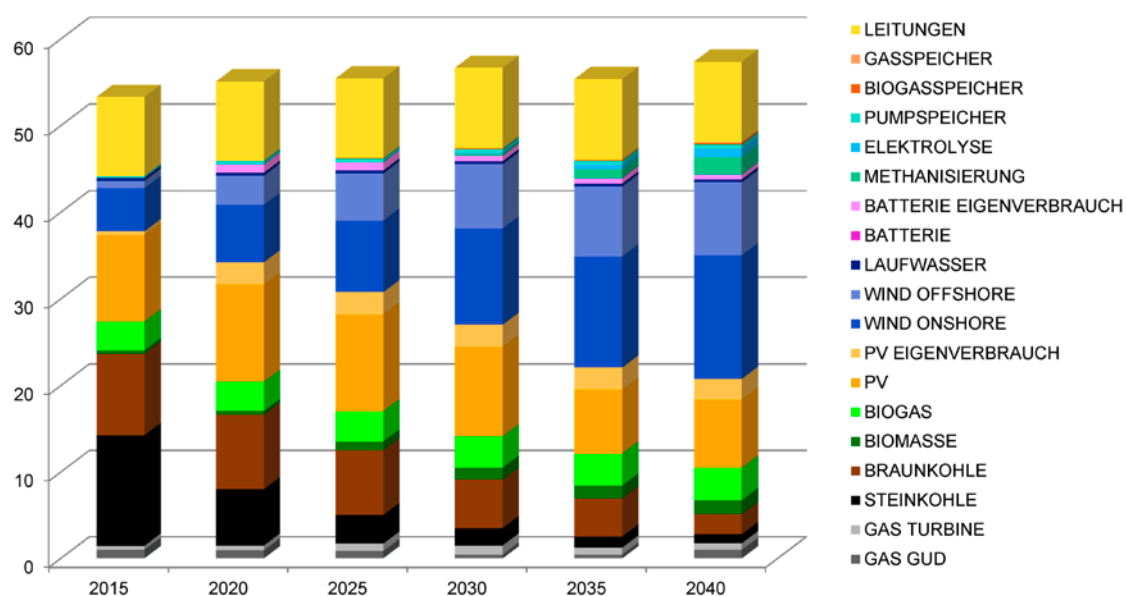
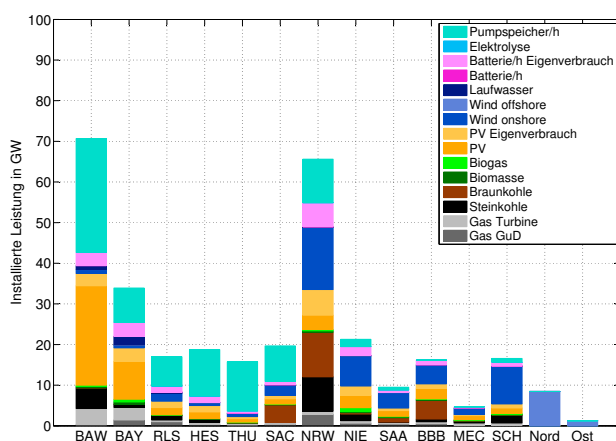
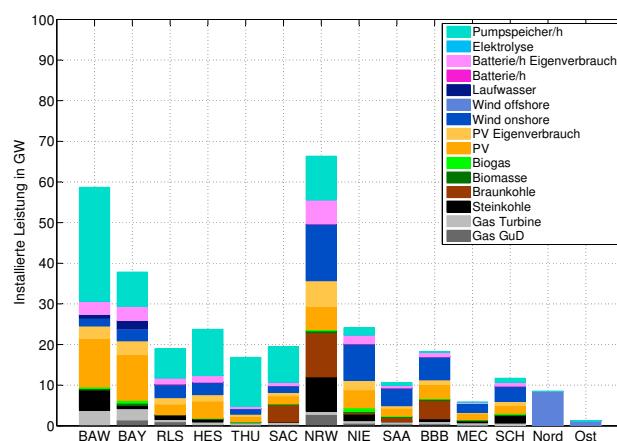


Abbildung 24: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Offshore

In den Abbildungen 25 bis 27 werden die Ergebnisse der Szenarien Zentral und Dezentral gegenübergestellt. Im Szenario Dezentral wird über die in Kapitel 5.1 beschriebenen Nebenbedingungen ein politisch und technologisch realistischerer Pfad nachgebildet. Das wird auch anhand eines Vergleiches der Ergebnisse der installierten Leistungen mit den Ausbauzielen der Regionen in Abschnitt 6.2.4 nochmal verdeutlicht.

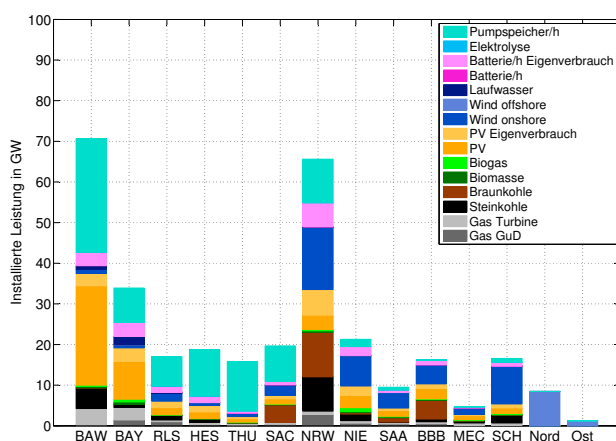


(a) Szenario Zentral

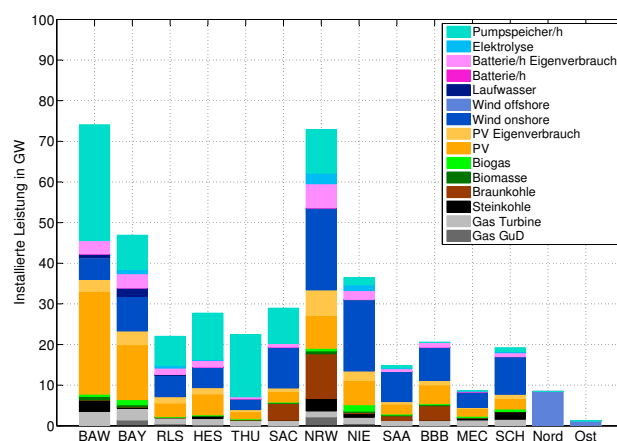


(b) Szenario Dezentral

Abbildung 25: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2020, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)



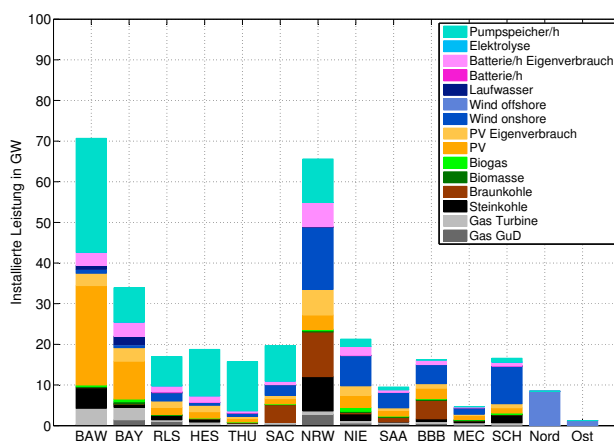
(a) Szenario Zentral



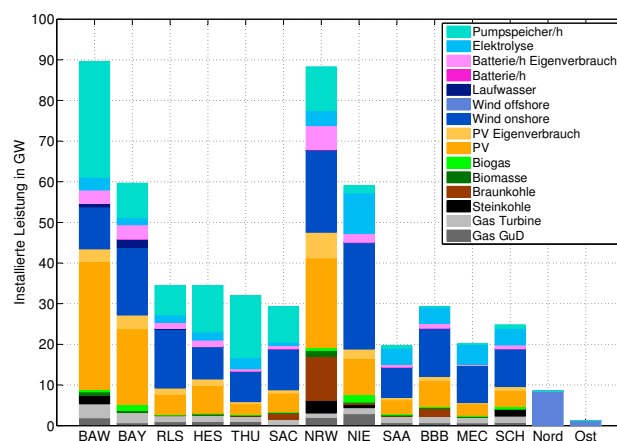
(b) Szenario Dezentral

Abbildung 26: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2030, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

Im Jahr 2020 sind zwischen beiden Szenarien wenig Unterschiede zu verzeichnen. Erwartungsgemäß deutlich ist, dass PV in Baden-Württemberg und Windenergie in Schleswig-Holstein im Szenario Dezentral geringer ausgebaut werden als im Szenario Zentral. Beide Technologien sind dafür in allen anderen Regionen etwas stärker vertreten. Dieser Trend wird im Simulationsjahr 2030 fortgesetzt. Außerdem ist im Szenario Dezentral im Jahr 2030 die deutlich gleichmäßigere Verteilung der Windenergie zwischen den beiden benachbarten Regionen Hessen und Rheinland-Pfalz/ Saarland erkennbar. Im Jahr 2040 wird auch die gleichmäßigere Verteilung von PV deutlich.



(a) Szenario Zentral



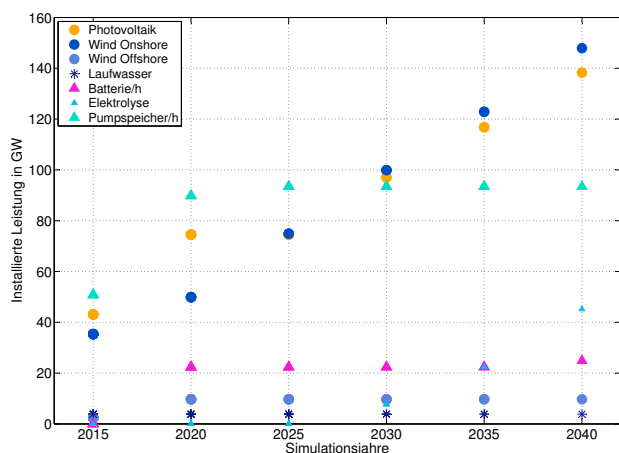
(b) Szenario Dezentral

Abbildung 27: Installierte Leistung aller Technologien im Simulationsjahr 2040, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

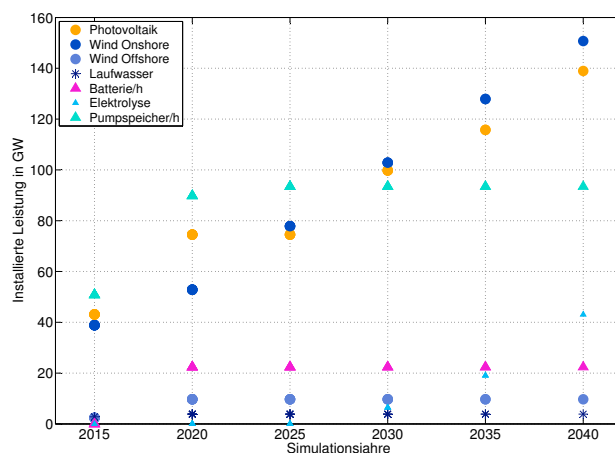
Die Parallelen der gesamtinstallierten Leistungen in den einzelnen Regionen zur Höhe des jeweiligen Verbrauchs sind ebenfalls zu erkennen. So ist beispielsweise im Szenario Zentral in Hessen die installierte Leistung annähernd genauso groß wie in Bayern obwohl der Gesamtverbrauch in Hessen nur etwa halb so groß ist (vgl. Tabelle 1 auf Seite 21). Im Szenario Dezentral hingegen beträgt auch die Erzeugungskapazität in Hessen etwa die Hälfte der bayerischen. In umgekehrter Weise lässt sich dieser Effekt der dezentralen Verteilung auch in der Region Brandenburg-Berlin, mit Berlin als großen Energieverbraucher, beobachten. Hier ist die benötigte Gesamtleistung im Szenario Dezentral höher als die im Szenario Zentral.

Weiterhin fällt auf, dass im Szenario Zentral 2040 in der Region Baden-Württemberg Batteriespeicher ausgebaut werden, die im Szenario Dezentral im gleichen Jahr nicht benötigt werden. Auch die benötigten Methanisierungskapazitäten fallen im Szenario Dezentral geringer aus.

Obwohl die Verteilung der Kapazitäten in den beiden Szenarien große Unterschiede aufweist, lassen sich wenig Unterschiede bei der gesamtinstallierten Leistung erkennen (vgl. Abbildung 28). Ebenso gering ist die Auswirkung auf die Kosten. Die Mehrkosten durch die etwas schlechteren Standorte und die dadurch leicht erhöhten Ausbauzahlen von Windenergie- und PV-Anlagen werden größtenteils durch den geringeren Bedarf im Bereich der Speicher und Übertragungskapazitäten kompensiert.



(a) Szenario Zentral



(b) Szenario Dezentral

Abbildung 28: Gesamtinstallierte Leistungen fluktuierender Erneuerbarer Energien und Speicher für die verschiedenen Simulationsjahre (Batterien und Pumpspeicher sind in GWh angegeben)

Insgesamt lässt sich bei allen Szenarien ein geringer Anstieg der Gesamtsystemkosten von 2015 auf 2020 sowie jeweils zum Jahr 2030 und 2040 erkennen. 2035 sinken hingegen die Kosten in allen Szenarien leicht während sie im Jahr 2025 nahezu gleich bleiben. Dabei steigen im Laufe der Zeit die Kosten, die für Erneuerbare Energien aufzuwenden sind, etwa in dem Maße wie die der Fossilen sinken. Die für Energiespeicher aufzuwendenden Kosten steigen besonders in den letzten Simulationsjahren stärker an.

Die Kosten für Offshore-Windenergie steigen zunächst auch in den Szenarien Zentral und Dezentral, da hier die bereits genehmigten Offshore-Projekte berücksichtigt wurden. Im weiteren Verlauf sinken diese Kosten aber leicht, da keine neuen Kapazitäten hinzukommen und die nach Ablauf der Lebensdauer anfallenden annualisierten Kosten für das Repowering der Offshore-Anlagen kleiner sind als die ursprünglichen Investitionskosten. Dieser Effekt ist bei allen Szenarien besonders bei den Kosten für PV zu beobachten. Im Jahr 2035 sinken die Kosten für PV trotz Zubau, da alte Anlagen mit hohen jährlichen Kosten ihre Lebensdauer überschreiten und zu den niedrigeren Kosten des Inbetriebnahmejahres 2035 erneuert werden.

Es ist erkennbar, dass der Rückgang der fossil bestimmten Kosten am stärksten durch Stein- und Braunkohle geprägt ist. Die Kosten für Gaskraftwerke bleiben insgesamt auf ähnlichem Niveau, wobei GuD-Kraftwerke zunächst gegenüber einfachen Gasturbinenkraftwerken überwiegen, bis 2030 auf einen geringen Anteil sinken und bis 2040 wiederum auf mehr als die Hälfte ansteigen. Die günstigeren Investitionskosten der Gasturbinenkraftwerke sind anfangs vorteilhaft. Bei Verwendung von teurem erneuerbarem Gas aus Methanisierung allerdings überwiegt der bessere Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken. Dies tritt bei hohem Anteil Erneuerbarer Energien ein. 2040 haben in allen Szenarien Gas- und GuD-Kraftwerke zusammen einen Anteil von unter 4 % an den Gesamtsystemkosten.

Die Kosten für Biogas, Laufwasser und PV-Eigenverbrauchsanlagen bleiben den Annahmen entsprechend in etwa konstant. Bei den Kosten für Biomassekraftwerke ist ab 2025 ein leichter Anstieg zu verzeichnen, was im Zusammenhang mit den thermischen Residualkapazitäten noch näher erläutert wird. Die Kosten für Wind und PV nehmen entsprechend dem starken Ausbau zu, während die Speicherkosten besonders in den letzten Simulationsjahren steigen. Die Kosten für Leitungen bleiben relativ konstant.

Am Beispiel des Szenarios Dezentral werden zunächst einige Werte herausgestellt: Der gesamte Zuwachs der jährlichen Kosten von 2015 bis 2040 beträgt gut 4 Mrd. € und entspricht ca. 8 % des Anfangswertes. Bis 2040 steigt der Anteil der Kosten, die durch Erneuerbare Energien verursacht werden, auf 67 % der Gesamtsystemkosten. Die Technologien der fossilen Energieerzeugung haben 2040 einen Kostenanteil von 9 % an den Gesamtsystemkosten. Diese beinhalten allerdings die gesamten Investitionskosten von Gaskraftwerken, welche auch mit erneuerbaren Ressourcen betrieben werden. Der Anteil der Speicherkosten steigt von knapp 0,4 % im Jahr 2015 auf etwa 7,8 % im Jahr 2040, während die Leitungskosten einen relativ konstanten Anteil zwischen knapp 16 % und 17 % der Gesamtsystemkosten ausmachen.

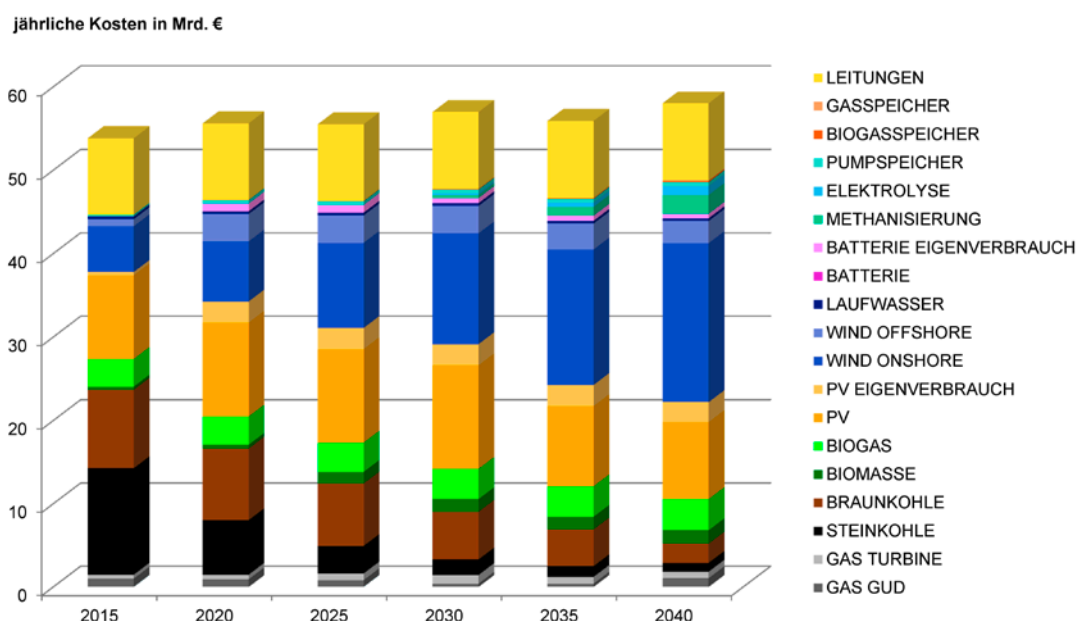


Abbildung 29: Jährliche Gesamtsystemkosten aller Technologien Szenario Dezentral

Um die geringen Unterschiede der Szenarien Zentral und Dezentral sichtbar zu machen, ist in Abbildung 30 die prozentuale Kostendifferenz der beiden Szenarien bezogen auf die jährlichen Gesamtsystemkosten des Szenarios Zentral dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Kosten für Onshore-Windenergieanlagen im Szenario Dezentral in allen Jahren höher sind als im Szenario Zentral. Auch PV, Biomasse und Braunkohle verursachen zeitweise höhere Kosten. Gleichzeitig werden einige Komponenten ab 2025 im Szenario Dezentral günstiger.

Anfangs sind das Leitungs-, Steinkohle- und Gas-Kosten, bis 2040 liegt der größte Kostenvorteil aber bei den Speichertechnologien. Dies deckt sich mit den Ergebnissen anderer Studien, dass eine regional gleichmäßigere Verteilung von Wind- und PV-Kapazitäten zu einem geringeren Bedarf an Energiespeichern bzw. Residualkapazitäten führt⁷¹. Insgesamt bleiben die Mehrkosten im Szenario Dezentral zwar größer als die Einsparungen, allerdings sind diese Unterschiede mit etwa 0,2 % bis 1,2 % der Gesamtsystemkosten als sehr gering einzustufen.

Die insgesamt sehr geringen Kostenunterschiede zeigen, dass ein dezentraler Ausbau Erneuerbarer Energien keine nennenswert höheren Kosten verursacht als ein rein kostenoptimierter zentraler Ausbau. Aufgrund der sehr geringen Unterschiede zwischen den Szenarien gewinnt die kommunale Wertschöpfung an Gewicht für die Bewertung, weshalb im Folgenden gezielt auf das Szenario Dezentral eingegangen wird.

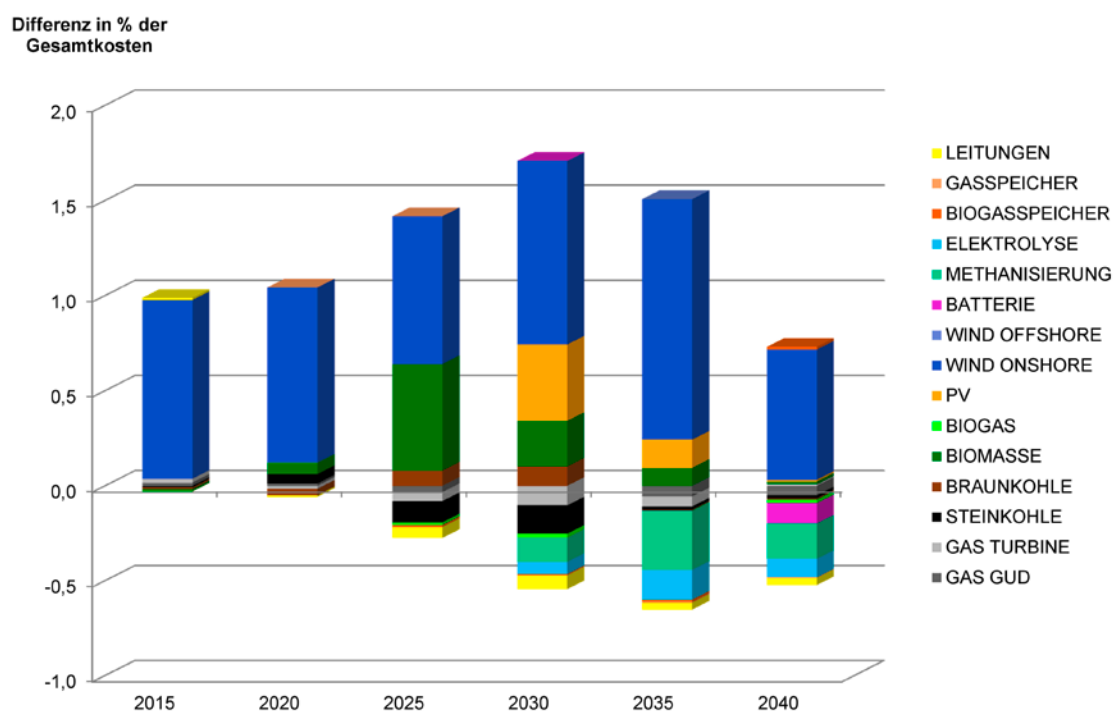


Abbildung 30: Kostendifferenz von Szenario Dezentral zu Szenario Zentral

In Abbildung 31 und 32 werden am Beispiel des Szenarios Dezentral die jährlichen Gesamtsystemkosten unterteilt in Investitionskosten (Capex) und Betriebskosten (Opex) für Leitungen, Speicher, Erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke, sowohl absolut als auch prozentual, dargestellt. Die gesamten Betriebskosten, die 2015 noch mehr als 50 % ausmachen, gehen bis 2040 auf etwa 30 % zurück. Von den anfänglich hohen Betriebskosten wird der größte Teil durch die Brennstoffkosten der fossilen Kraftwerke verursacht. Bis 2040 gehen die Betriebskosten der fossilen Kraftwerke allerdings auf einen Anteil von unter 3 % zurück. Dadurch verliert die Unsicherheit bezüglich der Preisentwicklung von fossilen Brennstoffen erheblich an Gewicht. Die Investitionskosten der fossilen Kraftwerke sinken weniger stark. Allerdings werden ab dem Jahr 2035 die hier enthaltenen Gas- und GuD-Kraftwerke fast ausschließlich mit erneuerbarem Brennstoff betrieben. Deren Investitionskosten ließen sich demnach auch den Erneuerbaren Energien zuordnen. Allerdings fallen sie mit 2,1 % im Jahr 2035 und 3,1 % im Jahr 2040 gering aus.

Die Investitionskosten der Erneuerbaren Energien (ohne Gaskraftwerke) steigen von etwa 28 % im Jahr 2015 auf gut 50 % im Jahr 2040 und verdoppeln damit nahezu ihren Anteil an den jährlichen Gesamtsystemkosten. Der Anteil der Betriebskosten der EE steigt weniger stark von 11 % auf 17 %. Auch bei den Speicherkosten steigen insbesondere die Investitionskosten. Die Anteile der Betriebs- und Investitionskosten der Leitungen bleiben in etwa gleich.

71 ECOFYS Germany GmbH (2013), Agora Energiewende (2013)

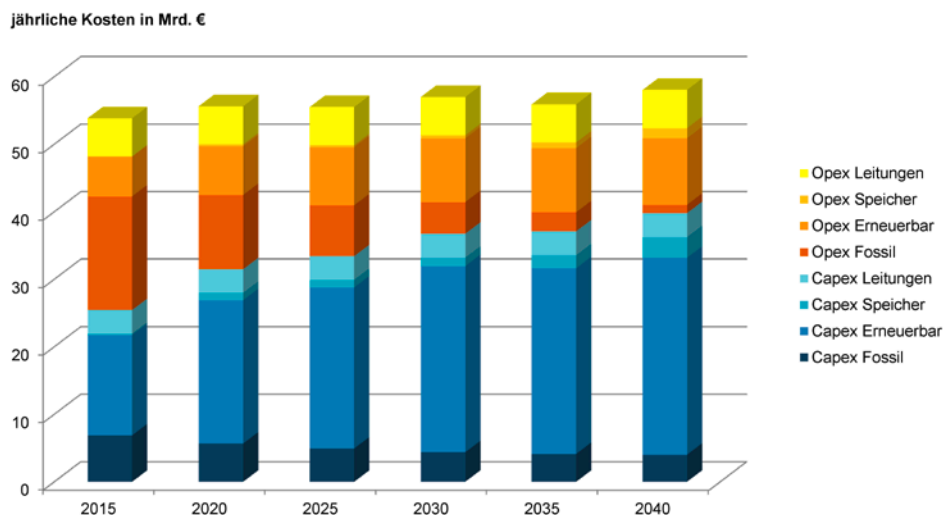


Abbildung 31: Investitions- und Betriebskosten Szenario Dezentral

Aufgrund der sehr geringen Brennstoffkosten werden in der Optimierung der Jahre 2020 und 2025 Braunkohlekraftwerke, die ihre Lebensdauer überschreiten, erneuert. Da gleichzeitig aber bei hohem Anteil Erneuerbarer Energien vermehrt Gas-Kraftwerkskapazitäten benötigt werden, wurde eine alternative Kostenberechnung durchgeführt: Kohlekraftwerke, die in der Optimierung nach 2015 erneuert werden, werden in der Kostenberechnung als Gaskraftwerke behandelt. Dadurch ergeben sich für die ersetzten Kraftwerke geringere Investitionskosten aber höhere Brennstoffkosten. Abbildung 33 zeigt die jährlichen Gesamtsystemkosten des Szenarios Dezentral für beide Berechnungsansätze. Auch hier sind die Unterschiede nur gering: Insgesamt bewegen sich die Gesamtsystemkosten aller Jahre zwischen knapp 10 €Cent/ kWh und knapp 11 €Cent/ kWh. Auffällig ist, dass die Kosten bei der alternativen Berechnung zunächst deutlich die der vorherigen Berechnung übersteigen, bis 2040 allerdings unter diese sinken. Dies lässt sich begründen durch die sinkenden Vollbenutzungstunden der fossilen Kraftwerke und den damit einhergehenden anfänglich stärker ins Gewicht fallenden fossilen Brennstoffkosten. Die geringeren Investitionskosten der Gaskraftwerke gewinnen dadurch 2035 und 2040 deutlich an Gewicht.

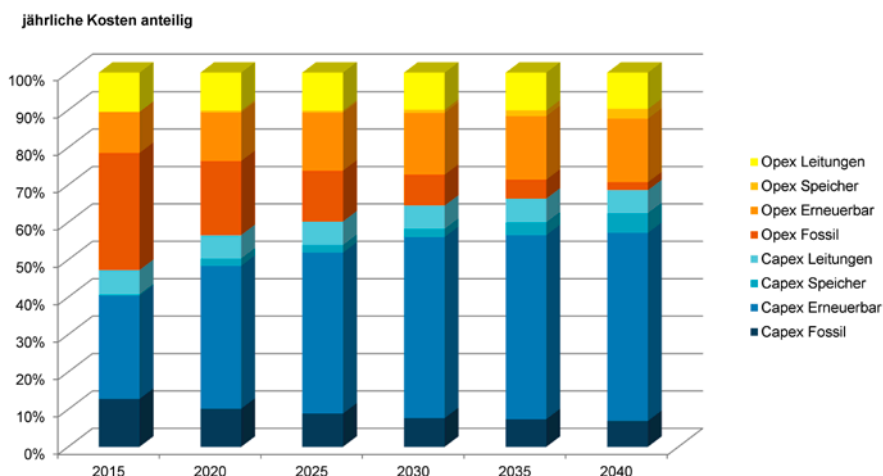


Abbildung 32: Prozentuale Investitions- und Betriebskosten Szenario Dezentral

Unter den oben beschriebenen Annahmen verursacht das betrachtete System, bei einer nahezu 100 %-igen Deckung aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2040, Mehrkosten von weniger als 1 Cent/ kWh gegenüber einem zu 35 % erneuerbar gedeckten Energiesystem im Simulationsjahr 2015. Gleichzeitig sinkt das Risiko, das von schwer vorhersagbaren Brennstoffkosten ausgeht, in hohem Maße.

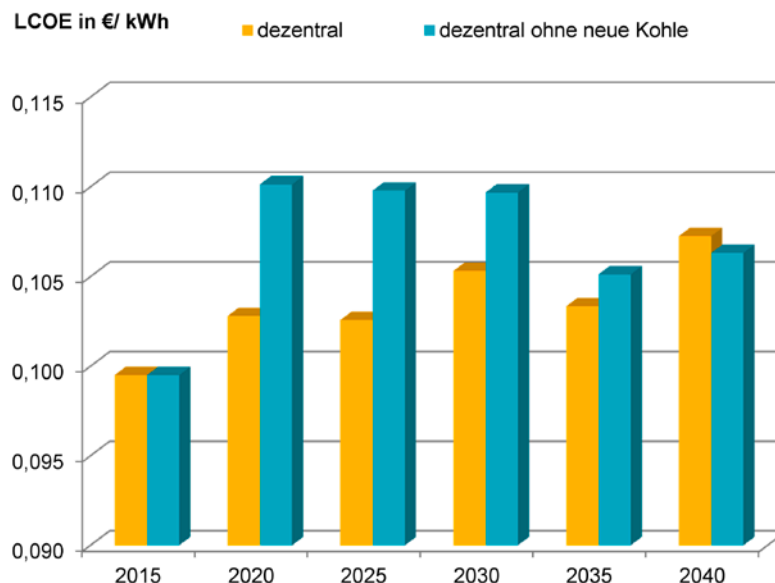


Abbildung 33: Gesamtsystemkosten mit und ohne neue Kohlekraftwerke.
In den Gesamtsystemkosten enthalten sind Capex, Opex, Brennstoff-, CO₂-Kosten und Kosten Transportnetz

6.2.2. Speicher und Übertragungskapazitäten

Der Zubau an Speichern beginnt im Simulationsjahr 2030 mit der PtG-Technologie. Im Szenario Zentral wird eine installierte Elektrolyse-Leistung von 7,7 GW benötigt (vgl. auch Abbildungen 22 und 22). Diese steigt bis zum Jahr 2040 auf rund 45 GW. Im Szenario Dezentral fallen die benötigten Elektrolyse-Kapazitäten in den entsprechenden Simulationsjahren etwas kleiner aus. Im Jahr 2040 werden rund 43 GW benötigt.

Batterien kommen, neben den bereits ab 2020 benötigten Kapazitäten für den PV-Eigenverbrauch in Haushalten, in der Gesamtsystemoptimierung erst im Simulationsjahr 2040 und ausschließlich im Szenario Zentral mit 2,5 GWh Speicherkapazität zum Einsatz. Diese werden zudem komplett in der Region Baden-Württemberg installiert, in der im entsprechenden Szenario auch die höchste PV-Leistung vorzufinden ist (vgl. auch Abbildung 21a).

Im Folgenden sollen die für die verschiedenen Szenarien zusätzlich benötigten Übertragungskapazitäten (im Vergleich zum bestehenden Übertragungsnetz) diskutiert werden.

In den Abbildungen 34 bis 36 wird der benötigte Zubau an Übertragungskapazitäten, die Auslastung der einzelnen Verbindungen zwischen den Regionen im Vergleich zum Ist-Zustand und die Hauptenergieflussrichtung dargestellt. Der Zubau an Übertragungskapazitäten, über die vorhandene Kapazität hinaus, ist beziffert. Die Auslastung ist anhand der Farben und die jeweils installierte Kapazität über die Dicke der Verbindungen dargestellt. Die Hauptenergieflussrichtung ist mit Pfeilen in unterschiedlicher Größe, die sich an der Größe des Übertragungssaldos orientiert, gekennzeichnet. Mit Übertragungssaldo ist die Übertragungsenergie gemeint, die in die entsprechende Richtung mehr als in die entgegengesetzte Richtung fließt.

Der Zubau an Übertragungskapazitäten für jedes einzelne Simulationsjahr ist hier, wie bereits in den Annahmen beschrieben, jeweils ausgehend vom Ist-Zustand dargestellt. Ein Rückbau von Kapazitäten ist damit nicht möglich, unterschiedliche Zubauwerte in den einzelnen Simulationsjahren sollen entsprechend nicht als Rückbau interpretiert werden.

Im Simulationsjahr 2020 sind die zusätzlich benötigten Übertragungskapazitäten in allen drei Szenarien ähnlich. Im innerdeutschen Übertragungsnetz werden lediglich auf der Verbindung zwischen Thüringen (Region 5) und Bayern (Region 2) zusätzliche Übertragungskapazitäten benötigt. Diese gehen über die Größenordnung der geplanten Thüringer Strombrücke mit zwei 380 kV-Leitungen hinaus. Im Szenario Dezentral wird diese Verbindung auch benötigt, ist jedoch aufgrund der größeren installierten Leistungen von Windenergie und PV in Bayern (Windenergie: 2,9 GW im Vergleich zu 0,7 GW in den Szenarien Zentral/Offshore, PV: 11,3 GW im Vergleich zu 9,3 GW in den Szenarien Zentral/Offshore) um 0,5 GW geringer als in den zentralen Szenarien.

Die benötigten Übertragungskapazitäten von der Offshore-Region Nordsee nach Niedersachsen (Region 8) sind im Szenario Offshore schon 2020 etwas höher im Vergleich zu den Szenarien Zentral und Dezentral, was mit den erhöhten, vorgegebenen Ausbauwerten der Offshore-Windenergie zusammenhängt. Im Szenario Dezentral sind zudem die Übertragungskapazitäten aus dem Offshore-Bereich Nordsee anders verteilt. Hier wird der Großteil an

Erzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen nach Schleswig-Holstein übertragen, was auf den deutlich geringeren Ausbauwert der Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein im Vergleich zu den Szenarien Zentral und Offshore zurückzuführen ist (Zentral und Offshore: 9,3 GW, Dezentral: 3,8 GW).

In den Simulationsjahren 2030 und 2040 werden aufgrund des vorgegebenen verstärkten Ausbaus auf See deutlich mehr Übertragungskapazitäten im Szenario Offshore benötigt. Die Weiterleitung wird in der Simulation über die Verbindung von Niedersachsen (Region 8) nach Nordrhein-Westfalen (Region 7) realisiert. Eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten zum Austausch der küstenfernen Regionen untereinander, wie er in den Szenarien Dezentral und Zentral notwendig ist, ist im Szenario Offshore erwartungsgemäß nicht ausgeprägt.

Im Szenario 2030 ist wird im Szenario Dezentral gegenüber dem Szenario Zentral deutlich weniger Übertragungskapazität zwischen Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen benötigt, was den höheren Ausbauzahlen an PV in Nordrhein-Westfalen zuzurechnen ist (8,1 GW im Szenario Dezentral im Vergleich zu 3,5 GW im Szenario Zentral). Da sich im Szenario Zentral im Jahr 2040 bei einem Anteil Erneuerbarer Energien von fast 100 % die installierten Leistungen der einzelnen Technologien ebenfalls deutlich auf die Regionen verteilen sind zwischen den Szenarien Zentral und Dezentral hinsichtlich des Ausbaus von Übertragungskapazitäten keine großen Unterschiede erkennbar.

Die größten Unterschiede zwischen den Szenarien Zentral und Dezentral bezüglich der Übertragungssaldi sind 2040 zu erkennen, wo im Szenario Zentral eine Umkehrung der Hauptübertragungsrichtung zwischen Nordrhein-Westfalen (Region 7) und Rheinland-Pfalz/ Saarland (Region 3) von Nord-Süd nach Süd-Nord stattfindet. Damit zusammenhängend hat sich der Saldo zwischen Rheinland-Pfalz/Saarland und Hessen (Region 4) von West-Ost auf Ost-West gewendet. Das ist dem unterschiedlichen Zubau der PV zuzuschreiben. Während im Szenario Zentral die installierten PV-Kapazitäten Hessens 2040 deutlich über denen des Szenarios Dezentral liegen gilt dies in umgekehrter Weise für Nordrhein-Westfalen. Eine zu starke Interpretation der Nutzung der Netztrasen sollte angesichts des vereinfachten Modells des Übertragungsnetzes jedoch vermieden werden.

Insgesamt liegt der Zubau von Übertragungskapazitäten im Transportnetz im Szenario Offshore mit 36,3 GW im Simulationsjahr 2030 und 44,3 GW im Simulationsjahr 2040 deutlich über dem der Szenarien Standard (2030: 20,3 GW, 2040: 21,5 GW) und Dezentral (2030: 16,5 GW, 2040: 17,8 GW)

Werden die in der Optimierung dieser Studie ermittelten Bedarfe an zusätzlichen Übertragungskapazitäten mit den Forderungen des Netzentwicklungsplans (NEP) verglichen, so ergibt sich in dieser Studie ein deutlich geringerer Bedarf bis 2020 (NEP: 12 GW Neubau Übertragungsleistung HGÜ in N-S Richtung in 4 Korridoren (Kernaussage) bis 2023⁷²; Szenarien dieser Studie: 8 – 9 GW im Simulationsjahr 2020). Darüber hinaus konnte bei keinem der Szenarien der Bedarf einer durchgehend verstärkten Nord-Süd-Verbindung festgestellt werden. Im Wesentlichen wird dies der Tatsache zugeschoben, dass im Rahmen der Berechnung des NEP auch bei hohen Einspeiseraten aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien von einem gleichbleibenden Betrieb der fossilen Kraftwerke ausgegangen wurde.

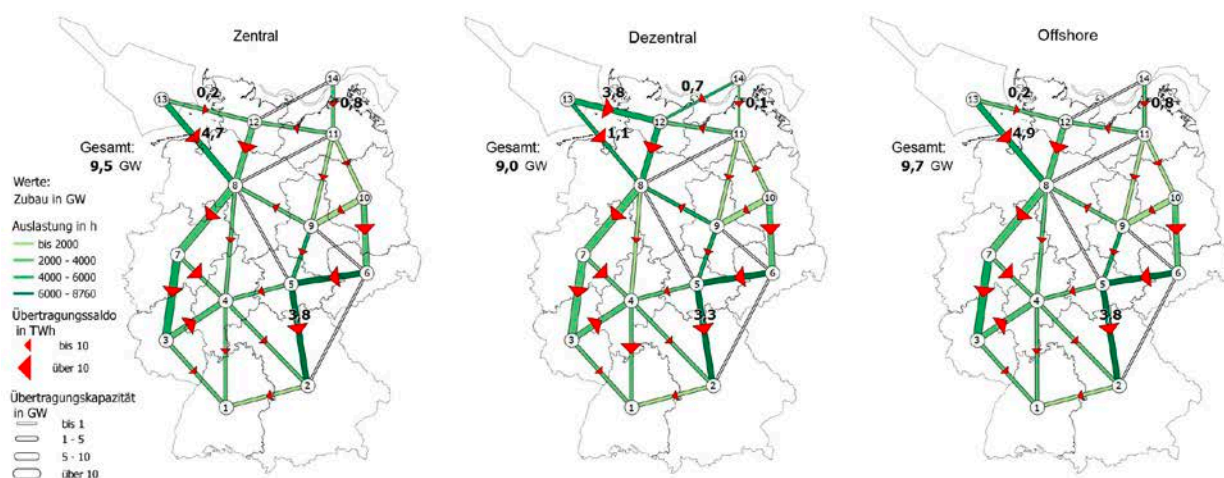


Abbildung 34: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2020 Vergleich der drei Szenarien

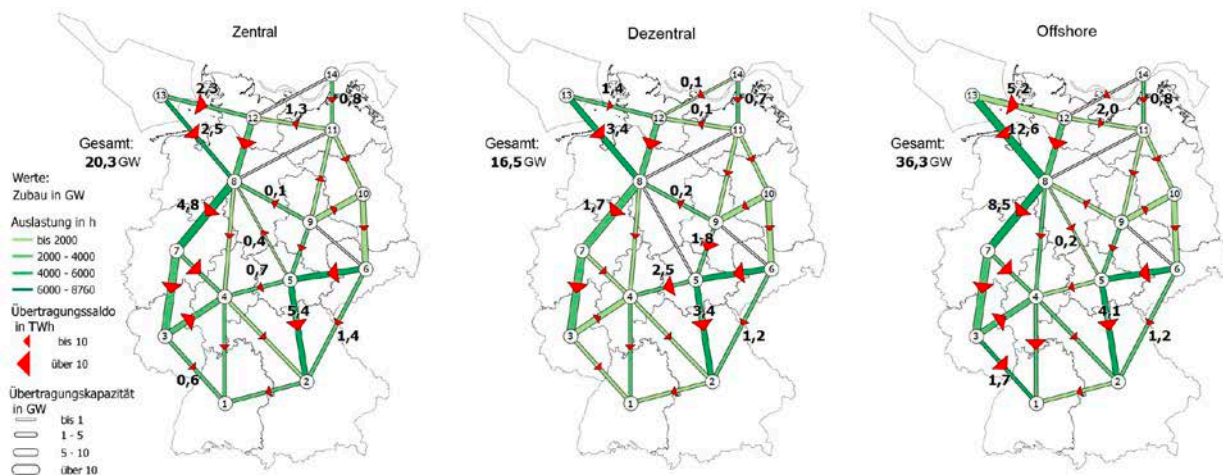


Abbildung 35: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2030 Vergleich der drei Szenarien

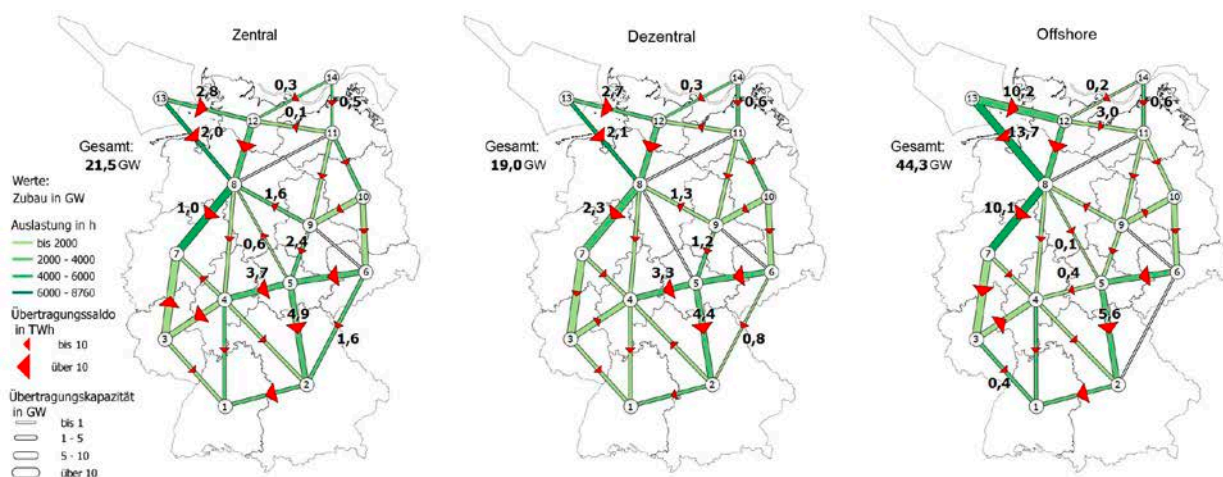


Abbildung 36: Auslastung der Übertragungsleitungen und Zubau von Übertragungskapazitäten für das Simulationsjahr 2040 Vergleich der drei Szenarien

6.2.3. Thermische Residualkapazitäten

Abbildung 37a zeigt die gesamtinstallierten Leistungen aller thermischen Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre im Szenario Dezentral. Die entsprechenden Darstellungen für die Szenarien Zentral und Offshore befinden sich der Vollständigkeit halber im Anhang. Die installierten Leistungen unterscheiden sich jedoch marginal von denen des Dezentral-Szenarios.

Auffällig ist, dass die Steinkohlekapazitäten im Verlauf der Simulationsjahre sinken, die Kapazitäten für Braunkohle jedoch bis 2035 fast konstant bleiben und erst im Jahr 2040 teilweise zurückgebaut werden. Das hängt damit zusammen, dass in den Jahren 2020 und 2025 wegfallende Braunkohlekraftwerke durch neue ersetzt (2020: 8,7 GW, 2025: 2,4 GW) und daraufhin aufgrund ihrer Lebensdauer von 40 Jahren in den folgenden Simulationsjahren als Mindestausbaugröße vorgegeben werden. Somit sinkt die installierte Leistung erst im Jahr 2040 merklich durch den Wegfall bereits bestehender Kraftwerke. Im Abschnitt 6.2.1 wurde bereits die Alternative in Form des Zubaus von Gaskraftwerken an Stelle von neuen Kohlekraftwerken erläutert. Auch bezogen auf die Überkapazitäten fossiler Residualkraftwerke, die ab 2040 nicht mehr genutzt werden können, kann sich ein positiver Effekt aus der Tatsache ergeben, dass Gaskraftwerke gleichermaßen mit erneuerbarem und fossilem Brennstoff betrieben werden können.

Hinsichtlich der Unterscheidung der Gaskraftwerke zwischen Gasturbinen und GuD-Kraftwerken zeigt die Abbildung 37a, dass Gasturbinen bis zum Jahr 2030 zugebaut, GuD-Kraftwerke hingegen durch den Ablauf ihrer Lebensdauer zurückgebaut werden. Ab dem Jahr 2030 bleibt die installierte Leistung der Gasturbinen nahezu konstant. Die installierte Leistung sinkt leicht durch den Wegfall alter Anlagen. Neue Anlagen werden nicht

hinzugebaut. Die installierte Leistung der GuD-Kraftwerke hingegen steigt leicht im Jahr 2035 und deutlich im Jahr 2040. Der Zusammenhang zwischen geringeren Kosten der Gasturbinen und besserem Wirkungsgrad von GuD-Kraftwerken mit der Möglichkeit, Gaskraftwerke auch zur Stromerzeugung aus erneuerbarem Methan einzusetzen, wurde bereits in Abschnitt 6.2.1 bei der Kostenbetrachtung (vgl. Abbildungen 23, 24 und 29) deutlich.

Die Kapazität der Biogasanlagen wird ab dem Jahr 2020 kontinuierlich erhöht. Die Kapazität der Biomassekraftwerke hingegen steigt im Jahr 2025 leicht, bleibt dann bis zum Jahr 2035 nahezu konstant und wird im Jahr 2040 erneut um wenige GW erhöht.

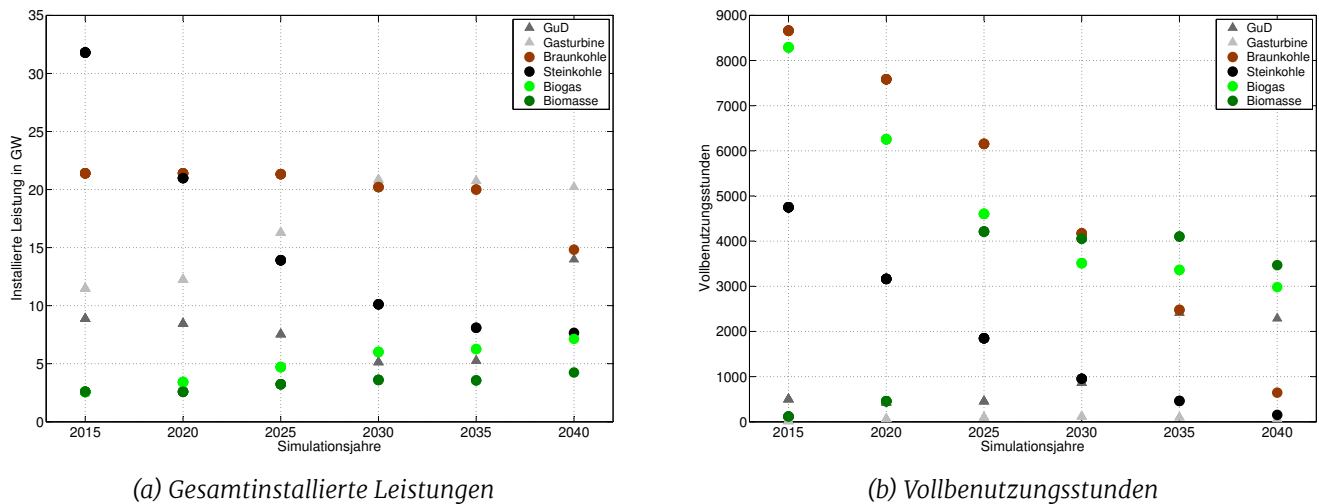


Abbildung 37: Thermische Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre im Szenario Dezentral

Abbildung 37b zeigt die Vollbenutzungsstunden der thermischen Kraftwerke. Auch hier befinden sich die entsprechenden Grafiken der beiden weiteren Szenarien im Anhang.

Auffällig ist, dass die Vollbenutzungsstunden der Gasturbinen minimal sind. Das Simulationsjahr 2030 hat dabei mit 123 Stunden den höchsten Wert. Die Vollbenutzungsstunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke sinken bis zum Jahr 2040 nahezu linear. Die Vollbenutzungsstunden der GuD-Kraftwerke steigen erstmalig mit dem Auftreten der PtG-Technologie als Speichervariante im Jahr 2030.

Die kontinuierlich sinkenden Vollbenutzungsstunden der Biogaskraftwerke bis 2040 erklären sich durch die steigende Leistung bei gleich bleibender zur Verfügung stehender Brennstoffmenge. Auch die Biogasspeicherkapazitäten steigen kontinuierlich. Die Biogaskraftwerke werden demnach bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien zunehmend zur flexiblen Spitzenlastdeckung eingesetzt, indem das Gas des konstanten Massenstroms zwischengespeichert wird und bei entsprechendem Speicherstand zur Erzeugung größerer Leistungen abgerufen werden kann.

Die Auslastung der Biomassekraftwerke ist zunächst sehr gering, was auf den anfangs niedrigen Anteil Erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Offensichtlich wird die Vorgabe des EE-Anteils an der Stromversorgung ohne die Nutzung der Biomasse bereits erfüllt. Ab dem Jahr 2025 steigen die Vollbenutzungsstunden stark an. Diese bleiben dann nahezu konstant und gehen im Jahr 2040 wieder etwas zurück. Ab dem Jahr 2025 wird das jährlich zur Verfügung stehende Biomassepotenzial annähernd (ab dem Jahr 2030 dann vollständig) ausgenutzt. Im Jahr 2040 wird der Rückgang der Vollbenutzungsstunden mit dem leichten Anstieg der installierten Leistung ausgeglichen, so dass es auch hier zu einer vollständigen Verwendung des Potenzials kommt. Bereits in Abschnitt 6.2.1 und in den Abbildungen 23, 24 und 29 war zu erkennen, dass es ab 2025 zu einem Anstieg der jährlichen Kosten aus Biomasse kam.

Die Abbildung 38 zeigt zusätzlich zu der Aufteilung auf die einzelnen Technologien den Gesamteinsatz der thermischen Kraftwerke, dargestellt als Jahresdauerlinien für die einzelnen Simulationsjahre. Die Jahresdauerlinien der einzelnen Technologien sind im Anhang zu finden, geben aber vor allem die Erkenntnisse wieder, die bereits aus Abbildung 37 gewonnen wurden.

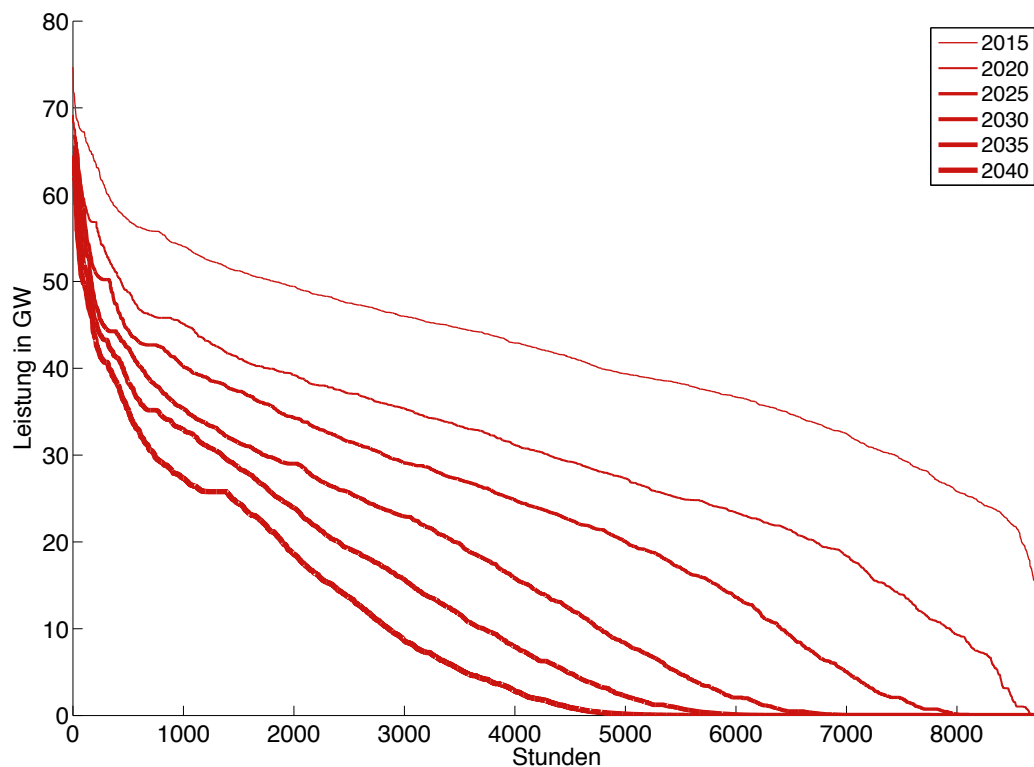


Abbildung 38: Kraftwerkseinsatz thermischer Kraftwerke in den Simulationsjahren 2015 bis 2040 (Jahresdauerlinien)

6.2.4. EE-Anteile in den Regionen

Die Abbildungen 39 und 40 zeigen die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und deren Zuordnung zu den Erzeugern sowie den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in allen Regionen für die Simulationsjahre 2020 und 2040. Die Simulationsergebnisse der Szenarien für alle Jahre sind im Anhang zu finden.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird als Zahlenwert für jede Region und als Summe für Deutschland angegeben. Die Stromerzeugung ist dabei inklusive Überschüsse zu verstehen, der Anteil der Erneuerbaren Energien damit als bilanzieller Wert. Hierdurch ist ein Vergleich mit den Zielen der Bundesländer (vgl. Abbildungen 5 und 6), deren Stromerzeugungsziele aus bilanziellen Berechnungen stammen, möglich. Die Deckung von Eigenverbrauch durch PV-Anlagen ist in dieser Grafik nicht abgebildet.

Die Zuordnung zu den einzelnen Erzeugern wird aus den Tortendiagrammen für die jeweiligen Regionen ersichtlich. Die Anteile Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Strom sind über die Farbskala von 0 bis größer als 200 % dargestellt. In den Offshore-Regionen wird nur ein Zahlenwert für die Stromerzeugung aus Offshore-Windenergieanlagen angegeben. Die Zahlen fließen nicht in die Berechnung des Anteils Erneuerbarer Energien in den Onshore-Regionen.

Die gesamte Stromproduktion aus EE ist in allen Szenarien in den jeweiligen Simulationsjahren nahezu identisch. Das Szenario Dezentral hat hinsichtlich des Anteils Erneuerbarer Energien im Simulationsjahr 2020 eine etwas gleichmäßigere Verteilung über die Regionen. Im Simulationsjahr 2040 ist das aufgrund des notwendigen starken Ausbaus in allen Regionen nicht mehr relevant. Der Energiemix in den Regionen ist im Szenario Zentral deutlich polarisiert in Windenergie im Norden und PV im Süden gegenüber einem ausgeglicheneren Energiemix im Szenario Dezentral. Dieser Unterschied ist auch im Simulationsjahr 2040 noch deutlich erkennbar.

Für das Simulationsjahr 2020 ist die gesamte Stromproduktion aus EE bezogen auf die in Kapitel 3 vorgestellten Studien mit den Zielen der Bundesländer vergleichbar (293,6 TWh im Szenario Dezentral und 331,0 TWh für die Ziele der Bundesländer, vgl. Abbildung 4). Vergleicht man die Anteile der einzelnen erneuerbaren Energieträger an der gesamten Stromerzeugung aus EE aus dem Szenario Dezentral von 2020 mit denen aus der Zusammenfassung der Studien der einzelnen Bundesländer, so ähneln sich die Ergebnisse sehr stark mit dem Unterschied einer deutlichen Verschiebung von Strom aus Biomasse zu Strom aus PV. Das ist darauf zurückzuführen, dass für die Simulation der Ausbau der Biomasse begrenzt und für den Ausbau der Photovoltaik die 52 GW Grenze forciert wurde. Bezogen auf die Regionen ist diese Verschiebung deutlich in Hessen und Baden-Württemberg erkennbar.

Deutliche Abweichungen der Ausbauziele der Bundesländer bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Szenario Dezentral sind insbesondere in der Region Schleswig-Holstein/ Hamburg zu erkennen, in der ein mehr als doppelt so starker Ausbau anvisiert wird. Auch in den Regionen Brandenburg-Berlin und Hessen liegen die Ausbauziele deutlich über dem im Szenario Dezentral optimierten Ausbau. Demgegenüber sind die Ausbauziele der Regionen Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen mit einer über 30 % geringeren Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als im Szenario Dezentral deutlich verhaltener.

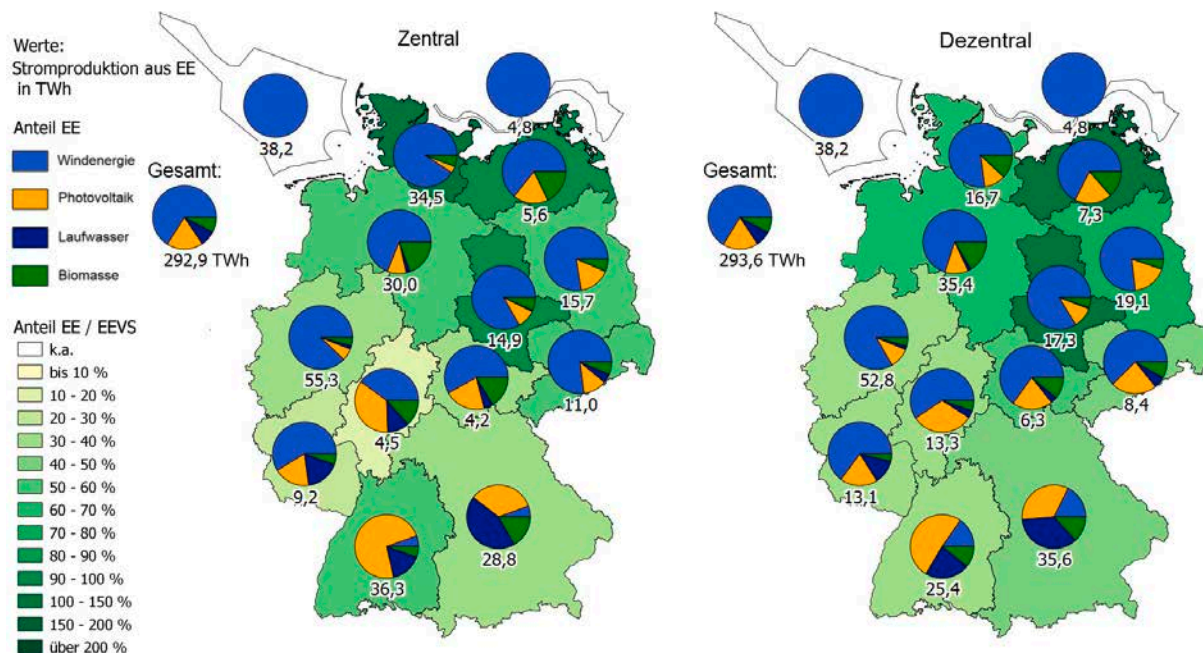


Abbildung 39: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien für das Simulationsjahr 2020 Vergleich der Szenarien Zentral und Dezentral

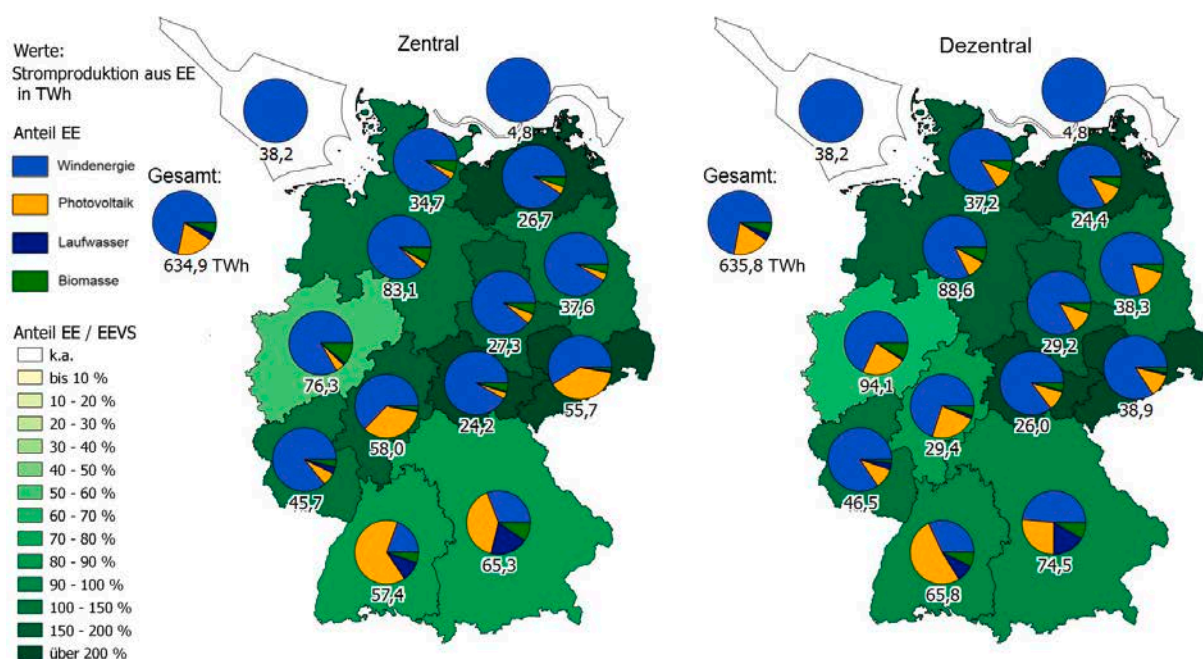


Abbildung 40: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE), das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) in den Regionen und die Anteile der einzelnen erneuerbaren Technologien für das Simulationsjahr 2040 Vergleich der Szenarien Zentral und Dezentral

6.3 Kommunale Wertschöpfung

Die geringen Unterschiede der Gesamtsystemkosten in den drei betrachteten Szenarien geben der kommunalen Wertschöpfung Gewicht als ein entscheidendes Kriterium bei der Bewertung der Szenarien.

Wie in Abschnitt 5.2.10 erläutert, wurde hier eine sehr konservative Abschätzung der kommunalen Wertschöpfung für das Jahr 2030 in den betrachteten Regionen in Anlehnung an die Studie zur kommunalen Wertschöpfung des IÖW⁷³ durchgeführt. Bezogen auf den in Kapitel 6.2 erläuterten Ausbau ist in Frage zu stellen, ob sich in den Szenarien Zentral und Offshore überhaupt eine kommunale Wertschöpfung einstellen kann. Deren Stabilität ist von einer kontinuierlichen Auftragslage abhängig. Der dort beobachtete sprunghaft zwischen den Regionen wechselnde Ausbau verhindert die Entwicklung einer robusten lokalen Wirtschaft. Dennoch wurde die Abschätzung auch für das Szenario Zentral entsprechend der Annahmen vorgenommen. Für alle drei Szenarien wurde die Anlagenproduktion explizit für alle Technologien ausgenommen, da sich kaum in jeder Region produzierende Industrie für alle Technologien entwickeln wird und diese daher nicht zugeordnet werden kann. Offshoreanlagen wurden, äquivalent zur Studie des IÖW, nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse, ohne Berücksichtigung der oben genannten Bedenken, sind in der Abbildung 41 in Mio € je Region und für das Jahr 2030 und alle drei Szenarien dargestellt. Neben der PV und der Windenergie ist noch der Beitrag von Biogasanlagen deutlich zu sehen, da diese durch die regionale Substratbereitstellung mit einem höheren Beitrag je installierter Leistung zur kommunalen Wertschöpfung beitragen. Die großen Unterschiede zwischen den Regionen entsprechen den unterschiedlichen Ausbauzahlen der EE-Anlagen. Zwischen den Szenarien Zentral und Offshore liegt der Unterschied nur in der Höhe der Wertschöpfung, der in diesem Szenario onshore weniger gebauten Anlagen. Dies betrifft insbesondere die südlichen Länder sowie den Ausbau in Thüringen. Auch in Niedersachsen ist ein Rückgang zu verzeichnen. Aus diesen Regionen verlagert sich im Szenario Offshore die Wertschöpfung auf See. Dabei muss noch einmal darauf hingewiesen werden, dass für Offshore-Anlagen keine kommunale Wertschöpfung berechnet wurde. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Niedersachsen als Küstenland zur Nordsee von der Wertschöpfung durch Service, Wartung und Aufbau profitieren wird.

Wie bereits bei der Erläuterung der Simulationsergebnisse festgestellt wurde, ist bei höheren Anteilen Erneuerbarer Energien die Differenz des Ausbaus in den Regionen zwischen den Szenarien Zentral und Dezentral nicht mehr wesentlich. Nur in einzelnen Regionen sind große Unterschiede zu verzeichnen. So ist auch in den Diagrammen zur kommunalen Wertschöpfung vor allem der Unterschied im Detail zu finden. In diesem Fall würde die Region Hessen bei fehlender Zielsetzung zum Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, wie es im Szenario Zentral ist, eine sehr geringe Teilhabe an der kommunalen Wertschöpfung haben. Tatsächlich sind die Ausbauziele in Hessen, wie schon in Abschnitt 6.2.4 ausgeführt noch deutlich höher als im Szenario Dezentral ermittelt wurde, was darauf hindeutet, dass ein Bewusstsein für die Wichtigkeit des Ausbaus Erneuerbarer Energien für die regionale Entwicklung vorhanden ist.

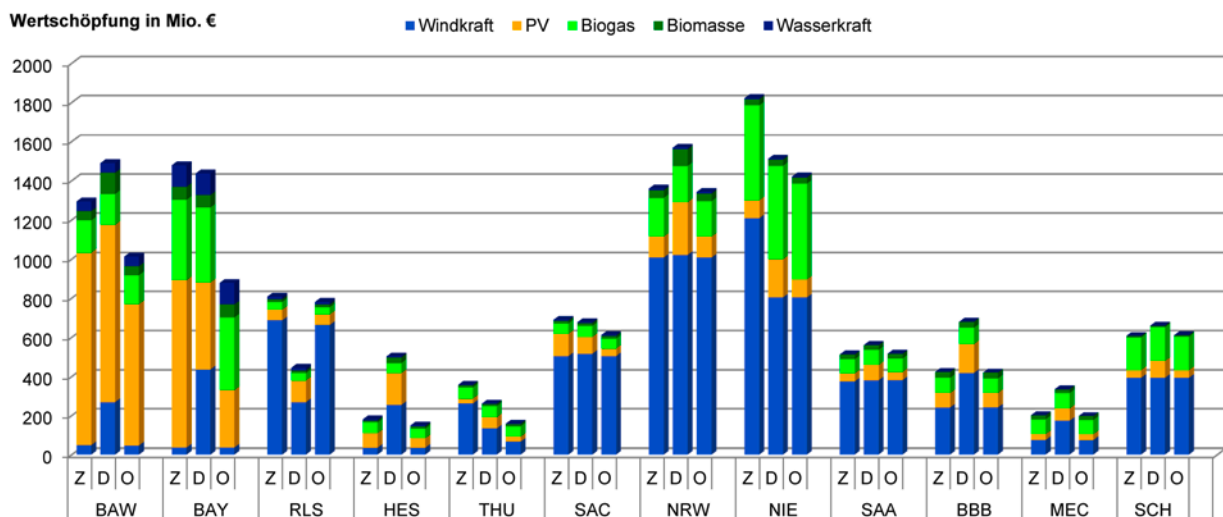


Abbildung 41: Regionale Wertschöpfung im Simulationsjahr 2030 alle Szenarien

Besser ist die Auswirkung auf die Regionen über eine Berechnung der jährlichen kommunalen Wertschöpfung in Bezug zur Bevölkerungszahl zu erkennen. Beispielhaft ist das in Abbildung 42 für das Szenario Dezentral zu sehen.

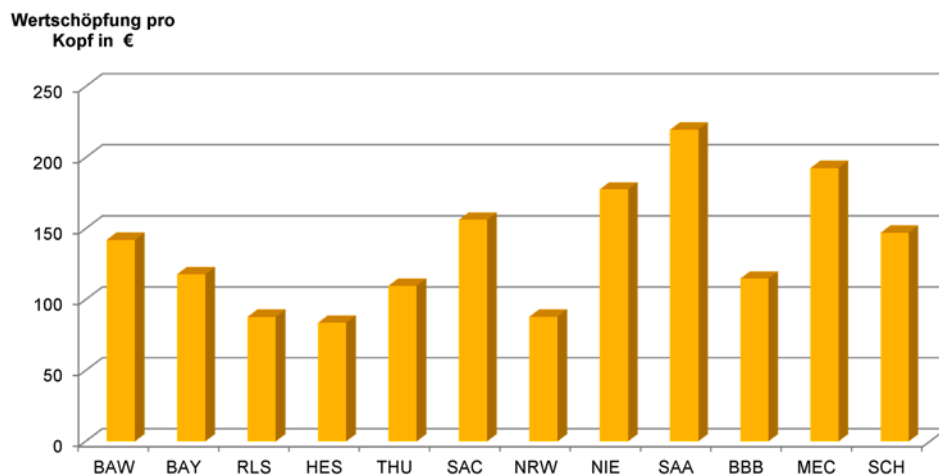


Abbildung 42: Regionale Wertschöpfung pro Einwohner im Simulationsjahr 2030 Szenario Dezentral

Bei Umrechnung auf € je Einwohner (EW) und Jahr (a) ergibt sich im Szenario Dezentral eine Schwankungsbreite von jährlich 140 € je Einwohner [von 66 €/ (EW*a) bis 172 €/ (EW*a)] zwischen den Regionen während im Szenario Zentral eine Schwankungsbreite von jährlich 195 € je Einwohner [30 €/ (EW*a) bis 214 €/ (EW*a)] zu verzeichnen ist. Die durchschnittliche jährliche kommunale Wertschöpfung über alle Regionen liegt in den Szenarien Standard und Dezentral 15 % höher als im Szenario Offshore. Die Wertschöpfung aus den Komponenten, also der Produktion der Anlagen, wurde bei der Betrachtung der kommunalen Wertschöpfung nicht berücksichtigt. Sie wurde als Summe für die EE-Anlagen aller Regionen (exkl. Offshore Windenergie) nach der in Abschnitt 5.2.10 erläuterten Methode ergänzend ermittelt und beläuft sich auf nochmal knapp 35 % der kommunalen Wertschöpfung aus den berücksichtigten Wertschöpfungsstufen. Da seit 2009 gerade im Solarbereich eine nicht unerhebliche Anzahl von Produktionsstätten in Deutschland geschlossen wurde, wird davon ausgegangen, dass ein großer Teil dieser Wertschöpfung nicht mehr in Deutschland stattfindet.

6.4 Diskussion der Ergebnisse

Zum Abschluss der Studie werden die in Kapitel 6 erläuterten Ergebnisse bezüglich der eingangs gestellten Fragen diskutiert. Zudem wird ein Blick auf Möglichkeiten geworfen, wie verschiedene Fragestellungen weitergehend untersucht werden können.

1) Wie hoch sind die volkswirtschaftlichen Gesamtsystemkosten der betrachteten Szenarien?

Die Ergebnisse der Simulationen der verschiedenen Szenarien zeigen, dass für den Fall der „freien“ Optimierung mit wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien vorerst Windenergieanlagen auf guten Onshore-Standorten und in zweiter Linie PV-Anlagen ebenfalls auf dafür günstigen Standorten ausgebaut werden.

Eine Optimierung mit einem für die einzelnen Regionen vorgegebenen Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien führt erwartungsgemäß zu einer größeren geografischen Verteilung der Anlagen. Die jährlichen Gesamtsystemkosten für die betrachteten Anlagen liegen dabei nur geringfügig über den Kosten der „frei“ optimierten Simulation. Es zeigt sich daher, dass verschiedene Wege zu einer CO₂-freien Stromversorgung ähnliche Kosten verursachen und eine starke regionale Steuerung des Zubaus erneuerbarer Kapazitäten mit Fokus auf die Standorte mit den geringsten Stromgestehungskosten (Szenario Zentral) keine nennenswerten volkswirtschaftlichen Vorteile gegenüber einem dezentralen Ausbau bringt.

PV-Anlagen sind im Rahmen der Eigenverbrauchsanlagen, unabhängig vom vorgegebenen Anteil Erneuerbarer Energien, ab 2015 wirtschaftlich für den Privathaushalt und werden sinnvollerweise in allen Regionen zugebaut, ab 2020 in Verbindung mit Batteriespeichern.

Unter den getroffenen Annahmen, die im Wesentlichen die Kraftwerksebene mit dem Transportnetz spiegeln, ist die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 35 % (2015) auf nahezu 100 % (2040) mit einer Steigerung der jährlichen Gesamtsystemkosten um insgesamt (2015 bis 2040) gut 4 Mrd. €, was 8

% der Gesamtsystemkosten entspricht, zu bewerkstelligen. Der starke Rückgang des Anteils fossiler Brennstoffe an den Gesamtsystemkosten mindert außerdem das Risiko stark steigender Brennstoffkosten in der Zukunft und trägt zusätzlich zur Vermeidung externer CO₂-bedingter Kosten bei.

Die Erfahrung, dass es in der unmittelbaren Nähe des Optimums sehr unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten gibt, deckt sich mit den Ergebnissen der Studie des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme⁷⁴ (ISE), in der neben dem optimalen Szenario mehrere davon stark abweichende Szenarien mit sehr ähnlichen Kosten erstellt werden konnten. Auch die in der vorliegenden Studie errechneten Gesamtsystemkosten werden als durchaus vergleichbar mit den Ergebnissen der Studie des ISE angesehen. Das ISE errechnet für eine 100 %-ige Versorgung Deutschlands mit Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energien 119 Mrd. €. Die dafür benötigte Kraftwerkskapazität ist knapp doppelt so hoch wie die, die hier nur für die Stromversorgung berechnet wurde. Die Methanisierungsleistung ist nochmal größer (vierfach). Zusätzlich werden in der Studie des ISE noch reine Wärmeerzeuger benötigt.

2) Welche Auswirkungen haben unterschiedliche räumliche Verteilungskonstellationen der EE-Anlagen auf die Verteilung der Wertschöpfungseffekte?

Bei Berücksichtigung der kommunalen Wertschöpfung zeigt sich ein deutlicher Vorteil des dezentralen Ausbaus durch eine gleichmäßigere Verteilung der Wertschöpfung über die Regionen. Die durchgeführte Berechnung war dabei zudem noch sehr konservativ, die Ergebnisse für das Szenario Zentral wurden eher überschätzt. Der Anlagenbau wurde aus der Betrachtung ausgenommen, was zu einer Unterbewertung der kommunalen Wertschöpfung in den Regionen mit produzierendem Gewerbe führt. Die Integration von Wartung und Instandhaltung in die Skalierung der Wertschöpfung anhand der sinkenden Investitionskosten führt zu einer Unterbewertung in allen Regionen gleichermaßen. Gegenüber dem sehr geringen Kostenvorteil eines zentralen Ausbaus von EE-Erzeugungsanlagen werden die Vorteile einer dezentralen Verteilung im Sinne der kommunalen Wertschöpfung als entscheidend eingestuft.

3) Welche Residualkapazitäten (thermische Kraftwerke und Speicher) zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden benötigt?

Für die Versorgung werden in den Szenarien noch durchgehend für die verschiedenen Simulationsjahre 50 bis 60 GW an thermischer Kraftwerksleistung benötigt. Darin sind auch die thermischen Biomassekraftwerke enthalten. Durch die Begrenzung der Biomasse auf das zur Zeit genutzte Potenzial, das gegenüber den seitens der Bundesländer angegebenen Zielpotenzialen gering ist, werden die Biomassekraftwerke eher unterbewertet. Speicher werden, abgesehen von den Eigenverbrauchsanlagen, erst ab 70 bis 80 % Erneuerbarer Energien in den Szenarien eingesetzt. Vorher ist es günstiger, Überschussenergie ungenutzt zu lassen. Die dann eingesetzte Speichertechnologie sind Gasspeicher für erneuerbares Methan zusammen mit Elektrolyse und Methanisierungstechnologie.

Da in der Simulation nicht die Verteilnetzebene abgebildet wurde, sind hier auch nicht die Speicher abgebildet, die der Last- bzw. Einspeiseverstärkung auf dieser Ebene dienen. Eine Studie zu den dafür notwendigen Speichertechnologien und deren Größenordnungen sowie zu bevorzugenden Standorten wurde mit Beteiligung des RLI und weiteren Partnern gerade begonnen.

4) Wie hoch ist die zwischen den Regionen übertragene Leistung, d. h. welche Austauschkapazitäten zwischen den Regionen sind notwendig?

Der Zubau von Übertragungskapazitäten im Transportnetz im Szenario Offshore liegt mit 36,3 GW im Simulationsjahr 2030 und 44,3 GW im Simulationsjahr 2040 deutlich über dem der Szenarien Standard (2030: 20,3 GW, 2040: 21,5 GW) und Dezentral (2030: 16,5 GW, 2040: 17,8 GW). Bei keinem der Szenarien konnte der Bedarf einer durchgehend verstärkten Nord-Süd-Verbindung mit Kapazitäten festgestellt werden, wie sie entsprechend des Netzentwicklungsplans (NEP) vorgesehen ist. Im Wesentlichen wird dies der Tatsache zugeschoben, dass im Rahmen der Berechnung des NEP auch bei hohen Einspeiseraten aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien von einem gleich bleibenden Betrieb der fossilen Kraftwerke ausgegangen wurde. Die untersuchten Netzkosten, die sich in dieser Studie lediglich auf die Transportkapazitäten im Höchstspannungsnetz beziehen, spielen für die Entscheidungen, auf Grund ihres geringen Anteiles an den Gesamtsystemkosten, kaum eine Rolle für die Wahl der Kraftwerksstandorte. Deshalb ist die benötigte zusätzliche Übertragungsleistung eher unter dem Gesichtspunkt zu diskutieren, ob sie nachhaltig zu realisieren ist oder besser durch lokal ausgeglichene Erzeugungs-/Verbrauchsverhältnisse und zusätzliche lokale Speicher vermieden werden sollte.

Die Simulationen dieser Studie wie auch die weiterer Studien, wie der oben zitierten Arbeiten des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme und der Agora Energiewende, zeigen, dass eine Stromversorgung mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien keine hohen Mehrkosten gegenüber einem System auf Basis fossiler Energieträger impliziert, sondern im Gegenteil eine Unabhängigkeit von den Preisen fossiler Brennstoffkosten bedeutet. Ebenso spielt die geografische Verteilung der Anlagenstandorte eine untergeordnete Rolle für die Gesamtsystemkosten, so dass hier die Freiheit besteht, andere als technisch-ökonomische Gesichtspunkte für die Entscheidungen heranzuziehen. In dieser Studie wird deshalb auch auf die gesellschaftlichen Aspekte, wie z. B. eine regional ausgewogene Beteiligung an den Wertschöpfungseffekten durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien hingewiesen. Werden diese stärker in den Fokus der Kriterien für die Gestaltung des Energiesystems gerückt, lautet die Antwort auf die zentrale Frage dieser Studie, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien gleichmäßiger über alle Regionen verteilt werden sollte.

Aus diesem Ergebnis, ergeben sich wesentliche Konsequenzen und Empfehlungen für die Ausgestaltung des Marktdesigns bei der Fortführung der Energiewende:

- Ein dezentraler und verbrauchsnaher Ausbau von PV und Windenergie Onshore sollte im Energiemarkt stärker angereizt werden, damit im Sinne der regionalen Kohäsion alle Landesteile Deutschlands von den Wertschöpfungseffekten der Energiewende profitieren können.
- Ein zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte klar kommuniziert werden, um für den Zubau neuer fossiler Kraftwerke die Rentabilität über die gesamte Laufzeit ermitteln zu können.



7. Ausblick

Eine Kopplung der Optimierung des Stromsystems mit der Optimierung der Wärmeversorgung war im Rahmen dieser Studie leider nicht möglich. Die große Anzahl von Komponenten verbunden mit der Differenzierung von 14 Regionen führte zu sehr hohen Rechenzeiten, so dass die Anzahl der Simulationen und mögliche Erweiterungen für diese Studie begrenzt werden mussten.

Aus Sicht der Regionen ist die Differenzierung Deutschlands in 14 Regionen jedoch sehr grob. Wie bei der Darstellung der Ergebnisse insbesondere des Szenarios Zentral erläutert, führt die Aggregation der Daten auf jeweils eine Einspeisezeitreihe für Windenergie, Photovoltaik und Wasserkraft je Region auch bei geringen Unterschieden zwischen den Regionen zu starken Unterschieden bei der Optimierung der zu installierenden Leistungen. Um dem entgegen zu wirken, ist eine feinere Differenzierung notwendig. Dieses Ziel wird mit den regionalen Modellen des RLI verfolgt, die begrenzte Regionen herausgreifen und anhand von differenzierten Analysen der öffentlich zugänglichen Regionaldaten sehr viel genauere Aussagen zu den einzelnen Regionen erlauben. Auf dieser Ebene werden auch die Komponenten der Wärmeversorgung mit den Strombetrachtungen gekoppelt.

In der vorliegenden Studie wurde das Transportnetz in die Betrachtungen einbezogen, das jedoch an den gesamten Netzkosten nur einen geringen Anteil hat. Informationen über alle Leitungsebenen unterhalb des Transportnetzes sind sehr schwer zu bekommen. Dennoch können gerade durch ihre Integration noch interessante neue Ergebnisse erzeugt werden. Deshalb sollten Lösungen gefunden werden, die Verteilnetze adäquat zu berücksichtigen. Auch hier kann der „bottom up-Ansatz“, d. h. die Betrachtung des Energiesystems ausgehend von begrenzten Regionen, eine Lösung sein. Dieser ist auch im Hinblick darauf, für die Regionen verwertbare Ansätze zu ermitteln, eine weiter zu verfolgende Methodik. Für die Betrachtung der übergeordneten Ebenen werden die regionalen Informationen dann wieder aggregiert, stehen aber im Bedarfsfall zur Verfügung. Unter dem genannten Gesichtspunkt, dass die Bundesländer viel ambitioniertere Ausbaupläne haben als das Leitszenario der Bundesregierung, erscheint ebenfalls der Ansatz auf regionaler Ebene mit konkreten Szenarien zu rechnen sinnvoll.

Für die Möglichkeit eines weiterhin sehr zögerlichen Ausbaus des Transportnetzes ist es sinnvoll noch zu ermitteln, welche Anteile EE mit dem vorhandenen Transportnetz erreicht werden können und welche Auswirkungen das auf installierte Leistungen bzw. Kapazitäten und Gesamtsystemkosten hat.

Die Betrachtung und Optimierung des Kraftwerksparks in Jahresschritten führt in den Jahren geringerer Anteile Erneuerbarer Energien noch zu einem „Repowering“ von vergleichsweise günstigen Braunkohlekraftwerken. In dieser Studie wurde im Rahmen des Kostenvergleichs der Ersatz aller neu zu bauenden Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke betrachtet. Eine Optimierung sehr unterschiedlicher Szenarien auf kumulierte Kosten (z. B. 2015 bis 2050 oder darüber hinaus) steht jedoch noch aus.

Bezüglich der notwendigen thermischen Residualkapazitäten ist auch der Bioenergie noch einmal Aufmerksamkeit zu widmen. In der vorliegenden Studie wurde das Biomassepotenzial auf dem gegenwärtig genutzten Level festgeschrieben. Möglich ist, dass durch detaillierte Untersuchungen der Regionen höhere nachhaltig nutzbare Biomassepotenziale ermittelt werden können. Ob sich dadurch bei einer Neuberechnung regional noch deutliche Verschiebungen in den installierten Leistungen der Technologien ergeben, kann auch ohne eine detaillierte Potenzialbestimmung in Form einer Sensitivitätsanalyse des Einsatzes von Biomasse ermittelt werden.

Quellenverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, und TransnetBW GmbH.
Netzentwicklungsplan Strom 2012 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2012.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, Tennet TSO GmbH, und TransnetBW GmbH. EEX-Transparenzplattform, 2013a.
<http://www.transparency.eex.com/de/http://www.eex.com/de/Marktdaten/Datennutzung/Info-Produkte>.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, und TransnetBW GmbH.
Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013b.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, und TransnetBW GmbH.
Netzentwicklungsplan Strom 2013 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2013c.

Agentur für Erneuerbare Energien. Föderal Erneuerbar Bundesländer mit neuer Energie, 2013.
<http://www.foederal-erneuerbar.de/>.

Agora Energiewende. Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin, März 2013.

Amt für Statistik Berlin-Brandenburg. Statistischer Bericht Energieund CO₂-Bilanz in Berlin 2010, Potsdam, 2013.
http://www.statistik-berlin-brandenburg.de/statistiken/statistik_SB.asp?Ptyp=700&Sageb=43009&creg=BB-B&anzwer=6.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Anteile der Sektoren am Stromverbrauch, 2012. <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadImage.do;jsessionid=F97DC171F2A5E-9A8ADE0D2E878245F10?ident=25143>.

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. BHKW-Kenndaten 2011, Berlin, Frankfurt am Main, Juli 2011.

Bayerische Staatsregierung. Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“, Mai 2011.

Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Energiebilanz Bayern 2010, 2012.
<http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm>.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft Infrastruktur Verkehr und Technologie.
Daten zur bayerischen Energieversorgung, 2010.

BDEW Bundesverband der Energieund Wasserwirtschaft e.V. Netto-Stromverbrauch in Deutschland, 2012.
http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten.

Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt.
Hamburger Klimaschutzkonzept 2007-2012 Fortschreibung 2011/12, 2012.

Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Energiekonzept Berlin 2020 Langfassung, Im Auftrag der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Technologie und Frauen, Berlin, April 2011.

Bertsch, V. Dezentrale Energieversorgung, 2013.
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/576005981/dezentrale-energieversorgung-v1.html>.

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Bremer Energie Institut, und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH. Energie- und Klimaschutzszenarien für das Land Bremen (2020), Im Auftrag des Senators für Umwelt, Bau, Verkehr und Europa der Freien Hansestadt Bremen, Aachen, Wuppertal, Bremen, Juni 2010.

Bloomberg New Energy Finance. Energy Smart Technologies – Power Storage – Research Note – Sodium sulphur batteries: leading the storage pack. Bloomberg New Energy Finance 2011, Februar 2011.

BMU und BMWi.
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 2010.

Bofinger, S., Callies, D., Scheibe, M., Saint-Drenan, Y., und Rohrig, K. Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land, 2011. <http://www.wind-energie.de/verband/landes-und-regionalverbaende/berlin-brandenburg>.

BP. BP Statistical Review of World Energy June 2012, London, 2012.

Breyer, C., Rieke, S., Sterner, M., und Schmid, J. Hybrid PV-Wind-Renewable Power Methane Plants – An Economic Outlook. In 6th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2011), volume 49, Berlin, 2011.

Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland. Fahrplan Energiewende Rheinland-Pfalz, 2010.
http://www.bund-rlp.de/themen_projekte/klima_energie/fahrplan_energiewende_rheinland_pfalz/.

Bundesnetzagentur. Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2013. http://www.netzausbau.de/cln_1912/DE/Projekte/EnLAG-Monitoring/enlag-monitoring_node.html. 2013a.

Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur – Stand: 01.02.2013, 2013b. http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), Berlin, 2013.

Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing und Energie-Netzwerk C.A.R.M.E.N. e.V. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln – der Energieholz-Index, 2013. <http://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin, November 2010.

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. EEG-Anlagenregister – Energymap, 2013.
<http://energymap.info/download.html>.

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie und Bundesverband Solarwirtschaft. Kostenentwicklung der Photovoltaik, 2010. <http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Kostenentwicklung-Photovoltaik.pdf>.

Deutsches Biomasseforschungszentrum. Stellungnahme des Deutschen Biomasseforschungszentrums zur Leopoldina-Studie „Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen“, Leipzig, August 2012.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer IWES, und Ingenieurbüro für neue Energien. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – 'Leitstudie 2010', Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2010.
http://umweltminister.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer IWES, und Ingenieurbüro für neue Energien. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht, Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012a.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer IWES, und Ingenieurbüro für neue Energien. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II zum Schlussbericht Arbeitsgemeinschaft, Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012b.

Dii GmbH. Desert Power 2050 – Perspectives on a Sustainable Power System for EUMENA, München, Juni 2012.

ECOFYS Germany GmbH. Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany – Final report, Ecofys, Berlin, August 2013.

Eder, B. und Schulz, H. Biogas-Praxis – Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit. öko-buch, Staufen bei Freiburg, 2006.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020, Frankfurt, 2007.

ENTSO-E. Hourly load values of a specific country for a specific month, 2013.
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>.

ENTSO-E. Interconnected network of ENTSO-E 2010, 2010a.

ENTSO-E. Load and consumption data: Specificities of member countries, 2010b.

EuPD Research und Deutsches CleanTech Institut. Energiestudie mit Prognosen der Energiekennzahlen für die Jahre 2020 und 2030 zur Vorbereitung der Fortschreibung des Energiekonzeptes der Landesregierung von Sachsen-Anhalt, Im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt, Bonn, 2012.

European Climate Foundation. Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous, lowcarbon europe – Technical Analysis, April 2010.

European Climate Foundation. Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous, lowcarbon europe – Technical Analysis – basic assumptions.

European Wind Energy Association. Pure Power – Wind energy targets for 2020 and 2030, Brussels, Juli 2011.

Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe. Preise Biogassubstrate, 2013.

<http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-undfakten/bioenergie/biogas/preise-biogassubstrate.html>.

Fachhochschule Nordhausen und EKP Energie-Klima-Plan GmbH.

Neue Energie für Thüringen – Ergebnisse der Potenzialanalyse, 2011.

Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Ergänzte Fassung vom 29.05.2012, Im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Kassel, November 2011.

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT). Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz . Ergebnisse der Markterhebung 2007 – 2008, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT), Oberhausen, 2009.

Gasch, R. und Twele, J. Windkraftanlagen – Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 2010. ISBN 978-3-8348-0693-2.

Gerlach, A. und Breyer, C. Global Grid-Parity Dynamics on a National and Regional Level. In 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, pages 4467–4492, Frankfurt, 2012.

Gerlach, A., Stetter, D., Schmid, J., und Breyer, C. PV and Wind Power – Complementary Technologies. In Proc. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 2011. http://www.q-cells.com/uploads/tx_ab-downloads/files/14_6CV.132_Gerlach2011_PV-Wind-Complementarity_paper_PVSEC_preprint.pdf.

EUtech Energie & Management GmbH. NRW-Klima2020 – Beitrag Nordrhein-Westfalens zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels, Im Auftrag von Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag NRW, Aachen, Mai 2008.

Greenpeace. Übersicht über neue Kohlekraftwerke in Deutschland, Hamburg, 2013. http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/20130118-neue-Kohlekraftwerke-Deutschland.pdf.

Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), und Global Wind Energy Council (GWEC). energy [r]evolution A Sustainable World Energy Outlook, Amsterdam, Brussels, Juni 2012.

Hans-Martin Henning und Andreas Palzer. 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2012.

Hessisches Statistisches Landesamt. Nettostromverbrauch nach Abnehmergruppen Hessen, 2013. <http://www.statistik-hessen.de/themenauswahl/industrie-bau-handwerk-energie/landesdaten/energieversorgung/bruttostromerzeugung-nach-energietraegern-und-nettostromverbrauch-nach-abnehmergrup/index.html>.

Hummel, P. und institution = UBS Investment Research month = Januar pages = 1–39 title = The unsubsidised solar revolution year = 2013 Lekander, P. and Gandolfi, A. and Hunt, S. and Cossio, I., file = :C:\Mendeley\UBS Investment Research 2013 The unsubsidised solar revolution.pdf:pdf.

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung und Zentrum für Erneuerbare Energien. Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien, Im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin, 2010.

International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2010. Energy Technology Perspectives. OECD Publishing, July 2010. ISBN 9789264085978. doi: 10.1787/energy_tech-2010-en. http://www.oecd-ilibrary.org/energy/energy-technology-perspectives-2010_energy_tech-2010-en.

Jansen, B. Auf dem Weg zum Bürgerwindpark. Das Beispiel Nordfriesland.

In Berliner Energietage 2013, number Präsentation, Berlin, 2013. Berliner Energietage.

Jürgens, I. Langfristoptimierung für das risikoorientierte Asset Management von elektrischen Energieversorgungssystemen. PhD thesis, Technische Universität Dortmund, Göttingen, 2007.

Karlsruher Institut für Technologie. Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit, Im Auftrag des Baden-Württembergischen Industrie- und Handelskammertag, Karlsruhe, 2012.

Kersten, F., Doll, R., Kux, A., Hulji, D.M., Görig, M.A., Breyer, Ch., Müller, J., und Wawer, P. PV Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction. In Proc. 26th EU PVSEC, number September, pages 4697 – 4702, 2011. doi: 10.4229/26thEUPVSEC2011-6CV.1.63.

Koschel, H., Moslener, U., Sturm, B., Fahl, U., Rühle, B., und Wolf, H. Integriertes Klimaschutzprogramm Hessen – InKlim 2012 – Endbericht, März 2006.

Kruck, C. und Eltrop, L. Einfluss der Förderung auf die Kostenentwicklung von Wind- und PV-Anlagen, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2007.

Kumar, N., Besuner, P., Lefton, S., Agan, D., und Hilleman, D. Power Plant Cycling Costs, Intertek APTECH, 2012.

Land Bremen. Endenergieverbrauch nach Energieträgern seit 1981 – Land Bremen, 2013. http://www.statistik-bremen.de/aktuelle_statistiken/13f.htm.

Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2013. <http://www.lak-energiebilanzen.de/>.

Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2012. <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm>.

Landesbetrieb für Statistik und Kommunikationstechnologie Niedersachsen. Statistische Berichte Niedersachsen: Umweltökonomische Gesamtrechnungen – Basisdaten für Niedersachsen, Hannover, 2013.

Landesregierung Sachsen-Anhalt. Klimaschutzprogramm 2020 des Landes Sachsen-Anhalt, 2011.

Ministerium für Umwelt, Energie und Verkehr. Neue Energie für den Zukunftsstandort Saarland.

Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Tourismus. Energieland 2020 – Gesamtstrategie für Mecklenburg-Vorpommern, 2009.

Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg. Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg Umsetzung des Beschlusses des Landtages, DS 4/2893-B, vom 18. Mai 2006, 2008.

Mühlenhoff, J. Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien – Ergebnisse der Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Renewes Spezial, 46: 1-24, 2010.

Nachhaltigkeitsstrategie Hessen. Bericht des Energie-Forums Hessen 2020, Wiesbaden, 2010.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt Energie und Klimaschutz. Das Energiekonzept des Landes Niedersachsen, Hannover, 2012.

Öko-Institut e.V. und ifeu Institut für Energie- und Umweltforschung. Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft – Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz, Im Auftrag des Umweltbundesamts, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundesverbands der deutschen Entsorgungs-, Wasser- und Rohstoffwirtschaft e.V., Darmstadt, Heidelberg, Berlin, 2010.

OpenStreetMap Foundation. OpenStreetMap, 2013. <http://www.openstreetmap.org/>.

P3 energy and storage GmbH und Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen. Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung, Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Aachen, November 2012.

Pietzcker, R., Manger, S., Bauer, N., Luderer, G., und Bruckner, T. The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection. In Proceedings 10th IAEE European Energy Conference, Vienna, pages 7-10, 2009. http://www.aee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_516_Pietzcker_Robert_30-Aug-2009,23:51.pdf.

Platts. World Electric Power Plants Database, 2012.

Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft. Energie- und Klimaprogramm Sachsen, 2011.

Senkel, N. und Siemers, W. A new approach for combining solid biomass combustion and stirling technology. In 19th European Biomass Conference & Exhibition, pages 1305 – 1313, Berlin, 2011.

Statista GmbH. <http://de.statista.com>.

Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein. Energiebilanz Hamburg 2010. 2012. <http://www.statistik-nord.de/daten/verkehr-umwelt-und-energie/energie/>.

Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein und Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. Erneuerbare Energien in Schleswig-Holstein – Versorgungsbeitrag und Minderung von Treibhausgasemissionen in den Jahren 2006–2010 sowie Zielszenario für das Jahr 2020, 2011.

Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern. Statistische Berichte: Stromabsatz und Erlöse, Gasabsatz und Erlöse in Mecklenburg-Vorpommern 2010, 2013. http://www.statistik-mv.de/cms2/STAM_prod/STAM/de/uve/Veroeffentlichungen/index.jsp?para=e-BiboInterTh10&linkid=110103&head=1101.

Statistisches Landesamt Sachsen. Strombilanz im Freistaat Sachsen seit 1991 in Millionen Kilowattstunden, 2013. http://www.statistik.sachsen.de/download/050_W-Ind-Bau/E_VI_Tab05_Strombilanz.pdf.

Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt. Energiebilanz des Landes Sachsen-Anhalt für das Jahr 2010 in Tera-joule, 2013. <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm>.

Stelter, A. Siedlungsentwicklung und Energielogistik in Deutschland im Spannungsfeld von Zentralität und De-zentralität. 2009. ISBN 978-3631584880.

Stürmer, J. Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilnetzen. PhD thesis, Technische Universität Dortmund, Aachen.

Thüringer Landesamt für Statistik. Energiebilanz Thüringen 2010, 2012. http://www.tls.thueringen.de/datenbank/Dateienlink/energiebilanz_2010.pdf.

Timm, M. Pumpspeicherkraftwerke und psw-projekte in mitteleuropa, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2011.

Urban, W., Lohmann, H., und Girod, K. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energie-technik UMSICHT, Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier, Juni 2009.

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Frankfurt am Main, Dezember 2008.

Wikipedia. Liste der Schaltanlagen im Höchstspannungsnetz in Deutschland, 2013. http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Schaltanlagen_im_Höchstspannungsnetz_in_Deutschland.

Windmonitor. Investitionskosten von Windkraftanlagen, 2013. http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/wind-webdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=472&lang=de.

Wirth, H. Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland – Fassung vom 28.4.2013, Fraunhofer-Institut für So-lare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2013. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Gutachten zur Vorberei-tung eines Klimaschutzgesetzes für Baden-Württemberg, Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, Dezember 2011.

A. Anhang

A.1 Energiestudien/-konzepte der Bundesländer

Tabelle 8: Zusammenstellung der Energiestudien/-konzepte der Bundesländer mit Quellenangaben

Region	2010			2020		
	EEV Strom in GWh	EE Strom in GWh	EE/ EEV Strom	EEV Strom in GWh	EE Strom in GWh	EE/ EEV Strom
BAW	81.100 ⁷⁵	10.415	13%	68.611 ⁷⁶	24.654 ⁷⁷	36 %
BAY	82.316 ⁷⁸	21.978	28%	81.944 ⁷⁹	44.000 ⁸⁰	54 %
RLS	36.148 ⁸¹	4.380	12%	30.184 ⁸²	18.230 ⁸³	60 %
HES	37.265 ⁸⁴	2.352	6%	34.000 ⁸⁵	21.000 ⁸⁶	62 %
THU	12.484 ⁸⁷	2.707	22%	13.174 ⁸⁸	5.936 ⁸⁹	45 %
SAC	19.355 ⁹⁰	3.055	16%	21.800 ⁹¹	7.320 ⁹²	34 %
NRW	120.370 ⁹³	8.348	7%	113.000 ⁹⁴	37.880 ⁹⁵	34 %
NIE	56.761 ⁹⁶	15.513	27%	50.751 ⁹⁷	40.826 ⁹⁸	80 %
SAA	14.690 ⁹⁹	6.970	47%	14.150 ¹⁰⁰	11.370 ¹⁰¹	80 %
BBB	26.895 ¹⁰²	8.678	32%	25.846 ¹⁰³	35.010 ¹⁰⁴	135 %
MEC	6.484 ¹⁰⁵	4.017	62%	8.674 ¹⁰⁶	4.415 ¹⁰⁷	51 %
SCH	24.521 ¹⁰⁸	6.934	29%	25.891 ¹⁰⁹	43.617 ¹¹⁰	168 %
Nordsee	–	–	–	–	30.000 ¹¹¹	–
Ostsee	–	–	–	–	6.856 ¹¹²	–
Deutschland (Summe)	517.347	95.347	18%	488.025	331.014	68 %

73 Länderarbeitskreis Energiebilanzen (2013)

74 Agentur für Erneuerbare Energien (2013)

75 Karlsruher Institut für Technologie (2012)

76 Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2011, S. 77)

77 Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2011, S. 25)

78 Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung (2012)

79 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft Infrastruktur Verkehr und Technologie (2010, S. 13)

80 Bayerische Staatsregierung (2011, S. 76)

81 Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2010, S. 8), Ministerium für Umwelt Energie und Verkehr, S.96

82 Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2010, S. 8), Ministerium für Umwelt Energie und Verkehr, S.120

83 Hessisches Statistisches Landesamt (2013, S. X)

84 Koschel, H. et al. (2006, S. 403)

85 Nachhaltigkeitsstrategie Hessen (2010, S. 7)

86 Thüringer Landesamt für Statistik (2012)

87 Fachhochschule Nordhausen und EKP Energie-Klima-Plan GmbH (2011, S. 57)

88 Fachhochschule Nordhausen und EKP Energie-Klima-Plan GmbH (2011, S. 88)

89 Statistisches Landesamt Sachsen (2013)

90 Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2011, S. 36)

91 Sächsisches Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft (2011, S. 36)

92 GmbH (2008)

93 GmbH (2008, S. 78)

- 94 GmbH (2008, S. 40ff.)
- 95 Landesbetrieb für Statistik und Kommunikationstechnologie Niedersachsen (2013, S. 26), Land Bremen (2013)
- 96 Niedersächsisches Ministerium für Umwelt Energie und Klimaschutz (2012, S. 39)
- 97 BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH et al. (2010, S. 18ff.)
- 98 Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt (2013, S. 24ff.)
- 99 EuPD Research und Deutsches CleanTech Institut (2012, S. 7)
- 100 Landesregierung Sachsen-Anhalt (2011, S. 24ff)
- 101 Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (2013, S. 7)
- 102 Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg (2008, S. 23), Berliner Energieagentur und Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (2011, S. 11)
- 103 Ministerium für Wirtschaft des Landes Brandenburg (2008, S. 36), Berliner Energieagentur und Institut für ökologische
Wirtschaftsforschung (2011, S. 69)
- 104 Statistisches Amt Mecklenburg-Vorpommern (2013, S. 5)
- 105 Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Tourismus (2009, S. 45)
- 106 Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Tourismus (2009, S. 29)
- 107 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein und Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche
Räume des Landes Schleswig-Holstein (2011, S. 25), Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein 2012
- 108 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein und Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche
Räume des Landes Schleswig-Holstein (2011, S. 26), Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt (2012)
- 109 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein und Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche
Räume des Landes Schleswig-Holstein (2011), Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt (2012, S. 26)
- 110 Niedersächsisches Ministerium für Umwelt Energie und Klimaschutz (2012, S. 20)
- 111 Ministerium für Wirtschaft Arbeit und Tourismus (2009, S. 29)

A.2 Kostenentwicklung und Lebensdauer verschiedener Technologien

Tabelle 9: Angenommene Kostenentwicklung der verschiedenen Technologien für alle Simulationsjahre in €/kW

Technologie	2015	2020	2025	2030	2035	2040
PV Freifläche	963	811	721	655	610	578
PV Dach	1313	1106	983	893	832	788
PV Mischpreis (2/ 3 Dach 1/ 3 FF)	1196	1008	895	814	758	718
Wind Onshore	1092	1041	1017	1001	1001	1001
Wind Binnenland	1245	1187	1159	1141	1141	1141
Wind Onshore Küste	1038	989	966	951	951	951
Wind Offshore	3019	2800	2626	2494	2408	2352
Batterie in €/kWh	219	219	159	126	111	102
Methanisierung	4294	1923	1237	928	806	745
Elektrolyse	1175	527	337	253	219	202

Tabelle 10: Lebensdauer verschiedener Technologien

Technologie	Lebensdauer in Jahren
PV Freifläche	25
PV Dach	25
PV Mischpreis (2/ 3 Dach 1/ 3 FF)	25
Wind Onshore	20
Wind Binnenland	20
Wind Onshore Küste	20
Wind Offshore	20
Batterie	10
Methanisierung	30
Elektrolyse	30

A.3 Berechnung der Brennstoffkosten

Der Ölpreis der OECD Staaten für das Jahr 2011 von 18,56 USD/ mBtu und der Gaspreis, der in Deutschland im selben Jahr bei 10,61 USD/ mBtu lag, wurde der BP-Studie „Statistical Review of World Energy, June 2012“⁷⁵ entnommen. Hieraus ergibt sich ein Verhältnis von Gas- zu Ölpreis in Höhe von 0,57. In der gleichen Studie sind die Kosten für Steinkohle in Nordwesteuropa für dasselbe Jahr mit 121,54 USD/ t⁷⁶ angegeben. Der Energiegehalt für 1 kg Steinkohle beträgt nach Dehoust et al. 29,809 kJ⁷⁷. Damit ergibt sich ein Kohlepreis von 14,68 USD/ MWh_{th}. Ausgehend von dem oben erwähnten Ölpreis und der Einheitenumrechnung von kWh in Btu (1 kWh = 3412 Btu)⁷⁸ kann ein Ölpreis von 63,33 USD/ MWh_{th} und ein Verhältnis von Kohle zu Öl von 0,23 berechnet werden.

Für die Berechnung der Kosten wird ein mittelbis langfristiger Ölpreis von 150 USD/ barrel⁷⁹ angenommen. Wird berücksichtigt, dass 6,12 GJ/ barrel Öl⁸⁰ gleich 5,8 MMBtu/ barrel Öl sind und 1 kWh 3412 Btu entsprechen⁸¹ ergibt sich folgendes Bild: Der Ölpreis wird mit 88,25 USD/ MWh_{th} oder 63,03 EUR/ MWh_{th} angenommen. Die Preise für Öl und Steinkohle beziehen sich auf den oben fixierten Ölpreis und werden aus Korrelationsfaktoren aus diesen ermittelt. Das bedeutet, dass der Gaspreis mit 0,57*Ölpreis=36 EUR/ MWh_{th} und der Steinkohlepreis mit 0,23*Ölpreis=14,5 EUR/ MWh_{th} festgesetzt wurde.

Für Braunkohle wird der Wert aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber verwendet. Dieser beträgt 1,5 EUR/ MWh_{th}⁸². Hinzu kommen jeweils die Kosten für CO₂-Zertifikate. Dafür wird ein Zukunftspreis von 30 EUR/ t CO₂ angesetzt. Mit dem jeweiligen energiebezogenen CO₂-Ausstoß laut Netzentwicklungsplan (Gas: 0,0556 t/ GJth, Steinkohle: 0,0917 t/ GJth, Braunkohle: 0,111 t/ GJth)⁸³ ergeben sich für die CO₂-Kosten von Gas 6 EUR/ MWh_{th}, für die von Steinkohle 9,9 EUR/ MWh_{th} und für die von Braunkohle 12 EUR/ MWh_{th}. Zusammen mit den oben angegeben reinen Brennstoffkosten ergeben sich Gesamtbrennstoffkosten für alle fossilen Kraftwerkstechnologien in Höhe von:

- 42,0 EUR/ MWh_{th} für Gas,
- 24,4 EUR/ MWh_{th} für Steinkohle,
- 13,5 EUR/ MWh_{th} für Braunkohle.

75 BP (2012), S. 27

76 BP (2012), S. 30

77 Öko-Institut e.V. und ifeu Institut für Energieund Umweltforschung (2010), S. 16

78 BP (2012), S. 44

79 vgl, Greenpeace International et al. (2012), S. 55

80 Greenpeace International et al. (2012), S. 276

81 BP (2012), S. 44

82 50Hertz Transmission GmbH et al. (2013c), S. 33

83 50Hertz Transmission GmbH et al. (2012), S. 27

A.4 Wirkungsgrade und Kapazitäten verschiedener Technologien

Tabelle 11: Wirkungsgrade und Kapazitäten verschiedener Technologien

	Wirkungsgrad	Verhältnis Energie/Leistung
fossile Kraftwerke		
Braunkohle	39 %	–
Steinkohle	43 %	–
Gas	38 %	–
Gas und Dampf	58 %	–
Erneuerbare		
Biogas BHKW	38 %	–
Biomasse Kraftwerk	43 %	–
Speicherkomponenten		
Methanisierung	50 %	
Gasspeicher	100 %	1 h
Biogasspeicher	100 %	1 h
Batterie	85 %	6 h
Pumpspeicher	78 %	8 h

B. Weitere Ergebnisgrafiken und -tabellen

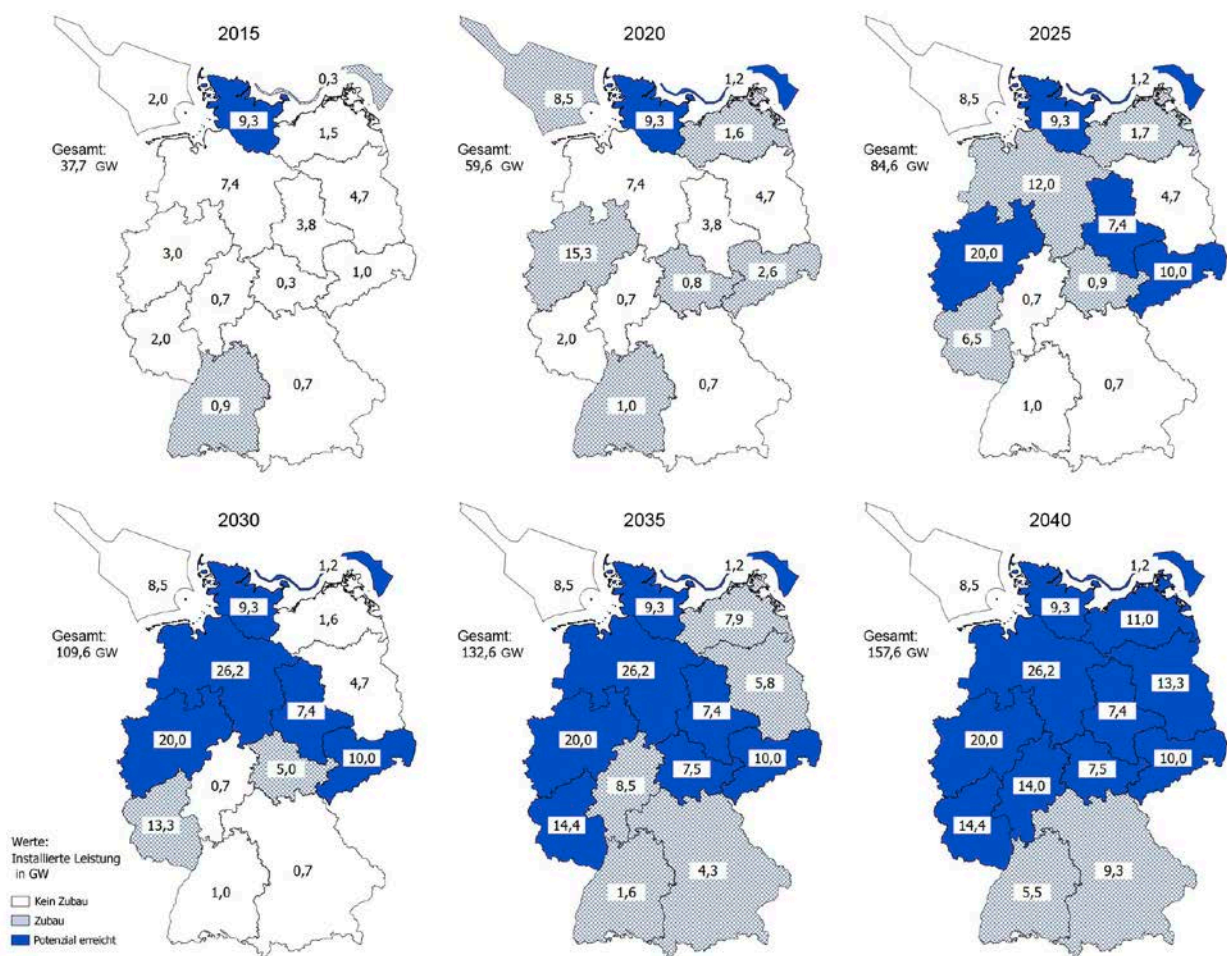


Abbildung 43: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral

*Tabelle 12: Installierte Leistungen aller Technologien im Simulationsjahr 2020, aufgeteilt auf die Regionen (Batterien und Pumpspeicher sind in MWh angegeben).
Offshore-Windenergie wird nicht über Mindestvorgaben hinaus ausgebaut. Siehe dazu auch Tabelle 5.*

Region	BAW	BAY	RLS	HES	THU	SAC	NRW	NIE	SAA	BBB	MEC	SCH
installierte Leistungen in MW (Szenario Zentral)												
Pumpspeicher	28000	8398	7200	11384	12076	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	959	715	1969	695	899	2582	15269	7404	3800	4710	1643	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	24449	9287	1747	1562	856	1290	3506	3029	1405	2558	1015	1298
Biogas	275	681	71	96	108	101	350	953	141	153	149	342
Biomasse	386	526	109	101	97	118	326	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	34	60	4328	10985	352	1068	4573	0	0
Steinkohle	5088	801	1124	753	0	0	8442	1622	0	653	508	1998
Gas Turbine	3978	3083	412	524	416	448	798	610	480	491	518	585
Gas GuD	285	1451	1020	362	231	363	2807	660	459	520	177	116
installierte Leistungen in MW (Szenario Offshore)												
Pumpspeicher	28000	8398	7200	11384	12076	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	933	715	1969	695	899	2474	14916	7404	3800	4710	1641	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	24449	9287	1747	1562	856	1290	3506	3029	1405	2558	1015	1298
Biogas	273	676	71	96	108	101	349	952	141	152	149	341
Biomasse	386	526	109	101	97	118	326	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	34	60	4328	10985	352	1068	4573	0	0
Steinkohle	5088	801	1124	753	0	0	8442	1622	0	653	508	1998
Gas Turbine	1240	1236	994	1007	966	961	1111	1020	956	952	962	975
Gas GuD	285	1451	1020	362	231	363	2807	660	459	520	177	116
installierte Leistungen in MW (Szenario Dezentral)												
Pumpspeicher	28000	8398	7200	11384	12076	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	1890	2913	3114	3030	1382	1613	13845	8902	4389	5689	2252	3812
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	11963	11299	2504	4193	1276	1929	5665	4416	1891	3490	1451	1923
Biogas	281	695	71	96	111	104	351	932	143	154	151	333
Biomasse	386	526	109	101	97	118	326	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	34	60	4328	10985	352	1068	4573	0	0
Steinkohle	5088	801	1124	753	0	0	8442	1622	0	653	508	1998
Gas Turbine	3529	2792	544	571	555	561	798	623	559	561	568	574
Gas GuD	285	1451	1020	362	231	363	2807	660	459	520	177	116

*Tabelle 13: Installierte Leistungen aller Technologien im Simulationsjahr 2030,
aufgeteilt auf die Regionen
(Batterien und Pumpspeicher sind in MWh angegeben)*

Region	BAW	BAY	RLS	HES	THU	SAC	NRW	NIE	SAA	BBB	MEC	SCH
installierte Leistungen in MW (Szenario Zentral)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	34	1263	768	354	0	0	3069	1710	174	0	0	365
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	959	715	13261	695	4979	10000	20000	26200	7400	4721	1649	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	30830	22957	1747	2190	860	3116	3510	3029	1406	2556	1024	1299
Biogas	547	1359	132	179	188	175	652	1607	238	257	251	553
Biomasse	386	545	109	90	97	118	319	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	0	60	4180	10985	352	1068	3643	0	0
Steinkohle	2830	333	13	510	0	0	3100	923	0	0	508	1901
Gas Turbine	4037	3086	1651	1681	1267	1224	1648	1635	1197	1212	1253	1309
Gas GuD	32	1440	485	215	0	0	2193	591	58	0	0	116
installierte Leistungen in MW (Szenario Offshore)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	2	35	374	167	0	0	2059	1054	77	0	0	238
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	933	715	12593	695	1291	10000	20000	17356	7400	4724	1643	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	24457	9287	1747	1562	855	1290	3506	3029	1405	2551	1015	1298
Biogas	489	1227	120	163	175	167	596	1621	227	245	241	565
Biomasse	386	543	109	90	97	118	319	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	0	60	4180	10985	352	1068	3643	0	0
Steinkohle	2830	333	13	510	0	0	3100	923	0	0	508	1901
Gas Turbine	3762	4175	1487	1493	1140	1047	1426	1289	948	1001	1173	1374
Gas GuD	32	1440	485	215	0	0	2193	591	58	0	0	116
installierte Leistungen in MW (Szenario Dezentral)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	27	1060	621	283	0	0	2591	1406	162	0	0	306
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	5265	8501	5260	5000	2612	10000	20158	17527	7400	8179	3803	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	25269	13539	3346	5125	1748	2642	8070	5960	2432	4594	1937	2618
Biogas	520	1270	124	168	189	185	613	1579	255	276	264	570
Biomasse	888	522	109	236	97	118	711	259	195	248	162	61
Braunkohle	0	0	0	0	60	4180	10985	352	1068	3569	0	0
Steinkohle	2830	333	13	510	0	0	3100	923	0	0	508	1901
Gas Turbine	3510	2876	1518	1579	1403	1377	1461	1495	1335	1375	1434	1489
Gas GuD	32	1440	485	215	0	0	2193	591	58	0	0	116

*Tabelle 14: Installierte Leistungen aller Technologien im Simulationsjahr 2040,
aufgeteilt auf die Regionen
(Batterien und Pumpspeicher sind in MWh angegeben)*

Region	BAW	BAY	RLS	HES	THU	SAC	NRW	NIE	SAA	BBB	MEC	SCH
installierte Leistungen in MW (Szenario Zentral)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	2614	2069	768	4780	1235	4860	4394	8680	3372	1836	6281	4287
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	2507	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	5468	9284	14400	14000	7500	10000	20000	26200	7400	13336	11024	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	34320	24861	3205	19683	868	21097	3510	3029	1406	2556	1024	1299
Biogas	659	1594	157	210	230	213	783	1897	286	306	291	626
Biomasse	365	475	366	186	96	116	1723	221	193	227	148	58
Braunkohle	0	0	0	0	60	1573	10824	352	67	2024	0	0
Steinkohle	2078	0	0	0	0	0	3100	800	0	0	0	1680
Gas Turbine	3970	2753	1625	1615	1247	1154	1212	1605	1185	1199	1253	1293
Gas GuD	1162	706	464	2271	423	1313	2791	2589	719	269	902	754
installierte Leistungen in MW (Szenario Offshore)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	118	1412	425	1964	2073	3091	3666	11525	1233	1107	1130	11146
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	1005	8079	14400	695	7500	10000	20000	26200	7400	7014	1753	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	30089	22255	1746	20400	893	13398	3505	3029	1405	2277	1015	1298
Biogas	651	1536	156	211	229	214	778	2031	295	319	305	692
Biomasse	1103	1142	557	89	96	116	266	221	193	227	148	58
Braunkohle	0	0	0	0	60	1573	10824	352	67	2024	0	0
Steinkohle	2078	0	0	0	0	0	3100	800	0	0	0	1680
Gas Turbine	3695	3842	1460	1427	1120	977	989	1259	936	988	1173	1825
Gas GuD	8	557	229	1071	881	1207	2488	3805	231	203	71	2359
installierte Leistungen in MW (Szenario Dezentral)												
Pumpspeicher	28480	8398	7200	11384	15276	8680	10704	1760	638	0	0	953
Elektrolyse	3138	1811	1816	2001	2754	770	3763	9932	3993	4087	4984	4005
Batterie Eigenv.	3268	3486	1504	1593	526	873	5927	2203	653	1146	252	936
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	965	2116	271	81	32	89	175	104	25	5	3	4
Wind Onshore	10249	16613	14400	7907	7500	10000	20158	26200	7400	11842	9185	9300
PV Eigenv.	3032	3353	1572	1556	510	807	6319	2318	632	1127	253	989
PV	31482	18634	4931	6875	2628	4569	21918	8863	3448	6545	2850	3924
Biogas	650	1528	152	206	226	204	778	1869	285	307	297	636
Biomasse	866	452	99	236	96	116	1529	221	193	227	148	58
Braunkohle	0	0	0	0	60	1573	10824	352	67	1950	0	0
Steinkohle	2078	0	0	0	0	0	3100	800	0	0	0	1680
Gas Turbine	3443	2544	1492	1513	1383	1307	1025	1465	1616	1522	1435	1473
Gas GuD	1929	699	990	1095	1006	238	2073	2946	740	736	674	858

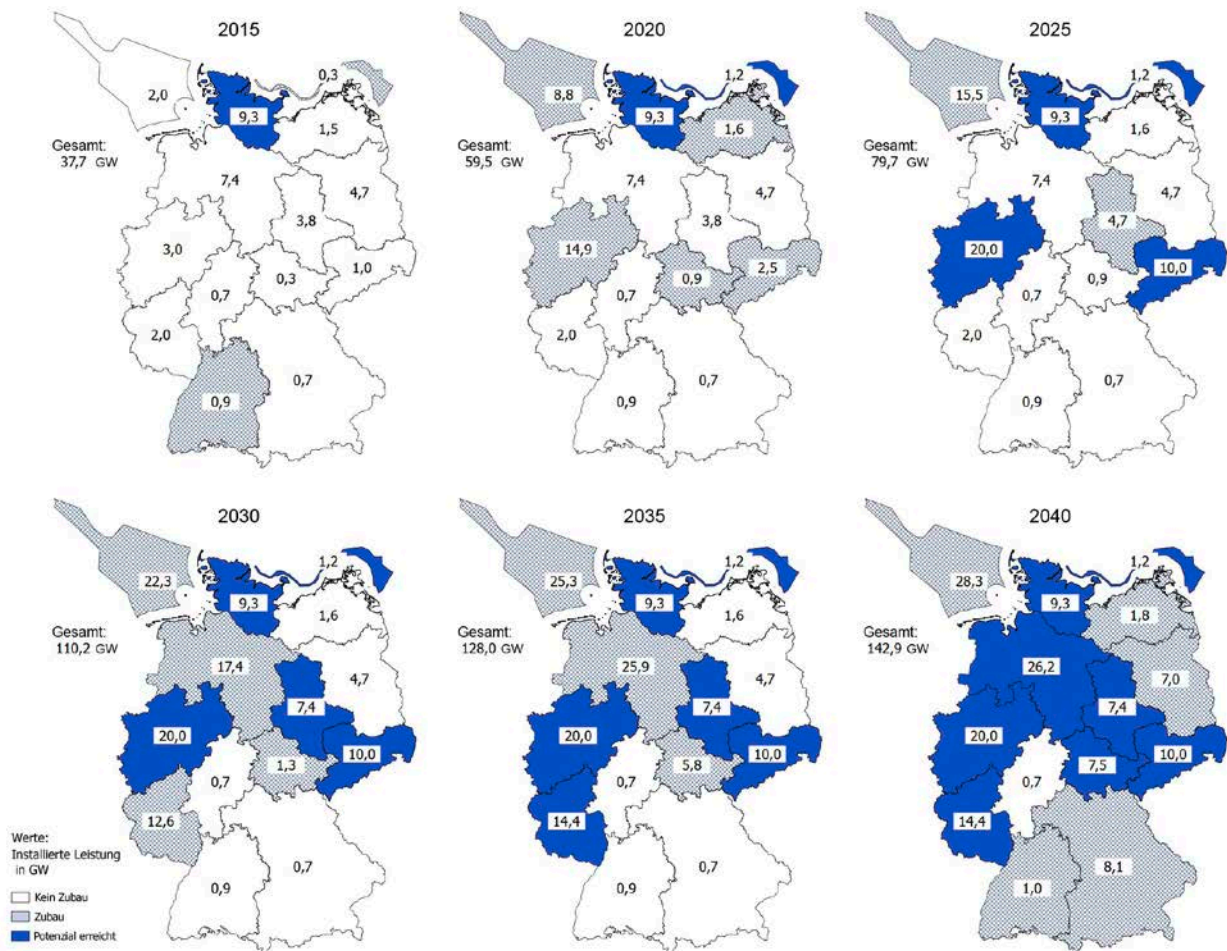


Abbildung 44: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Offshore

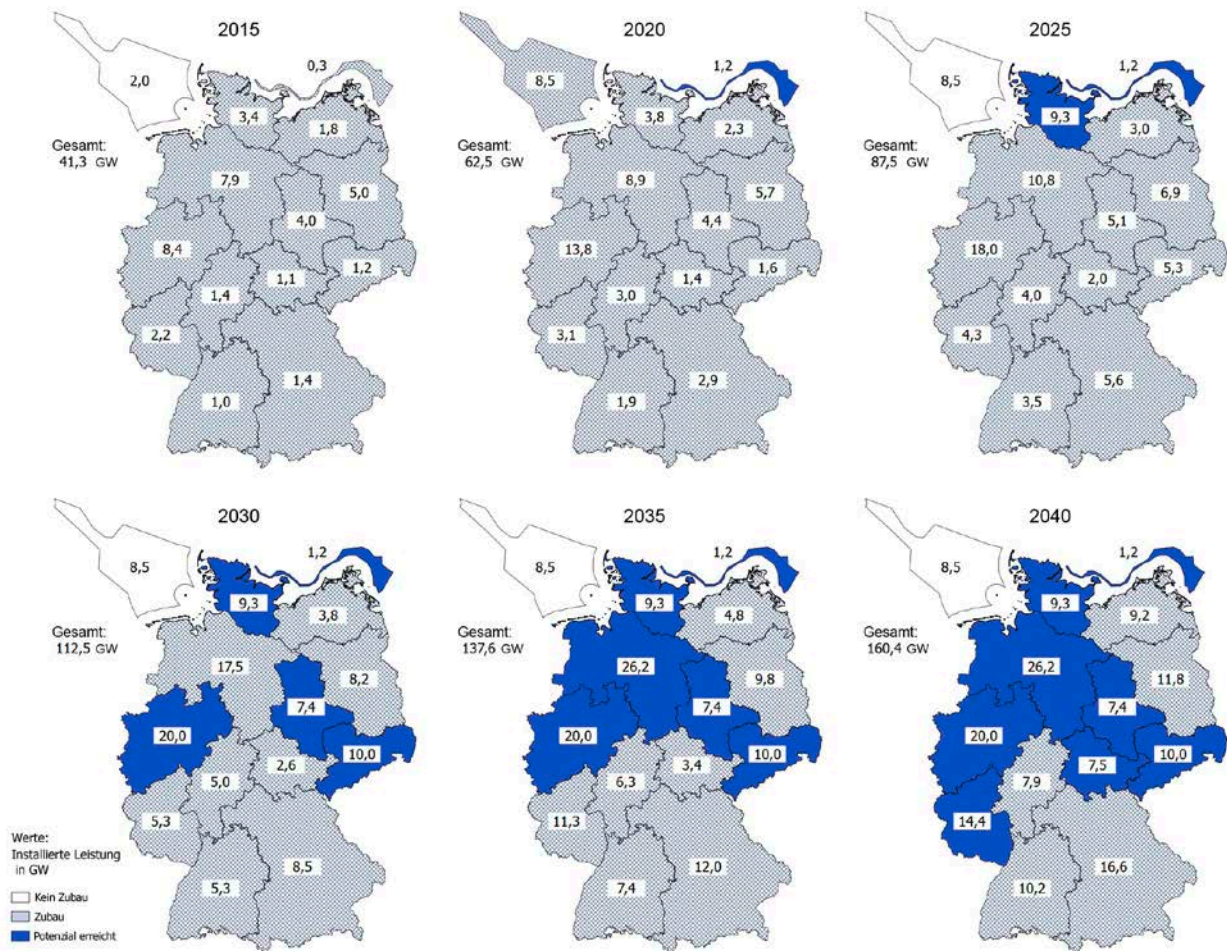


Abbildung 45: Installierte Leistung, Zubau und Potenzialgrenzen von Windenergieanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Dezentral



Abbildung 46: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Zentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

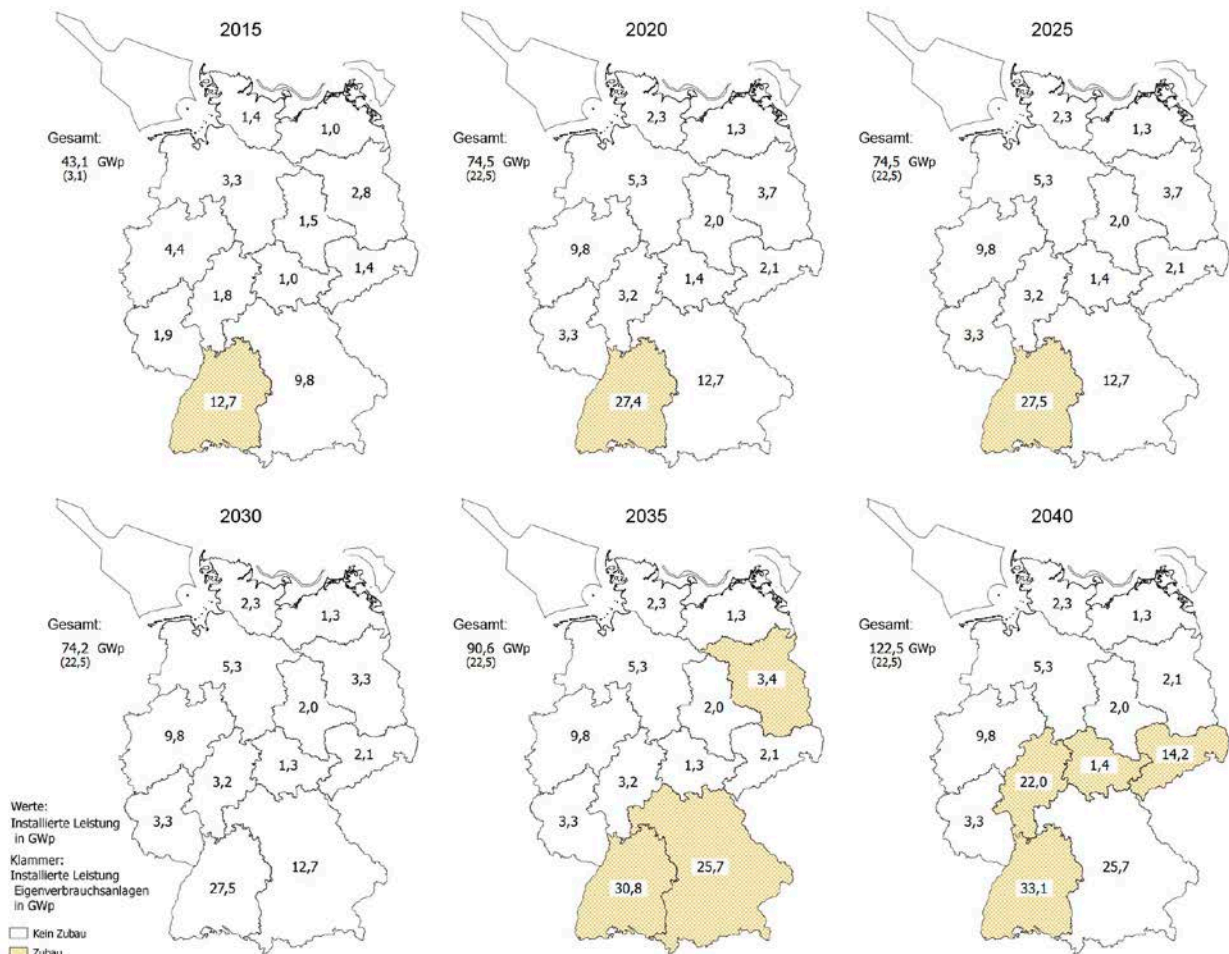


Abbildung 47: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Offshore (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

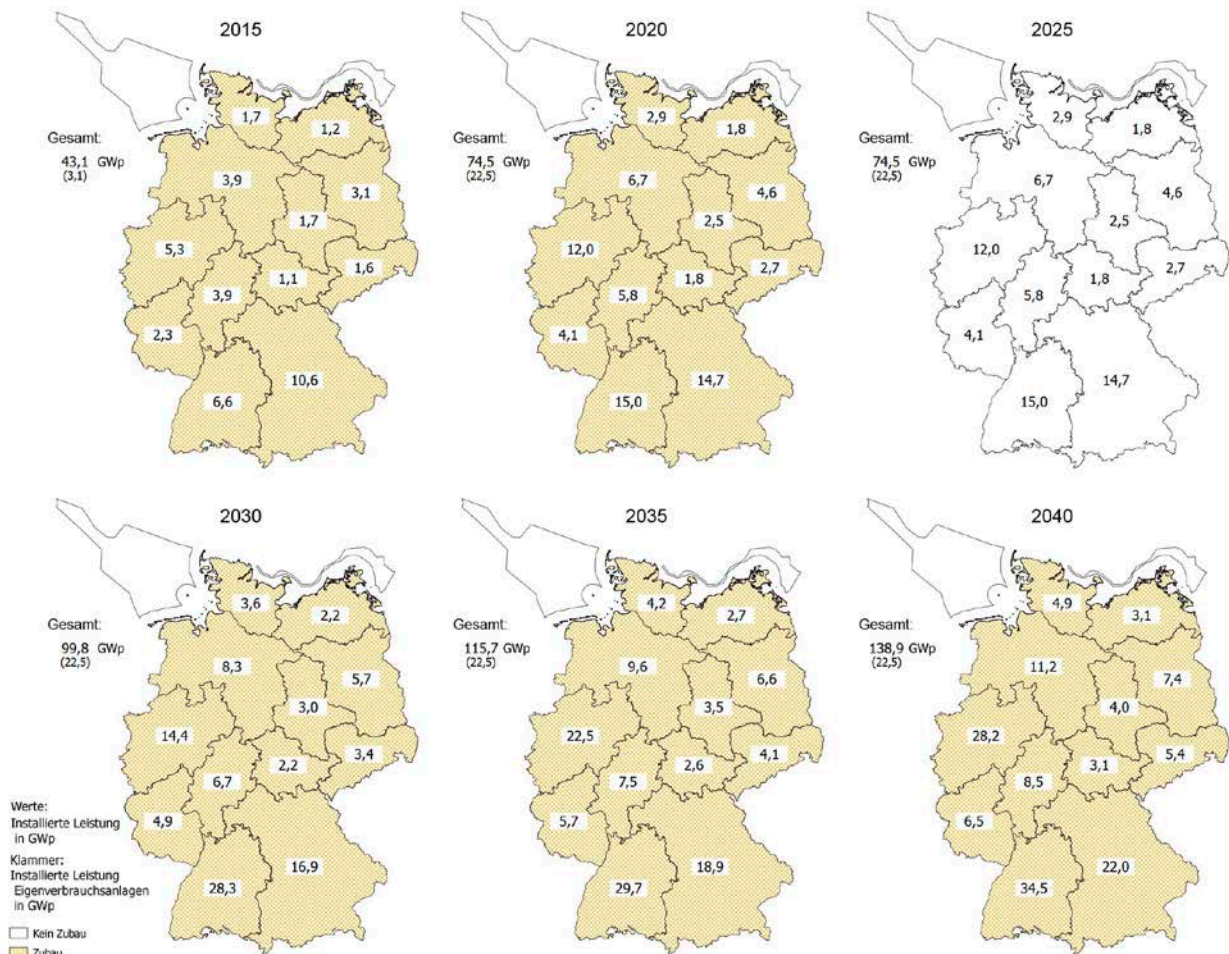


Abbildung 48: Installierte Leistung und Zubau von PV-Anlagen inkl. PV-Eigenverbrauchsanlagen für die verschiedenen Simulationsjahre Szenario Dezentral (Der Zubau der PV-Eigenverbrauchsanlagen ist nicht farblich markiert)

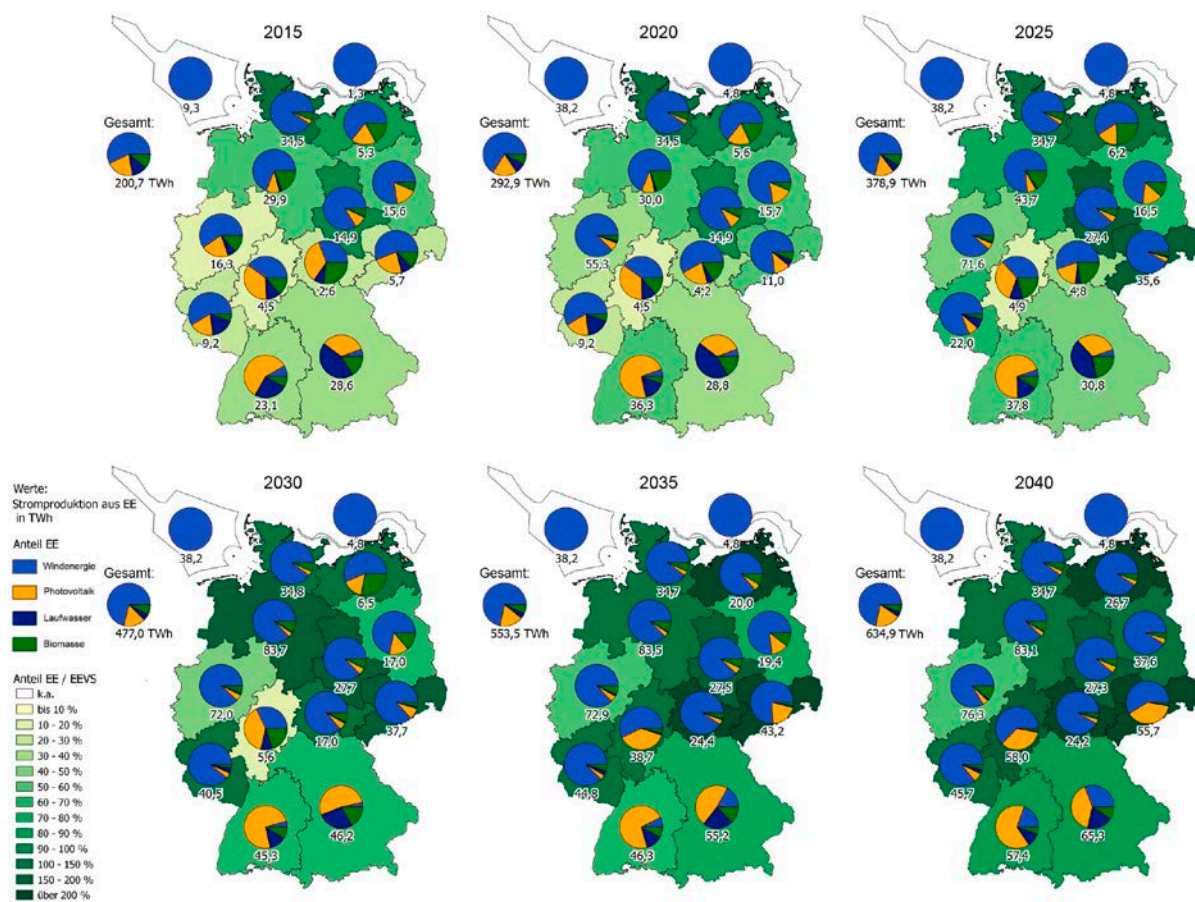


Abbildung 49: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Zentral

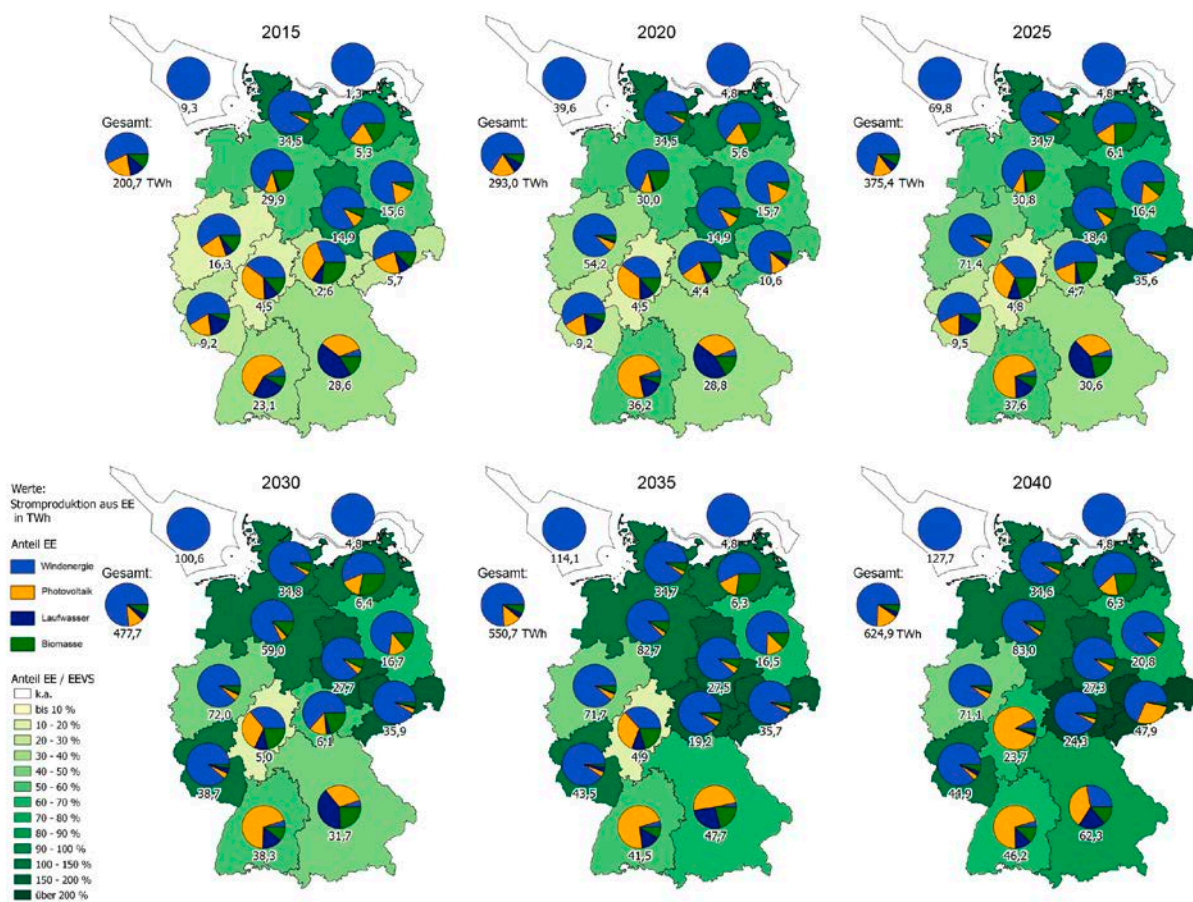


Abbildung 50: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Offshore

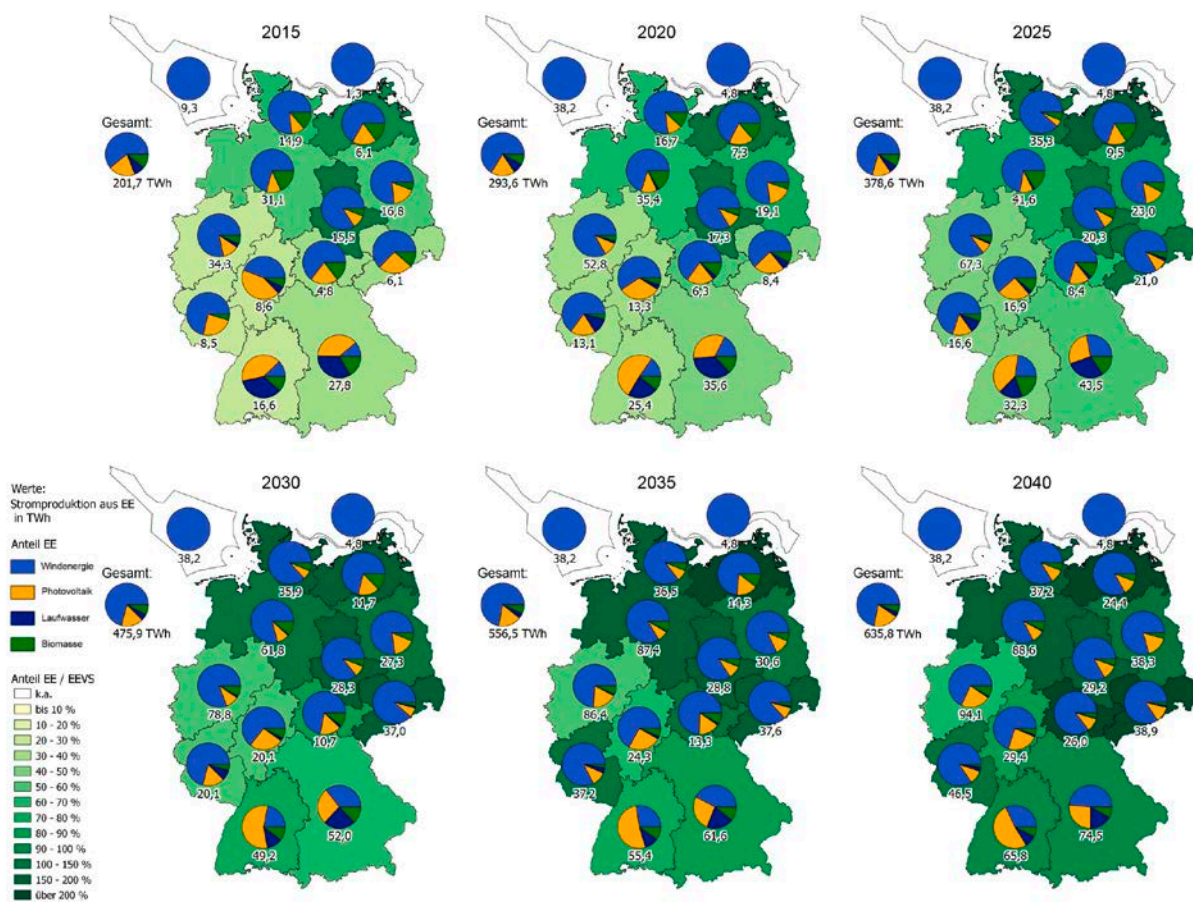
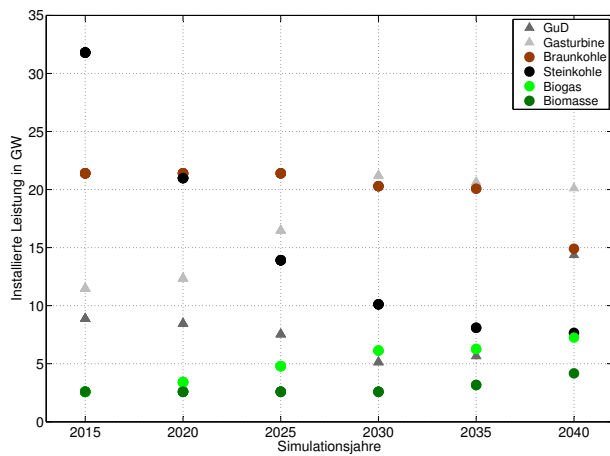
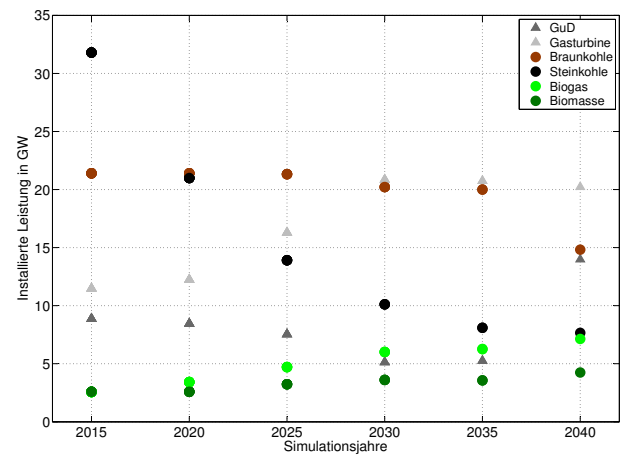


Abbildung 51: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und das Verhältnis zum Endenergieverbrauch Strom (EEVS) für alle Simulationsjahre Szenario Dezentral

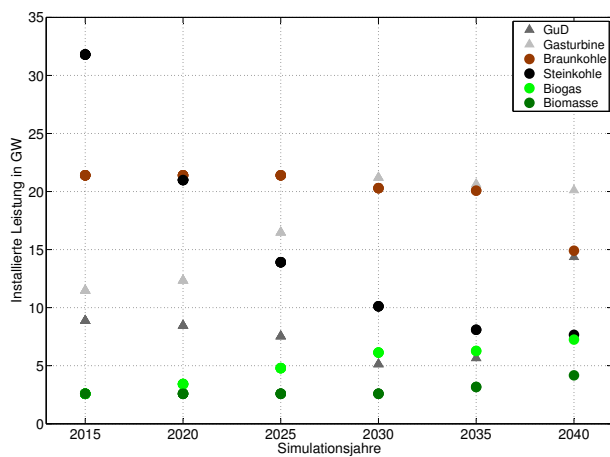


(a) Szenario Zentral

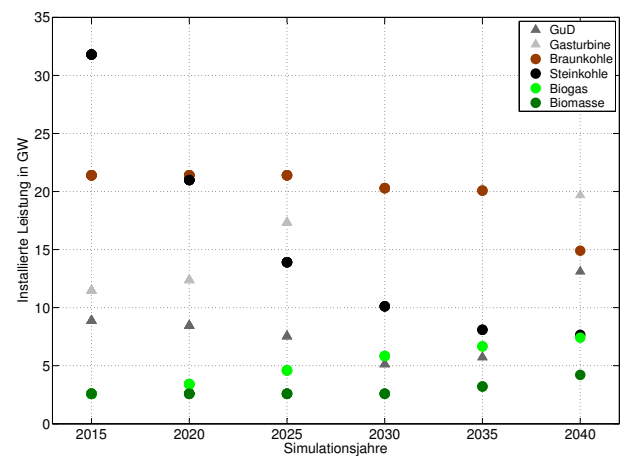


(b) Szenario Dezentral

Abbildung 52: Gesamtinstallierte Leistungen thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

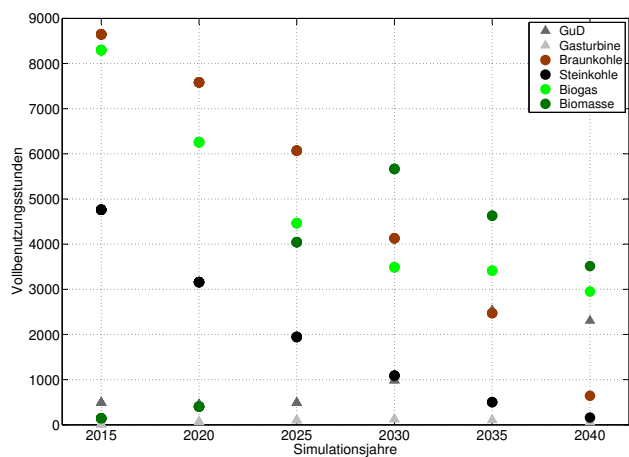


(a) Szenario Zentral

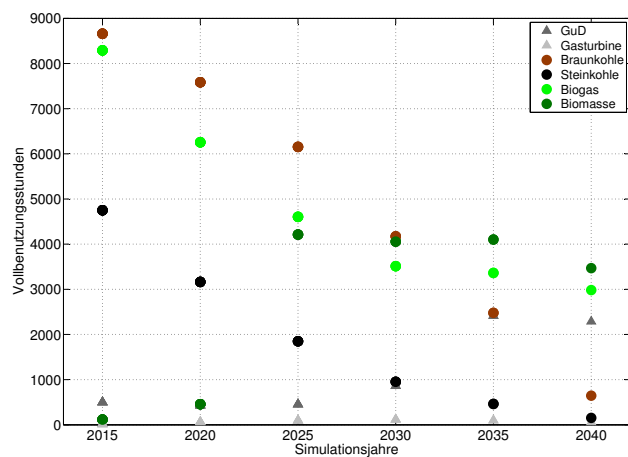


(b) Szenario Offshore

Abbildung 53: Gesamtinstallierte Leistungen thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

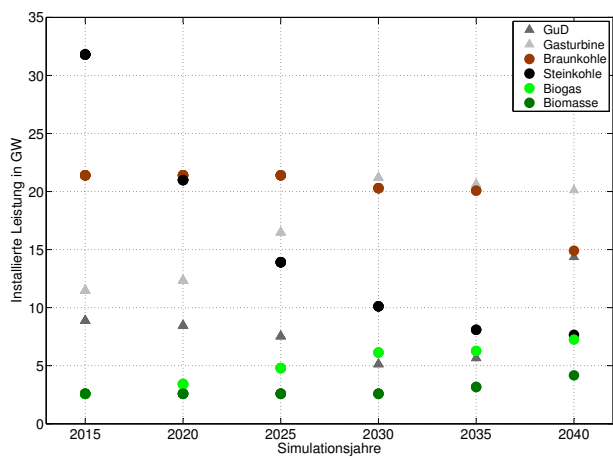


(a) Szenario Zentral

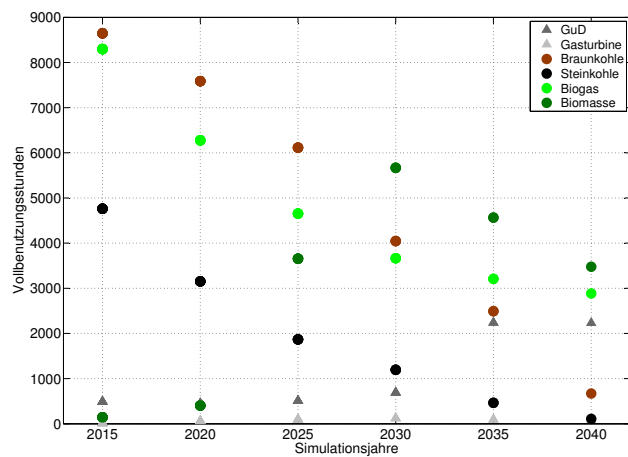


(b) Szenario Dezentral

Abbildung 54: Vollbenutzungsstunden thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

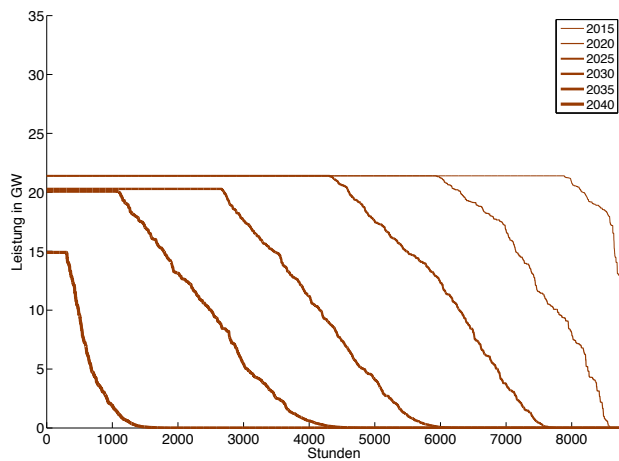


(a) Szenario Zentral

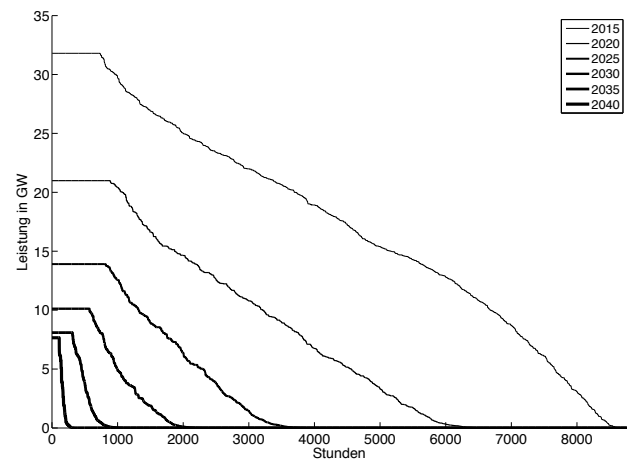


(b) Szenario Offshore

Abbildung 55: Vollbenutzungsstunden thermischer Kraftwerke für die verschiedenen Simulationsjahre

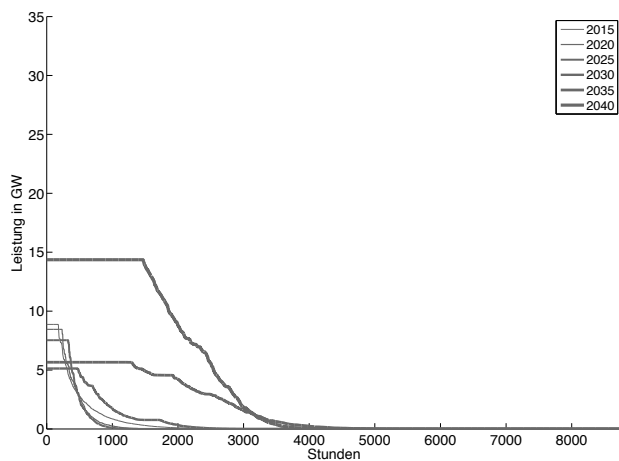


(a) Braunkohle

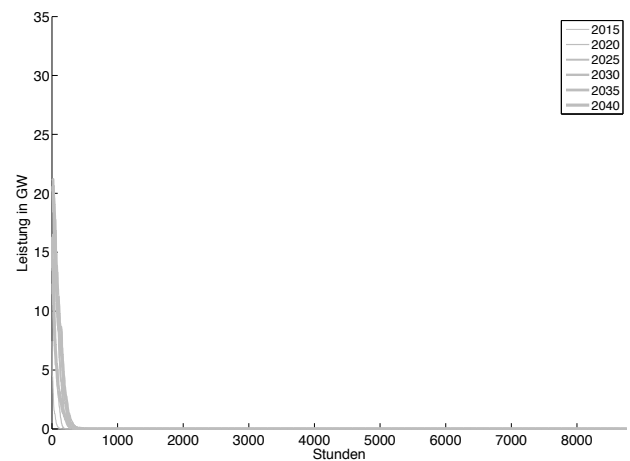


(b) Steinkohle

Abbildung 56: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040

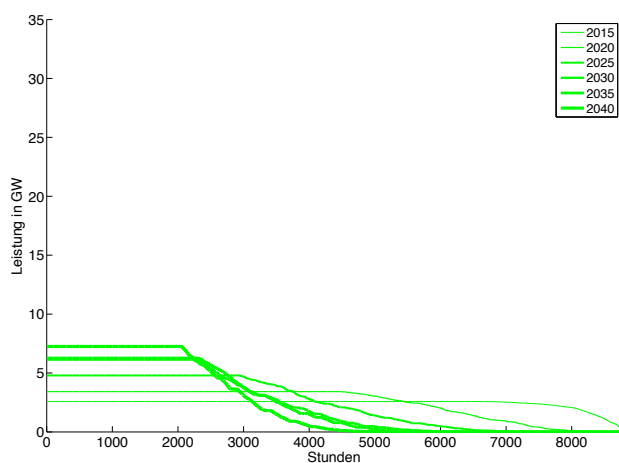


(a) GuD-Kraftwerk

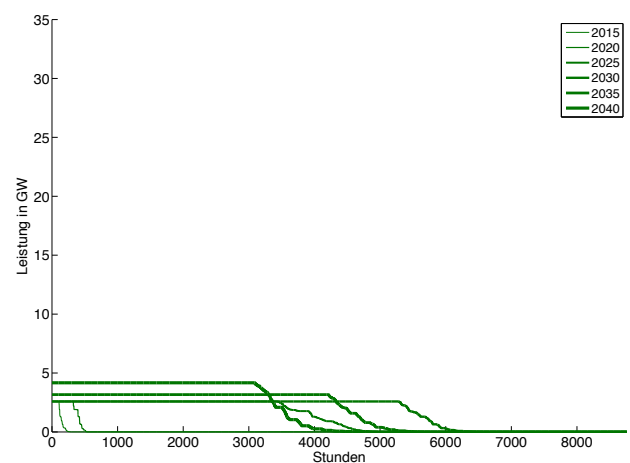


(b) Gasturbinenkraftwerk

Abbildung 57: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040



(a) Biogas-BHKW



(b) Biomassekraftwerk

Abbildung 58: Kraftwerkseinsatz in den Simulationsjahren 2015 bis 2040

Ergebnisse der installierten Leistungen und Kosten

Tabelle 15: Annahmen und Ergebnisse der installierten Leistungen Szenario Zentral

Szenario Zentral in GW	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Pumpspeicher	6	6	11	12	12	12	12
Elektrolyse	0	0	0	0	8	22	45
Batterie Eigenv. (GWh)	0	0	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Batterie (GWh)	0	0	0	0	0	0	3
Laufwasser	4	4	4	4	4	4	4
Wind Onshore	30	36	50	75	100	123	148
Wind Offshore	0	2	10	10	10	10	10
PV Eigenverbrauch	0	3,1	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
PV	32	40	52	52	75	94	117
Biogas	3	3	3	5	6	6	7
Biomasse	3	3	3	3	3	3	4
Braunkohle	21	21	21	21	20	20	15
Steinkohle	24	32	21	14	10	8	8
Gas Turbine	11	11	12	16	21	21	20
Gas GuD	9	9	8	8	5	6	14
Gasspeicher (GWh)	0	0	0	0	2330	6735	19786
Biogasspeicher (GWh)	0	38	254	587	819	1110	1668

Tabelle 16: Annahmen und Ergebnisse der installierten Leistungen Szenario Offshore

Szenario Offshore in GW	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Pumpspeicher	6	6	11	12	12	12	12
Elektrolyse	0	0	0	0	4	19	39
Batterie Eigenv. (GWh)	0	0	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Batterie (GWh)	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	4	4	4	4	4	4	4
Wind Onshore	30	36	49	63	87	101	113
Wind Offshore	0	2	10	17	24	27	30
PV Eigenverbrauch	0	3,1	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
PV	32	40	52	52	52	68	101
Biogas	3	3	3	5	6	7	7
Biomasse	3	3	3	3	3	3	4
Braunkohle	21	21	21	21	20	20	15
Steinkohle	24	32	21	14	10	8	8
Gas Turbine	11	11	12	17	20	20	20
Gas GuD	9	9	8	8	5	6	13
Gasspeicher (GWh)	0	0	0	0	1528	6515	18343
Biogasspeicher (GWh)	0	38	252	530	810	1337	2281

Tabelle 17: Annahmen und Ergebnisse der installierten Leistungen Szenario Dezentral

Szenario Dezentral in GW	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Pumpspeicher	6	6	11	12	12	12	12
Elektrolyse	0	0	0	0	6	22	45
Batterie Eigenv. (GWh)	0	0	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Batterie (GWh)	0	0	0	0	0	0	2
Laufwasser	4	4	4	4	4	4	4
Wind Onshore	30	36	50	74	99	122	147
Wind Offshore	0	2	10	10	10	10	10
PV Eigenverbrauch	0	3,1	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
PV	32	40	52	52	80	96	119
Biogas	3	3	3	5	6	6	7
Biomasse	3	3	3	3	4	4	4
Braunkohle	21	21	21	21	20	20	15
Steinkohle	24	32	21	14	10	8	8
Gas Turbine	11	11	12	16	20	20	19
Gas GuD	9	9	8	8	5	6	14
Gasspeicher (GWh)	0	0	0	0	1037	6488	19183
Biogasspeicher (GWh)	0	36	253	531	809	1043	1651

Tabelle 18: Ergebnisse: Kosten aller Technologien und Szenarien 2015 bis 2025

Mio €	2015			2020			2025		
	Zentral	Offshore	Dezent.	Zentral	Offshore	Dezent.	Zentral	Offshore	Dezent.
Pumpspeicher	187	187	187	424	424	424	446	446	446
Elektrolyse	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Methanisierung	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Batterie Eigenv.	15	15	15	921	921	921	918	918	918
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Laufwasser	323	323	323	323	323	323	323	323	323
Wind Onshore	4990	4990	5491	6697	6631	7205	9786	8274	10212
Wind Offshore	842	842	842	3289	3389	3289	3289	5453	3289
PV Eigenv.	406	406	406	2549	2549	2549	2549	2549	2549
PV	10028	10028	10028	11240	11240	11240	11203	11201	11202
Biogas	3300	3300	3299	3379	3378	3379	3508	3490	3501
Biomasse	369	369	364	417	417	449	1082	1012	1390
Braunkohle	9425	9425	9419	8614	8618	8595	7463	7496	7507
Steinkohle	12817	12817	12813	6548	6543	6576	3380	3319	3318
Gas Turbine	457	457	468	557	558	548	819	848	793
Gas GuD	988	988	997	915	915	922	837	849	819
Gasspeicher	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biogasspeicher	4	4	3	24	24	24	55	50	50
Leitungen	9168	9168	9174	9174	9174	9170	9211	9217	9180
Summe	53320	53320	53831	55071	55103	55614	54869	55445	55496

Tabelle 19: Ergebnisse: Kosten aller Technologien und Szenarien 2030 bis 2040

Mio €	2030			2035			2040		
	Zentral	Offshore	Dezent.	Zentral	Offshore	Dezent.	Zentral	Offshore	Dezent.
Pumpspeicher	446	446	446	446	446	446	446	446	446
Elektrolyse	219	115	183	597	505	510	1137	978	1080
Methanisierung	438	231	366	1217	1037	1045	2340	2029	2232
Batterie Eigenv.	628	628	628	625	625	625	550	550	550
Batterie	0	0	0	0	0	0	62	0	0
Laufwasser	323	323	323	323	323	323	323	323	323
Wind Onshore	12748	11124	13291	15540	12818	16242	18664	14263	19060
Wind Offshore	3284	7426	3284	3111	8091	3111	2657	8433	2657
PV Eigenv.	2549	2549	2549	2549	2549	2549	2401	2401	2401
PV	12188	10341	12414	9539	7404	9622	9246	7888	9252
Biogas	3635	3607	3623	3647	3685	3646	3740	3755	3729
Biomasse	1381	1380	1515	1457	1463	1509	1591	1596	1600
Braunkohle	5673	5612	5730	4428	4444	4426	2315	2329	2312
Steinkohle	1966	2028	1882	1304	1287	1294	1084	1062	1075
Gas Turbine	1101	1056	1043	838	805	809	769	753	773
Gas GuD	387	436	387	427	432	396	1084	989	1055
Gasspeicher	9	6	7	25	24	23	74	69	72
Biogasspeicher	77	76	74	105	126	98	157	215	166
Leitungen	9267	9288	9226	9254	9312	9234	9264	9299	9243
Summe	56318	56671	56973	55434	55376	55908	57905	57380	58025

