

# SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN

**BÜNDNIS 90  
DIE GRÜNEN**

IM ABGEORDNETENHAUS VON BERLIN



**BÜNDNIS 90  
DIE GRÜNEN**

IM BRANDENBURGER LANDTAG



# IMPRESSUM

Studie der Reiner Lemoine Institut GmbH im Auftrag der Fraktionen von  
BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag und im Berliner Abgeordnetenhaus

**Herausgeberin** Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag  
Am Havelblick 8  
14473 Potsdam  
Tel. 0331-966 1701  
Fax 0331-966 1702  
info@gruene-fraktion.brandenburg.de  
www.gruene-fraktion.brandenburg.de

**Studie unter** [www.gruenlink.de/d99](http://www.gruenlink.de/d99)

**Titelfoto** © lassedesignen - Fotolia.com

**ISBN** 978-3-9815807-0-9

Diese Publikation enthält Informationen über die parlamentarische  
Arbeit der Fraktionen und ist nicht zum Zweck der Wahlwerbung bestimmt.

# VORWORT DER HERAUSGEBERINNEN



**Axel Vogel**



**Ramona Pop**

Mit der vorliegenden Studie des Reiner-Lemoine-Instituts (RLI) halten Sie eine Expertise in der Hand, mit der die bündnisgrünen Fraktionen in Berlin und Brandenburg energiepolitisches Neuland betreten haben. Das von uns beauftragte RLI hat sich auf die Untersuchung von Prozessen zur langfristigen Umstellung der Energieversorgung auf 100 % erneuerbare Energien spezialisiert. Das RLI wurde von uns jedoch nicht nur damit beauftragt, erstmals Energieverbrauch und Energieversorgung in Berlin und Brandenburg gemeinsam zu betrachten und aufzuzeigen, wie schnell der Ausstieg aus der klimaschädlichen Braunkohleverstromung gelingen kann. Es hat auch die Voraussetzungen dafür herausgearbeitet, wie die Region Berlin-Brandenburg jede Minute im gesamten Jahresverlauf ihren Strom- und Wärmebedarf vollständig aus erneuerbaren Energien decken kann – unabhängig davon, ob der Wind gerade bläst oder die Sonne gerade scheint.

Die Ergebnisse sind ermutigend. Sie zeigen, dass die Bundesländer Berlin und Brandenburg ihren Elektrizitätsbedarf bis 2030 mit hier produziertem Ökostrom und bis 2050 auch ihren Wärmebedarf aus regionalen erneuerbaren Energieträgern vollständig decken können. Die Versorgungssicherheit kann auch bei einer Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien jederzeit und zu bezahlbaren Preisen gewährleistet werden. Und dies ist möglich, obwohl wir der Ausweitung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen klare Grenzen setzen wollen. Um eine weitere Gefährdung der Biodiversität zu verhindern, wollen wir die Biomassennutzung (bis auf lokal begrenzte Ausnahmen) in Brandenburg auf dem heutigen Stand einfrieren und in Berlin auf die Hälfte der von Vattenfall ursprünglich geplanten Menge reduzieren; um die nötige Akzeptanz in der Bevölkerung zu wahren, soll zugleich die Nutzung der Windenergiepotentiale auf 2 % der Brandenburger Landesfläche begrenzt werden.

Im zweiten Teil kommt das Gutachten bei der Betrachtung der Wärmeversorgung allerdings zu dem Schluss, dass wir angesichts des Handlungsdefizits der letzten Jahre mit den bislang verfügbaren Instrumenten die Wärmeversorgung unserer Gebäude nicht in dem gleichen Tempo wie bei der Stromversorgung auf erneuerbare Energiequellen umstellen können. Die Reduzierung des Kohlendioxid-Ausstoßes in der Wärmeversorgung ist jedoch eine klimapolitische Schlüsselfrage, weil allein hier 40 % der klimaschädlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland verursacht werden. Einen besonderen Fokus richten die GutachterInnen dabei auf die energetische Sanierung des Wohngebäudebestandes, da aufgrund fehlender Wärmedämmung und unzureichender Energieeffizienz in den Haushalten bislang 90 % der eingesetzten Energie für die Wärmeerzeugung verbraucht wird. Um den vorhandenen Wohnungsbestand in Berlin und Brandenburg bis zur Mitte des Jahrhunderts energetisch zu sanieren, müsste die derzeitige jährliche Sanierungsquote verdreifacht werden. Angesichts weltweit steigender Preise für fossile Energieträger wie Erdöl und Gas, wird eine effiziente und bezahlbare Wärmeversorgung im Wohnungssektor damit auch zu einem zentralen Element einer vorausschauenden und sozial nachhaltigen Daseinsvorsorge.

Die Ergebnisse der Untersuchungen des RLI sind ein klarer Handlungsauftrag an die Politik und geben uns eine gute Richtschnur für energiepolitische Prioritätensetzungen. An uns liegt es nun, die Ziele zu konkretisieren und Umsetzungsstrategien für unsere Bundesländer weiterzuentwickeln.

**Axel Vogel**

Fraktionsvorsitzender von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
im Brandenburger Landtag

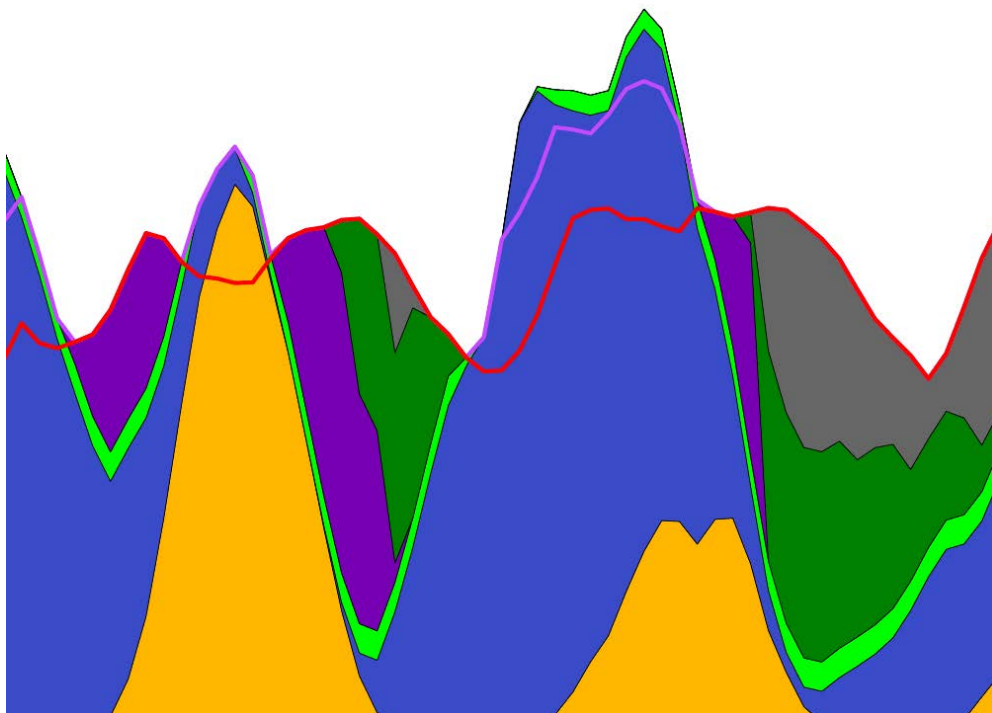
**Ramona Pop**

Fraktionsvorsitzende von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
im Berliner Abgeordnetenhaus



# **SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN**

Reiner Lemoine Institut gGmbH



# SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN

**Durchgeführt von** Reiner Lemoine Institut gGmbH  
Ostendstr.25  
12459 Berlin

**Projektverantwortliche** Prof. Dr.-Ing. Jochen Twele  
E-Mail: jochen.twele@rl-insitut.de

Dipl.-Ing. Berit Müller  
E-Mail: berit.mueller@rl-institut.de

Dipl.-Ing. (FH) Caroline Möller  
E-Mail: caroline.moeller@rl-institut.de

**unter Mitwirkung von** Dipl.-Ing. Markus Hlusiak  
Dipl.-Ing. Uwe Krien  
Dipl.-Ing. (FH) Michael Kastner

**Durchführungszeitraum** 01.08.2011 - 22.08.2012

Im Auftrag der Fraktionen BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag  
und im Abgeordnetenhaus von Berlin.

Stand 22.08.2012

# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>Abkürzungen</b>	<b>7</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>10</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>13</b>
<b>I. Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien</b>	<b>17</b>
1. Status Quo der Stromversorgung Brandenburgs und Berlins	18
2. Aufbau des Simulationsmodells (Mehr-Knoten-Modell)	18
3. Allgemeine Datengrundlagen und Annahmen für die Simulation der Szenarien	23
3.1. Energieeinsparung . . . . .	23
3.2. Lastprofil . . . . .	23
3.3. Windenergie . . . . .	25
3.4. Photovoltaik . . . . .	27
3.5. Bioenergie . . . . .	28
3.6. Im- und Export . . . . .	30
4. Entwicklung eines Alternativszenarios unter Berücksichtigung der Investitionskosten	31
4.1. Referenzszenario 2020 . . . . .	31
4.2. Alternativszenario 2020 . . . . .	32
4.2.1. Optimierung der zu installierenden Leistungen auf minimale Systemkosten	32
4.2.2. Ausgangsdaten für die Simulation des Alternativszenarios im Mehr-Knoten-Modell . . . . .	43
5. Ergebnisse und Auswertung	47
5.1. Lastdeckung durch Erneuerbare Energien und Bedarf an fossilen Kraftwerken .	47
5.2. Leitungsbelastung zwischen den Teilregionen . . . . .	56
6. Zielführende Maßnahmen und Ausblick	58
<b>II. Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien</b>	<b>61</b>

<b>7. Status Quo der Wärmeversorgung Brandenburgs und Berlins</b>	<b>62</b>
7.1. Situation in Deutschland . . . . .	62
7.2. Situation in Brandenburg und Berlin . . . . .	63
<b>8. Berechnungs- und Simulationsgrundlagen</b>	<b>68</b>
8.1. Ermittlung der Gebäudestruktur und des Heizlastverlaufs . . . . .	68
8.1.1. Haushalte . . . . .	71
8.1.2. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen . . . . .	73
8.1.3. Industrie . . . . .	75
8.2. Ermittlung der Heizungssysteme zur Deckung des Heizwärmebedarfs . . . . .	75
8.3. Weitere Datengrundlagen . . . . .	78
<b>9. Simulation von Wärmeversorgungsszenarien zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>80</b>
9.1. Auswirkungen von Gebäudesanierungsmaßnahmen . . . . .	80
9.2. Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger bis 2020 und 2030 . . . . .	84
9.2.1. Auswertung der Szenarien 2020 und 2030 . . . . .	87
9.2.2. Auswertung von Einzelmaßnahmen . . . . .	94
9.3. Gemeinsame Betrachtung der Strom- und Wärmeversorgung am Beispiel von Wärmepumpen . . . . .	96
<b>10. Zielführende Maßnahmen und Ausblick</b>	<b>97</b>
<b>Quellenverzeichnis</b>	<b>102</b>
<b>A. Anhang</b>	<b>109</b>
A.1. Übertragungsnetz in der Region Brandenburg-Berlin . . . . .	109
A.2. Kennwerte der Windkraftanlage Enercon E82 . . . . .	109
A.3. Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon E82 . . . . .	110
A.4. Wachstums- und Lernraten im Kostenszenario 1 . . . . .	110
A.5. Weitere Parameter für die Simulation im Ein-Knoten-Modell . . . . .	111



# ZUSAMMENFASSUNG

In der vorliegenden Studie wird in zwei Teilen untersucht, wie die Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann. Damit wird die bereits heute stark verknüpfte Region über die politischen Grenzen hinweg als eine Versorgungsregion betrachtet. Gleichzeitig soll die Einbeziehung der Wärmeversorgung, für die im Vergleich zur Stromerzeugung ca. 2,5 mal so viel Endenergie eingesetzt wird, es ermöglichen, Schnittstellen und Einsatzmöglichkeiten Erneuerbarer Energien in einem erweiterten Spektrum zu betrachten. Die erstellten Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen Erneuerbarer Energien reichen bis in die Jahre 2020 und 2030.

Im **ersten Teil** der Studie wird die Stromversorgung der Region betrachtet. Ziel der Untersuchung ist nicht die bilanzielle Betrachtung der Versorgung anhand von Jahressummen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Vielmehr soll die Versorgung in jeder Stunde des Jahres sichergestellt werden. Dafür werden zwei Simulationsumgebungen verwendet. Im ersten Schritt wird eine Optimierung der zu installierenden Erneuerbaren Energie- und Speichertechnologien auf minimale Systemkosten durchgeführt. Anschließend wird die zu untersuchende Gesamtregion in sechs Regionen unterteilt und eine Jahressimulation der Stromversorgung mit den zuvor in der wirtschaftlichen Optimierung ermittelten zu installierenden Leistungen durchgeführt. Anhand einer groben Betrachtung des Übertragungsnetzes wird die Netzauslastung in der Simulation berücksichtigt.

Mit den Szenarien wird der Ausbaubedarf für eine 100 %-ige Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin aus Erneuerbaren Energien aufgezeigt. Dafür werden knapp 12 GW installierte Wind-, 6 GW Photovoltaikleistung und Speicherkapazitäten in Höhe von rund 800 GWh benötigt. Von den Speicherkapazitäten entfallen nur ca. 5 GWh auf Batteriespeicher, während der Großteil durch Methanspeicher gedeckt wird. Die 100 %-ige Versorgung aus Erneuerbaren Energien wird auf das Jahr 2030 projiziert. Für das Jahr 2020 wird der Ausbaubedarf für eine 80 %-ige Versorgung aus Erneuerbaren Energien dargestellt. Hierfür werden 8,7 GW Wind- und 4,5 GW Photovoltaikleistung benötigt. Der Ausbau von Speichern konzentriert sich im 80 %-Szenario auf die Kombination Methanisierung/Gasspeicher. Gasspeicher werden in einer Größenordnung von rund 120 GWh benötigt.

Fossile Kraftwerke müssen auf dem Weg zu einer 100 %-igen erneuerbaren Energieversorgung vor allem flexibel sein, um die stark schwankende Residuallast nach Ausschöpfung aller erneuerbaren Ressourcen brennstoffsparend zu decken. Hierfür können vorrangig bestehende Erdgaskraftwerke zum Einsatz kommen. Ein Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken, die sich nicht vollständig regeln lassen, bei gleichzeitigem Ausbau und Vorrang Erneuerbarer Energien ist wirtschaftlich nicht realisierbar und ökologisch kontraproduktiv. Zusätzliche Erdgaskraftwerke werden im Alternativszenario 2020 in einer Größenordnung von rund 1000 MW installierter Leistung benötigt, unter der Annahme, dass alle sonstigen bestehenden fossilen Kraftwerkstypen nicht verwendet werden. Erdgaskraftwerke bieten den Vorteil, dass sie auch mit erneuerbar produziertem Methan betrieben werden können und damit eine Investitionssicherheit gegeben ist. Im Rahmen des betrachteten, auf den Austausch zwischen den Teilregionen reduzierten

Netzes, traten in der Simulation der alternativen Versorgungsszenarien kleine Engpässe bei den Übertragungskapazitäten bei der Versorgung Berlins auf.

Aus den Ergebnissen des ersten Teils der vorliegenden Studie ergeben sich notwendige Maßnahmen, wie z.B. Benchmarks für effiziente Geräte, Flächenausweisungen für Erneuerbare-Energie-Projekte, Maßnahmen zum Umbau des fossilen Kraftwerksparks hin zu Gaskraftwerken als System-Back-Up und das Forcieren vom Pilotanlagenbau im Speicherbereich. Es wird empfohlen, hier öffentliche Planungsprozesse zu wählen, um eine Beteiligung der BürgerInnen zu ermöglichen. Die Studie kann darüber hinaus jedoch nicht zur Bedarfsermittlung des Netzausbaus herangezogen werden, da sie das Gebiet Brandenburg-Berlin als autarkes Versorgungsgebiet betrachtet und damit nicht nur wichtige Übertragungsleitungen in die Nachbarländer, sondern auch Im- und Exporte vernachlässigt.

Der **zweite Teil** der Studie geht auf die Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin ein und zeigt, welche Auswirkungen die Sanierung von Gebäuden und der Einsatz von Erneuerbaren Energien auf die Einsparung von Treibhausgasen haben. Für diese Untersuchung werden die Länder Brandenburg und Berlin als jeweils eine Region betrachtet, da eine differenzierte Datengrundlage zumindest für das Land Brandenburg fehlt und so eine starke räumliche Auflösung, z. B. auf Landkreisebene, nicht stattfinden kann.

Aus den Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen des statistischen Landesamtes ergibt sich für die Region Brandenburg-Berlin ein Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung im Jahr 2008 von rund 260 PJ (72,5 TWh). Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung der Wohnungen ist, abgesehen von 1 % Biomasseanteil in der Fernwärme (jeweils in Brandenburg und Berlin) und 2,8 % Biomasseanteil in der dezentralen Wärmeversorgung in Brandenburg, bisher so gering, dass er in den betrachteten Statistiken nicht aufgeführt wird. Der Anteil der Wohnungen in Ein- und Mehrfamilienhäusern, die mit Fernwärme versorgt werden, liegt in Brandenburg bei 29 % und in Berlin bei 39 %. Von den Energieträgern, die für die Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommen, hat in Brandenburg die Braunkohle mit 65 % (Erdgas 32 %) und in Berlin das Erdgas mit 45 % (Steinkohle 33 %) den größten Anteil.

Die Simulation der beiden Regionen geschieht auf Basis des stündlichen Verlaufs der Heizlast. Dazu werden Daten zur Gebäudestruktur, zu den Sanierungsständen und den verschiedenen Heizungssystemen benötigt. Die Auswertung der Simulation erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt wird die Auswirkung der Gebäudesanierung als alleinige Maßnahme auf die CO<sub>2</sub>-Emission untersucht. Im zweiten Schritt wird untersucht, wie sich der Anteil an Erneuerbaren Heizungssystemen auf eine weitere Reduzierung der Emissionen auswirkt.

Bei der Simulation der Wärmeversorgung im Jahr 2030 konnte mit einer Gebäude-Sanierungsrate von 2 % eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 3,8 Mio t/a im Vergleich zum Istzustand gezeigt werden (absolute CO<sub>2</sub>-Emissionen im Istzustand: 14,7 Mio t/a); bei einer Sanierungsrate von 3 % waren es 5,8 Mio t/a. Eine Einsparung von weiteren 6 Mio t/a CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2030 ergab sich durch die Simulation des Szenarios „2 % Sanierungsrate“ mit folgenden Maßnahmen: Annahme einer Sanierungsrate der dezentralen Heizungen von jährlich 5 %, zusätzliche 700.000 t/a feste Biomasse in der Berliner Fernwärme, Nutzung der Abwärme aus den bestehenden Biogasanlagen Brandenburgs (436 GWh/a) und den zusätzlich vergärbaren

Reststoffen Berlins (48 GWh/a), Ersatz aller Kohle-, Nachtspeicher-, Ölelheizungen und Ölzentralheizungen jeweils zur Hälfte durch Wärmepumpen und Gasbrennwertkessel, Nutzung der tiefen Geothermie für den gesamten Fernwärmebedarf in Brandenburg und mit 144 GWh jährlich in Berlin, Nutzung der Solarthermie auf 10 % der dafür geeigneten Dachflächen sowie Einsatz des nutzbaren Anteils der Abwärme der mit erneuerbarem Methan betriebenen Backup-Kraftwerke aus dem Stromszenario. Der Anteil der Erneuerbaren Energien läge damit im Jahr 2030 bei 53 % in Brandenburg (mit einer 100 %-igen Fernwärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien) und bei 61 % in Berlin.

Die stark dezentrale Struktur im Wärmesektor macht es deutlich schwerer, die vorhandenen Potenziale, im Vergleich zum Stromsektor, zu nutzen. Die Vernetzung von vielen Erzeugern und Verbrauchern führt zu besseren Ausnutzungsraten von Erneuerbaren Energien. In der vorliegenden Studie wurde sowohl die Nutzung des Wärmenetzes wie auch die Nutzung des Stromnetzes, und damit der strombasierten Wärmeerzeuger, für die Einbindung der Erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung berücksichtigt. Hierzu ist jedoch zeitnah eine detaillierte Untersuchung notwendig, welche Systeme für die unterschiedlichen Bedingungen in Zukunft am nachhaltigsten sind. Insbesondere stehen hier systemtechnisch und ökonomisch optimierte Wärmenetze der elektrischen Wärmeversorgung gegenüber. Die Studie geht beispielsweise so weit, die Abwärme der Biogasanlagen (trotz der derzeitigen nicht vorhandenen Möglichkeit, diese Wärme zu nutzen aufgrund fehlender Nah- und Fernwärmenetze) voll einzurechnen; das vorhandene Potenzial der tiefen Geothermie wird jedoch nur im Rahmen des schon bestehenden Wärmenetzes eingebunden.

Abgesehen von dem fernwärmeversorgten Teil ist der Wärmesektor in der Wahl der Energieträger von den Entscheidungen jeder/s einzelnen Hausbesitzerin oder Hausbesitzers abhängig. Um diese in die notwendigen Umstrukturierungen einzubeziehen und zu aktivieren, ist ein verstärkter Einsatz von Fördermaßnahmen und Verordnungen erforderlich. Für ein Szenario, welches eine Umstellung auf Erneuerbare Energien innerhalb der nächsten 30 Jahre anstrebt, bedarf es neben Energieeinsparung durch Dämmung auch der zügigen Umrüstung der Heizkessel auf CO<sub>2</sub>-arme und erneuerbare Energieträger. Die Schlussfolgerung ist ein dringender Bedarf sowohl an Förderprogrammen, als auch an verpflichtenden Verordnungen, die es schaffen, in diesen dezentralen Bereich hinein zu wirken.

Aus den Recherchen, Analysen und Simulationen der Studie wird deutlich, dass die Potenziale Erneuerbarer Energien der Region Brandenburg-Berlin sehr groß sind. Wichtig ist, die für eine Umstellung auf Erneuerbare Energien notwendigen Maßnahmen ökonomisch zu priorisieren und daraus verbindliche Ziele und damit auch verbindliche Vorgaben zu formulieren.



## Abkürzungen

$\eta$	Wirkungsgrad
a	Jahr
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BSR	Berliner Stadtreinigungsbetriebe
BTU	Brandenburgische Technische Universität
BWE	Bundesverband WindEnergie e. V.
c-Si	kristallines Silizium
cap	Kapazität
EE	Erneuerbare Energien
EFH	Einfamilienhaus
el	elektrisch
EnEV	Energieeinsparverordnung
EW	Einwohner, Einwohnerin
FM	Frischmasse
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
ha	Hektar
HF	Havelland-Fläming
HKW	Heizkraftwerk
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

IÖW	Institut für ökologische Wirtschaftsforschung
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak
LCOE	levelised cost of electricity (Stromgestehungskosten)
LS	Lausitz-Spreewald
m	Meter
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt peak
NaS	Natrium-Schwefel
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
OS	Oderland-Spree
PB	Plattenbau
Pb	Blei
PE	Primärenergie
PJ	Petajoule
PO	Prignitz-Oberhavel
PV	Photovoltaik
RWTH Aachen	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
s	Sekunde
spez.	spezifisch

th	thermisch
TWh	Terrawattstunde
UB	Uckermark-Barnim
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
WE	Wohneinheit
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## Abbildungsverzeichnis

1.	Aufbau des Simulationsmodells - vereinfachte Darstellung . . . . .	20
2.	Teilregionen des Gebiets Brandenburg-Berlin . . . . .	21
3.	Im Simulationsmodell hinterlegte Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen . . . . .	22
4.	In den Simulationen der Alternativszenarien verwendeter Jahresverlauf der Last und Durchschnittslast der Region Brandenburg-Berlin (berechnet aus der im Jahr 2010 eingetretenen Leistungsnachfrage in der Regelzone des ÜNB 50Hertz)	24
5.	Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Mitte 2011), meteorologisches Jahr 2010 . . . . .	26
6.	Zweistellige Postleitzahlengebiete der Region Brandenburg-Berlin . . . . .	27
7.	Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Ende 2011), meteorologisches Jahr 2010 . . . . .	28
8.	Simulierter Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Bioenergie in der Region Brandenburg-Berlin (geregelter Einsatz bei Verwendung des Jahresverlaufs der Stromerzeugung aus Wind und PV im meteorologischen Jahr 2010) . . . . .	30
9.	Kostenentwicklung der Energieerzeugungs- und Speichertechnologien . . . . .	35
10.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 1 . . . . .	38
11.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus . . . . .	39
12.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus . . . . .	40
13.	Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus . . . . .	41
14.	Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus . . . . .	41
15.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus . . . . .	42
16.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus und unter Berücksichtigung von dezentralen Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen . . . . .	45
17.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Alternativszenario 2020 . . . . .	48
18.	Woche der Maximallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010) . . . . .	49



19.	Woche der Minimallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010) . . . . .	50
20.	Woche der höchsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010) . . . . .	51
21.	Woche der geringsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010) . . . . .	52
22.	Einsatzplan der fossilen Kraftwerke für die Residuallast am Beispiel der Wintermonate, Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010) . . . . .	53
23.	Jahresdauerlinie der fossilen Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast, Szenarien 2020 . . . . .	54
24.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Referenzszenario 2020 . . . . .	55
25.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Ein-Knoten-Modell, Alternativszenario 2030 . . . . .	55
26.	Belastung des Höchstspannungsnetzes zwischen den Teilregionen als Jahresdauerlinie, Alternativszenario 2020 . . . . .	56
27.	Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands nach Anwendungsbereichen, 2008 . . . . .	63
28.	Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands nach Sektoren und Anwendungsbereichen und Anteile des Anwendungsbereichs Wärme, 2008 . . . .	64
29.	Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs im Jahr 2008 und prozentuale Anteile der Sektoren in Brandenburg und Berlin . . . . .	66
30.	Brennstoffzusammensetzung der Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken und Heizwerken als Anteile an der Brennstoffwärme im Jahr 2010 . . . . .	67
31.	Spezifischer Heizlastverlauf eines Einfamilienhauses (Baujahr bis 1984) im sanierten und unsanierten Zustand, simuliert mit der Software TRNSYS 16.1 . . .	70
32.	Annahmen für die Anteile der Wohnungen mit elektrischer Warmwasserbereitung am Gesamtwohnungsbestand in Brandenburg und Berlin . . . . .	72
33.	Anteile der in der Simulation verwendeten Gebäudetypen an den beheizten Wohnflächen in Brandenburg und Berlin . . . . .	74
34.	Einfluss des Sanierungsstandards auf den Rebound Effect . . . . .	76
35.	Kalkulatorischer Istzustand der Wärmeversorgung in Brandenburg und Berlin (Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf) . . . . .	77
36.	Sanierung unterschiedlicher Gebäudetypen bis zum Jahr 2030 bei einer Sanierungsrate von 2 % bezogen auf die Gesamtwohnfläche . . . . .	81
37.	Reduzierung des fossilen Primärenergiebedarfs bei Sanierung ohne Veränderung der Heizungssysteme, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	82
38.	Reduzierung der CO <sub>2</sub> -Emission bei Sanierung ohne Veränderung der Heizungssysteme, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	83
39.	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen (bezogen auf den Jahreswärmebedarf als Nutzenergie) von Erdgasheizungen (sanierter Brennwertkessel) und Wärmepumpen .	86

40.	Reduzierung des fossilen Primärenergiebedarfs bei Sanierung und zusätzlichem Ausbau Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	89
41.	Reduzierung der CO <sub>2</sub> -Emission bei Sanierung und zusätzlichem Ausbau Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	90
42.	Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf, aufgeteilt auf die Regionen Brandenburg und Berlin und die Zieljahre 2020 und 2030, Sanierungsszenario 2 % . . . . .	92
43.	Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf im Jahr 2030, Sanierungsszenario 2 % . . . . .	93
44.	Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf der Gesamtregion Brandenburg-Berlin im Jahr 2030, Sanierungsszenario 2 % . . . . .	93
45.	Vergleich des fossilen Primärenergiebedarfs bei Durchführung von Einzelmaßnahmen, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	94
46.	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei Durchführung von Einzelmaßnahmen, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger . . . . .	95
47.	Leistungsbedarf der Wärmepumpen im Sanierungsszenario 2 % im Jahr 2020 der Überschussleistung des Alternativszenarios 2020 (aus: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien) gegenübergestellt	96

## Tabellenverzeichnis

1.	Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin	19
2.	Installierte Leistung Biogas und feste Biomasse in den Teilregionen . . . . .	29
3.	Überblick über die Investitionskosten ausgewählter Jahre . . . . .	37
4.	Installierte Leistungen Erneuerbare Energien und Speicher in der Region Brandenburg-Berlin, Szenarienübersicht . . . . .	42
5.	Für Photovoltaikanlagen geeignete Dachflächen in Berlin . . . . .	44
6.	Installierte Leistung Photovoltaik in MW in den Teilregionen . . . . .	44
7.	Installierte Leistung Wind in MW in den Teilregionen . . . . .	46
8.	Installierte Leistung Methanisierung in MW und Speicherkapazität in MWh in den Teilregionen, Alternativszenario 2020 . . . . .	47
9.	Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin und Summe der Erdgaskraftwerke . . . . .	54
10.	Endenergiebedarf und berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs im Jahr 2008 in PJ . . . . .	65
11.	Dezentrale Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Brandenburg im Jahr 2010 . . . . .	68
12.	Spez. Jahresheizwärmebedarfe in kWh/(m <sup>2</sup> *a) der verwendeten IWU-Gebäudetypen im unsanierten und sanierten Zustand . . . . .	69
13.	Annahmen für die Anteile der Wohnungen mit elektrischer Warmwasserbereitung; differenziert nach den verschiedenen Heizungssystemen, die zur Bereitstellung der Raumwärme verwendet werden . . . . .	71
14.	Skalierung des Endenergiebedarfs zur Deckung des Wärmebedarfs auf die Sektoren „Haushalte“ und GHD“ . . . . .	75
15.	Annahmen zu den Anteilen der Heizungsanlagen, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, im Istzustand und für die Jahre 2020 und 2030 . . . . .	78
16.	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren bezogen auf die Primärenergie und Primärenergiefaktoren (klimarelevanter Anteil) . . . . .	79
17.	Prozentpunkte erneuerbares Methan, das zur Reduzierung des fossilen Erdgas in der Fernwärme eingesetzt wird; Zielszenarien 2020 und 2030 . . . . .	88
18.	Zusammenfassung der Maßnahmen für die Zieljahre 2020 und 2030 . . . . .	91

## AUSGANGSSITUATION UND AUFGABENSTELLUNG

In ihrem Energiekonzept erklärt die Bundesregierung, dass Deutschland bis 2050 nur noch 5 bis 20 % der Treibhausgase emittiert, die noch 1990 in die Atmosphäre abgegeben wurden.<sup>1</sup> Um dieses Ziel tatsächlich zu erreichen, hieße das, die Emissionen aus der Energiewirtschaft praktisch auf null herabzusetzen, da ca. 17 % der Treibhausgasemissionen (2009) nicht aus dem Energiesektor stammen<sup>2</sup> und in weiten Teilen noch schwerer zu vermeiden sind.

Einen deutschlandweiten Plan, der einen Überblick gibt, welche Länder wieviel und welche Anlagenleistung installieren müssten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ohne dass der Strompreis über ein zumutbares Maß steigt, gibt es bisher nicht. Einzelne Bundesländer haben eigene Klima- und Energieziele formuliert, die jedoch nicht gemeinsam abgestimmt sind, um das bundesweite Ziel widerzuspiegeln.

Die Landesregierung Brandenburg hat beispielsweise in ihrer Energiestrategie 2020<sup>3</sup> die Ziele der Energieversorgung für das Jahr 2020 formuliert und im Februar 2012 die Energiestrategie 2030<sup>4</sup> beschlossen. In beiden Strategien steht neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien ein Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke Jänschwalde und Schwarze Pumpe im Fokus. Das Energiekonzept 2020 von Berlin nennt zwar Ziele für das Jahr 2050 (85 % der Treibhausgasemissionen von 1990) gibt jedoch keinen Ausblick, wie die Maßnahmen und Ziele für 2020 zu den Zielen von 2050 führen sollen. Das Zusammenspiel mit dem Brandenburger Konzept und den Brandenburger Zielen wird als Herausforderung beschrieben.

Die Brandenburger und die Berliner Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN haben die Herausforderung angenommen und die vorliegende Studie in Auftrag gegeben, die untersuchen soll, wie ein 100 %-iger Anteil Erneuerbarer Energien an der Strom- und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin zu schaffen ist. Dafür wird die Entwicklung der Länder Brandenburg und Berlin gemeinsam betrachtet. Brandenburg ist Energieland und Energieexporteur. In seiner Mitte liegt die Metropole Berlin als ein großer Energieverbraucher und mit deutlich weniger Potenzialen für den Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Gestaltung von Brandenburgs Energiewirtschaft ist demnach für beide Länder von großer Bedeutung.

---

<sup>1</sup>Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)

<sup>2</sup>Die Emissionen der sechs im Kyoto-Protokoll genannten Treibhausgase in Deutschland nach Quellkategorien: Landwirtschaft: 6,9 bis 7,9 %; Industrieprozesse: 7,6 bis 8,0 %; Abfallwirtschaft: 3,5 bis 1,3 % (jeweils 1990 bis 2009), aus: Umweltbundesamt (2011a).

<sup>3</sup>Landesregierung Brandenburg (2006)

<sup>4</sup>Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012a)

Diese Studie untersucht Aspekte einer Strom- und Wärmeversorgung der Region aus erneuerbaren Energiequellen mit dem Schwerpunkt der Fragestellung auf der Auswahl der Systemkomponenten und den dafür benötigten Flächen und Übertragungskapazitäten. Für den Stromsektor wurde dabei eine ökonomische Optimierung der eingesetzten Systeme vorgenommen.

Die vorliegende Studie gliedert sich in die zwei Teile „Strom“ und „Wärme“. **Teil 1** der Studie entstand im Rahmen der Entwicklung eines Simulationsmodells zur Berechnung von Stromversorgungsszenarien mit stündlicher Bilanzierung<sup>5</sup> und unter Berücksichtigung der Kapazitäten des Übertragungsnetzes. **Teil 2**, der sich der Wärmeversorgung widmet, entstand parallel zu einer detaillierten Wärmeversorgungsbetrachtung von Berlin, die für den BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.) erstellt wurde.

Ziel der Untersuchung der Stromversorgung ist es, Szenarien zu entwickeln, die die Versorgung in jeder Stunde des Jahres sicherstellen. Erneuerbare Energien und Speicher kommen dabei vorrangig zum Einsatz. Die Szenarien sollen Aufschluss darüber geben, inwieweit fossile Kraftwerksleistung bis 2020 und 2030 als Reserveleistung benötigt wird. Die Simulation erfolgt dabei autark für die Region Brandenburg-Berlin, d. h. ein Leistungsaustausch oder eine Durchleitung von Energie über die Grenzen der Gesamtregion wird nicht betrachtet.

In der vorliegenden Studie wird zunächst in Abschnitt 1 auf den Status Quo der Stromversorgung in beiden Ländern eingegangen. Anschließend wird im Abschnitt 2 die Funktionsweise des Simulationsmodells erläutert und der Bezug zur Region Brandenburg-Berlin dargestellt. Abschnitt 3 stellt weitere Datengrundlagen und Annahmen für die Simulation vor. In Abschnitt 4 wird ein Szenario für das Jahr 2020 (Alternativszenario 2020), das alternativ zur Energiestrategie 2020 der Landesregierung Brandenburg auf Braunkohlekraftwerke verzichtet, und ein Szenario für das Jahr 2030 (Alternativszenario 2030), was auf eine vollständige Lastdeckung durch Erneuerbare Energien setzt, entwickelt. Die Entwicklung der Szenarien wird anhand einer ökonomischen Optimierung durchgeführt. Dies bedeutet, dass zu installierende Erzeugungs- und Speicherkapazitäten ermittelt werden, indem für jeden vorgegebenen Lastdeckungsanteil Erneuerbarer Energien auf minimale Systemkosten optimiert wird. Vergleichend wird eine Simulation mit den Ausbauzielen der Landesregierung Brandenburg für das Jahr 2020 (Referenzszenario 2020) gegenübergestellt. Hierbei wird auch auf die Ausbauziele Berlins anhand der Angaben im Energiekonzept 2020 des Landes Berlin<sup>6</sup> zurückgegriffen. Die Ergebnisse aller Szenariensimulationen werden anschließend im Abschnitt 5 ausgewertet. Abschnitt 6 zeigt Maßnahmen auf, um die Ziele der Alternativszenarien zu erreichen.

Im zweiten Teil werden Szenarien für die Wärmeversorgung mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien, ebenfalls bezogen auf die Jahre 2020 und 2030, entwickelt. Die Szenarien sind im Gegensatz zu den Szenarien des ersten Teils bisher nicht auf wirtschaftlicher Grundlage untersucht und können nur als Grundlage für weitergehende Lösungsansätze herangezogen werden.

---

<sup>5</sup>Die zeitlich aufgelöste Bilanzierung ist nicht zu verwechseln mit einer Betrachtung der bilanziellen Versorgung anhand von Jahressummen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Der Unterschied zwischen beiden Betrachtungsweisen kann stark variieren, abhängig von der installierten Leistung der einzelnen Erneuerbaren Energietechnologien und den vorhandenen Speicherkapazitäten.

<sup>6</sup>Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)

Sie geben einen Überblick, wie stark sich die Sanierung von Gebäuden und die Wärmeerzeugung aus verschiedenen Erneuerbaren Energien und anderen klimafreundlichen Wärmeerzeugern auf die Einsparung von Treibhausgasemissionen auswirken. Die Ergebnisse bilden eine Grundlage für Diskussionen und Entscheidungsprozesse.

Die Wärmeversorgung der Länder Brandenburg und Berlin wird anhand der jeweils gesamten Region dargestellt. Die verwendete Datengrundlage für Berlin zur Abbildung des aktuellen Zustands der Wärmeversorgung stammt hauptsächlich aus dem von der Senatsverwaltung Berlin online zur Verfügung gestellten FIS-Broker<sup>7</sup>, in dem Daten zu Anteilen der Heizungssysteme an den beheizten Flächen aufgelöst auf Wohnblockebene vorhanden sind. Für Brandenburg ist eine derart detaillierte Datengrundlage nicht vorhanden, weshalb eine starke räumliche Auflösung als nicht sinnvoll erachtet wurde. In der Untersuchung Berlins ist eine Betrachtung auf Wohnblock-, Stadtgebiets- oder Bezirksebene möglich. In der vorliegenden Studie wird jedoch hierauf zunächst verzichtet und Berlin, ebenso wie die Gesamtregion Brandenburg, als eine Region behandelt. Verbesserungen und Differenzierungen der Untersuchungen auf mehr als zwei Regionen sind bei differenzierterer Datengrundlage, die insbesondere für Brandenburg notwendig ist, möglich.

Im zweiten Teil wird zunächst der Status Quo der Wärmeversorgung Brandenburgs und Berlins, soweit aus den Datengrundlagen abbildbar, dargestellt. In Abschnitt 8 folgt eine Darstellung der Berechnungs- und Simulationsgrundlagen. Anschließend werden in Abschnitt 9 die Auswirkungen von verschiedenen Gebäudesanierungsraten und von Energieträgerwechseln sowie der Kombination dieser Maßnahmen auf den Primärenergieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Jahren 2020 und 2030 betrachtet. Auch der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung in den genannten Zeiträumen wird dargestellt. Im Abschnitt 10 werden Maßnahmen zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Wärmeversorgung, die sich aus den Ergebnissen der Studie ableiten, zur Diskussion gestellt.

---

<sup>7</sup>Fachübergreifendes InformationsSystem (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (a))

# **Teil I.**

## **Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien**

# 1. STATUS QUO DER STROMVERSORGUNG BRANDENBURGS UND BERLINS

Brandenburg deckt seinen Strombedarf<sup>8</sup> (15 TWh im Jahr 2008)<sup>9</sup> bilanziell bereits zu über 60 % aus Erneuerbaren Energien.<sup>10</sup> Zum Vergleich: In Deutschland wurde im Jahr 2011 erstmalig ein Anteil von 20 % der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch verzeichnet. Der Hauptanteil an der Erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt durch Windkraftanlagen. Mitte des Jahres 2011 waren in Brandenburg 4.470 MW installiert.<sup>11</sup> Die installierte Photovoltaikleistung betrug Ende 2011 1.240 MW.<sup>12</sup> Weitere in Brandenburg installierte Erneuerbare Energien sind Bioenergie mit rund 350 MW und Wasserkraft mit rund 5 MW<sup>13</sup> installierter Leistung.

In Berlin ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (13,4 TWh im Jahr 2008)<sup>14</sup> mit rund 40 MW installierter Photovoltaik- und 2 MW installierter Windkraftleistung derzeit noch verschwindend gering. Berechnungen aus der Energiebilanz Berlin für das Jahr 2008<sup>15</sup> ergeben, dass die fossilen Energieträger wie Steinkohle, Braunkohle, Heizöl und Erdgas und die Stromproduktion aus Abfällen rund 66 % der Stromversorgung ausmachen. Erneuerbare Energieträger sind nur zu rund 2 % an der Deckung des Strombedarfs beteiligt. Einen großen Anteil haben hierbei die Biomasse und die biogenen Abfälle mit rund 1,8 %. Die restlichen 32 %, die zur Deckung des Strombedarfs notwendig sind, werden importiert.

Der Anteil des aus Braunkohle gewonnenen Stroms betrug in Brandenburg fast 230 % des Stromverbrauchs im Jahr 2010. Dies macht deutlich, dass der größte Anteil des Braunkohlestroms exportiert und nicht zur Deckung des Strombedarfs in Brandenburg benötigt wird.

Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die installierten fossilen Kraftwerke in Brandenburg und Berlin.

## 2. AUFBAU DES SIMULATIONSMODELLS (MEHR-KNOTEN-MODELL)

Die Vorgehensweise zur Deckung der Stromnachfrage (Last) im Simulationsmodell ist als Blockdiagramm in Abbildung 1 vereinfacht dargestellt. Im ersten Schritt wird versucht, die in der

<sup>8</sup>Gemeint ist hier und im Folgenden der Nettostromverbrauch.

<sup>9</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a)

<sup>10</sup>Berechnet aus der Energiebilanz 2008 (Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a)) und hochgerechnet für das Jahr 2010 mit der Jahresstromproduktion durch Erneuerbare Energien im Jahr 2010 (Agentur für Erneuerbare Energien (2011)). Für das Jahr 2010 wird fast 60 % erreicht. Es wird angenommen, dass die Deckung derzeit (insbesondere durch den starken Zubau an Photovoltaik im letzten Jahr) bei über 60 % liegt.

<sup>11</sup>The Windpower (2011)

<sup>12</sup>Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)

<sup>13</sup>Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

<sup>14</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)

<sup>15</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)



Tabelle 1: Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin

	<b>Brandenburg</b>	<b>Berlin</b>
Braunkohle	4.500	160
Steinkohle	0	650
Erdgas	870	1.150
Mineralöl	190	280
Sonstige	120	120
gesamt	5.680	2.360

Quellen: (Bundesnetzagentur, 2011), (Landesamt für Bauen und Verkehr, 2010)

jeweiligen Stunde des Jahres auftretende Last durch unregelbare Erneuerbare Energien wie Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik zu decken. Aufgrund ihrer starken Abhängigkeit von meteorologischen und hydrologischen Gegebenheiten stehen sie vorrangig für die Lastdeckung zur Verfügung. Im zweiten Schritt kommen Biogasanlagen zum Einsatz. Biogasanlagen können, durch die Möglichkeit, das erzeugte Biogas zu speichern, geregelt eingesetzt werden. Diese Möglichkeit wird zugunsten einer besseren Ausnutzung der Potenziale unregelbarer Erneuerbarer Energien im Simulationsmodell genutzt. Die Speicherkapazität der Biogasspeicher ist begrenzt, üblicherweise auf 24 h. Darüber hinausgehende Speicher werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Biogasanlagen werden im Simulationsmodell unregelbar sobald ihr Speicher voll ist. Nach dem geregelten oder ungeregelten Einsatz der Biogasanlagen werden Speicher je nach Lastsituation be- oder entladen. Die Art der Speicher wird über den Wirkungsgrad und die Speicherreichweite, d. h. die mögliche Be- und Entladezeit bei jeweils maximaler Be- oder Entladeleistung, definiert. Konnte die Last durch Erneuerbare Energien vollständig gedeckt werden und steht noch überschüssige unregelbare Erneuerbare Energie zur Verfügung, werden die Speicher unter Berücksichtigung der Speicherkapazität und der maximalen Ladeleistung beladen. Reichen die unregelbaren Erneuerbaren Energien und der geregelte Einsatz der Biogasanlagen nicht zur Deckung der Last aus, wird den Speichern Energie entnommen. Mit einem sich anschließenden geregelten Einsatz von Biomassekraftwerken wird die Last ausgeglichen, für deren Deckung der Einsatz der Biogasanlagen und des Speichers nicht ausreichte. Die Speicherkapazität fester Biomasse wird im Gegensatz zu Biogas als unbegrenzt angenommen, weshalb sie als Backup-System nach Nutzung aller anderen erneuerbaren Ressourcen eingesetzt wird. Begrenzend auf die Regelbarkeit wirkt hier nur die installierte Leistung der Kraftwerke. Übrig bleibt die Last, für deren Deckung die erneuerbaren Ressourcen und Speicher nicht ausreichen und eine Reserveleistung fossiler Kraftwerke notwendig ist (Residuallast).

Alle Simulationsschritte werden zum einen zeitlich aufgelöst über die Stunden des Jahres betrachtet. Zum anderen wird eine räumliche Verteilung der Erzeugungs- und Lastprofile in einem „Mehr-Knoten-Modell“ abgebildet. Das bedeutet, dass das in der Realität stark verzweigte Stromnetz vereinfachend zu mehreren Knoten zusammengefasst wird. Im Gegensatz zu einem „Ein-Knoten-Modell“, das nur einen Knoten als modellhafte Darstellung verwendet, können

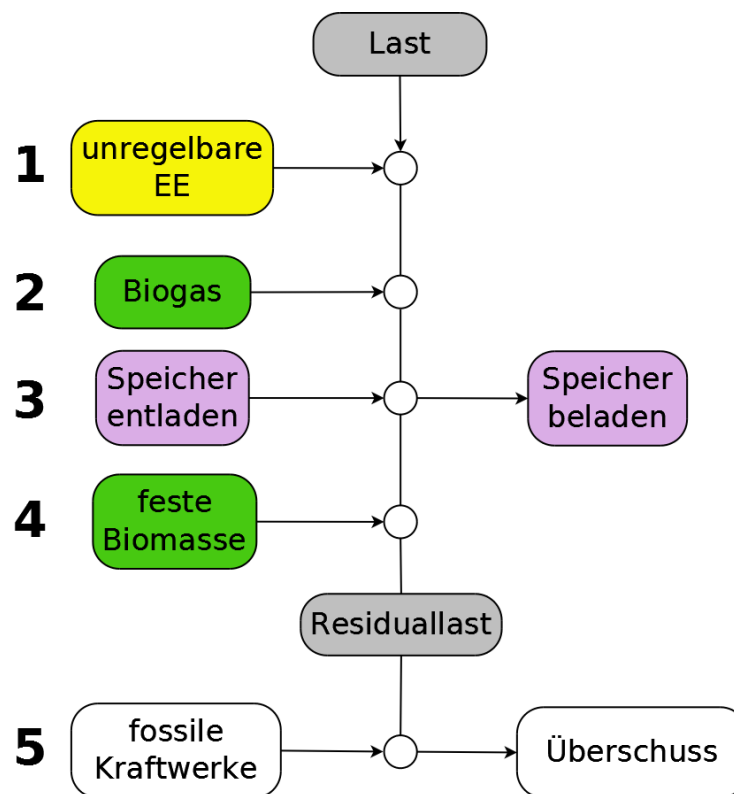


Abbildung 1: Aufbau des Simulationsmodells - vereinfachte Darstellung

Lastprofile differenzierter betrachtet, die Erzeugungs- und Speicherkapazitäten besser verteilt und die Übertragungskapazitäten des Netzes berücksichtigt werden.

Das in dieser Studie betrachtete Gebiet Brandenburg-Berlin wurde zu sechs Knoten zusammengefasst, die sich an geographisch darstellbaren Teilregionen orientieren. Berlin ist dabei eine Region. Die Teilregionen Brandenburgs entsprechen den fünf Regionalen Planungsgemeinschaften Prignitz-Oberhavel (PO), Uckermark-Barnim (UB), Oderland-Spree (OS), Lausitz-Spreewald (LS) und Havelland-Fläming (HF) (vgl. Abbildung 2). Die Simulationsschritte 1 bis 5, dargestellt in Abbildung 1, beinhalten nicht nur die Deckung der Last in der jeweils eigenen Region, sondern auch den Austausch von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten mit den anderen Regionen, wobei der Austausch zwischen Nachbarregionen Vorrang vor dem Austausch zwischen Nichtnachbarregionen hat. Die Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen orientieren sich am Höchstspannungsnetz des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz<sup>16</sup> und sind der begrenzende Faktor für den Austausch. Der geplante Ausbau des Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2014<sup>17</sup> wurde berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die Übertragungskapazitäten, die im Simulati-

<sup>16</sup>50Hertz Transmission GmbH (2010)

<sup>17</sup>Dies betrifft die Uckermarkleitung (380 kV), die als Erweiterung zur bestehenden 220-kV-Leitung gebaut wird, und den 380-kV-Nordring-Berlin, der die bestehende 220-kV-Leitung ersetzt (50Hertz Transmission GmbH (2011b,a)).

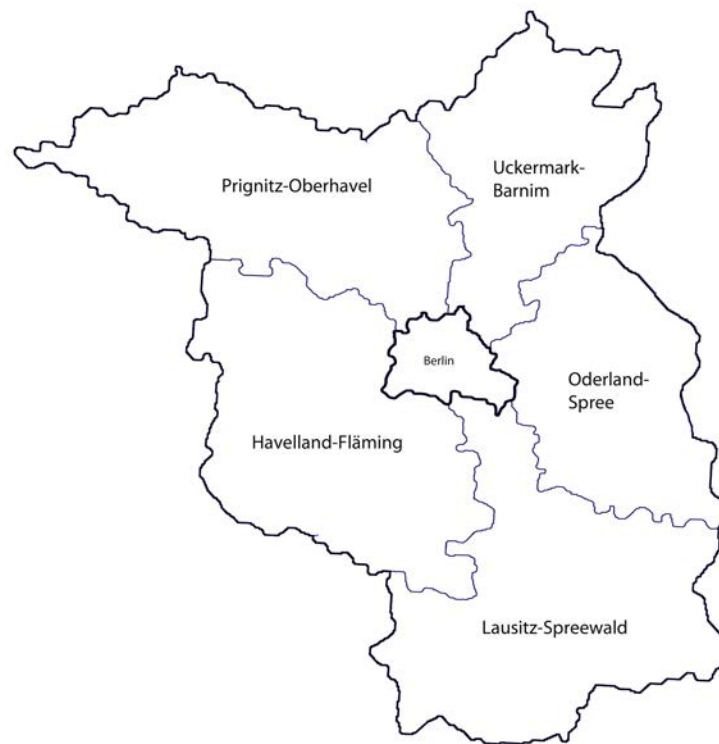


Abbildung 2: Teilregionen des Gebiets Brandenburg-Berlin

onsmodell hinterlegt sind. Die Werte basieren auf eigenen Berechnungen und Annahmen<sup>18</sup> und liegen im Rahmen allgemeiner Aussagen der NetzbetreiberInnen. Eine Karte mit dem Höchstspannungsnetz in Brandenburg und Berlin befindet sich im Anhang A.1.

Der Betrachtung des Netzes liegt die Annahme zugrunde, dass die Netze der Mittel- und Hochspannungsebene innerhalb der einzelnen Teilregionen in der Lage sind, den kompletten Lastfluss zu bewältigen. Hier sei auf die Netzstudie der BTU Cottbus verwiesen, die einen notwendigen Netzausbau für das Hochspannungsnetz quantifiziert.<sup>19</sup>

Die Verteilung der Erzeugungs- und Speicherüberschüsse in Nachbar- und Nichtnachbarregionen erfolgt jeweils in mehreren kleinen Schritten und ist auf den Lastdeckungsbedarf im Verhältnis zu den Speicherständen in der jeweiligen Region optimiert. Dadurch wird gewährleistet, dass z. B. im Simulationsschritt 3 (Energieverteilung aus Speichern) Teilregionen mit geringem Biomassesspeicherstand vorrangig Energie beziehen. Teilregionen mit höherem Biomassesspeicherstand können ihren Bedarf im nächsten Simulationsschritt tendenziell selbst decken und die Netze werden entlastet.

<sup>18</sup>Für die vereinfachten Berechnungen der Übertragungskapazität wurde eine Dauerstrombelastbarkeit von 840 A und ein Leistungsfaktor ( $\cos \varphi$ ) von 0,8 angenommen. Für beide Spannungsebenen wurde jeweils von 3 Leiterseilen ausgegangen. Die Kabelverbindung durch Berlin (Transversale) hat eine Übertragungsleistung von 1.100 MW (vgl. Vattenfall Europe AG (2005)). Bei der Verbindung der Teilregionen wurden einzelne Leitungen zu jeweils einer Ersatzleitung zusammengefasst.

<sup>19</sup>Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

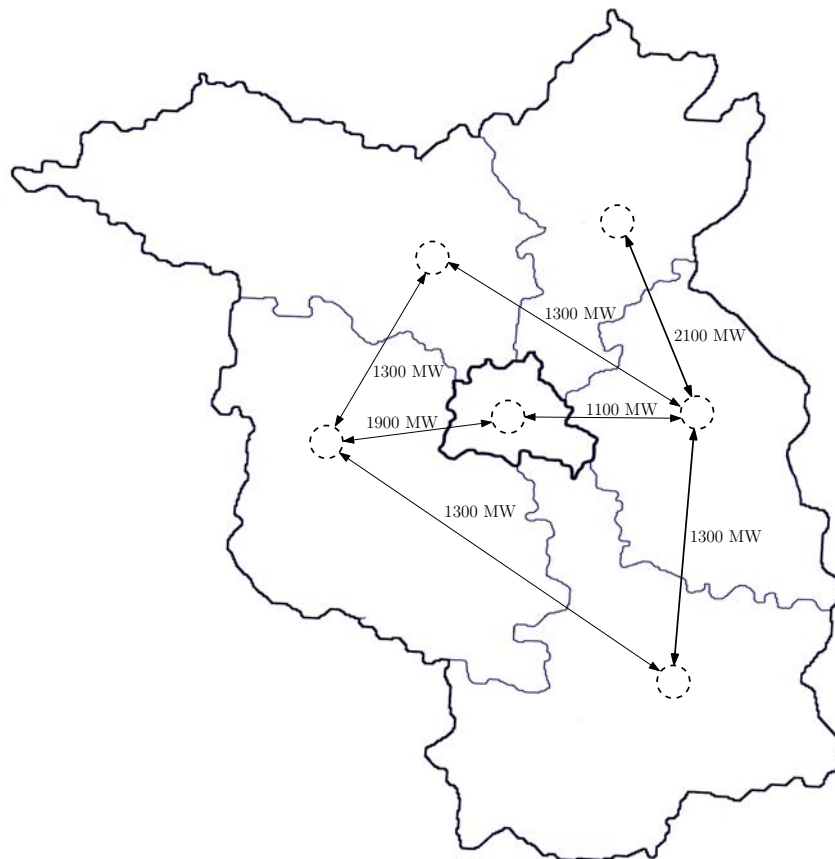


Abbildung 3: Im Simulationsmodell hinterlegte Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen

### 3. ALLGEMEINE DATENGRUNDLAGEN UND ANNAHMEN FÜR DIE SIMULATION DER SZENARIEN

Im Folgenden werden die Datengrundlagen vorgestellt, die im Simulationsmodell verwendet werden. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird auf die Technologien Windkraft und Photovoltaik fokussiert. Die Erzeugung von Strom aus Bioenergie wird, wie bereits in Kapitel 2 erläutert, als regelbare Energie in der Simulation genutzt, ein Ausbau wird jedoch nicht weiter vorangetrieben. Wasserkraft und Geothermie bleiben in allen Szenarien unberücksichtigt.<sup>20</sup> Vergleichswerte der installierten Leistungen des Istzustands werden möglichst aktuell wiedergegeben. Aufgrund unterschiedlicher Aktualisierungsstände können sich die Jahresangaben der Quellen einzelner Technologien unterscheiden.

#### 3.1. Energieeinsparung

Bei der Simulation aller Szenarien wird von einer Verbrauchsreduktion von 20 % gegenüber dem Jahr 2010 ausgegangen. Dieser Annahme liegt die Motivation zugrunde, dass sich die Möglichkeiten, eine zukunftsfähige Energieversorgung zu gestalten, nicht nur auf die Erzeugerseite beschränken dürfen. Beide Seiten, Erzeugung und Last, müssen berücksichtigt werden, um die Flächen, die der Ausbau Erneuerbarer Energien benötigt, nicht unverantwortlich in die Höhe zu treiben. Lt. VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.) ist beispielsweise bei Nutzung aller Potenziale und ohne einen Zuwachs an Elektrogeräten eine Senkung des Energieverbrauchs um etwa 40 % bis zum Jahr 2025 möglich.<sup>21</sup>

#### 3.2. Lastprofil

Zur Generierung der Lastprofile, d. h. der stündlichen Stromnachfrage in den Teilregionen, wird die tatsächlich eingetretene Leistungsnachfrage in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz aus dem Jahr 2010<sup>22</sup> verwendet. Diese Leistungsnachfrage wird als Zeitreihe mit 15-Minuten-Werten veröffentlicht. Sie wurde über die Stunden des Jahres gemittelt und mit dem Verbrauch pro EinwohnerIn in den Teilregionen skaliert. Für die Ermittlung der Verbräuche pro EinwohnerIn wurden die Stromendenergieverbräuche aus den Energiebilanzen 2008 der Bundesländer Brandenburg und Berlin<sup>23</sup> herangezogen, wodurch eine Unterscheidung zwischen den

<sup>20</sup>Das Potenzial zum Ausbau von Wasserkraft in Brandenburg ist eher gering. Die derzeit installierte Leistung beträgt rund 4,6 MW (vgl. Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)). Bei 5000 Vollbenutzungsstunden ergäbe sich ein Jahresertrag von 23 GWh, was rund 0,08 % des Jahresverbrauchs von Berlin und Brandenburg entspricht. Für die Nutzbarkeit der Geothermie zur Stromerzeugung in großem Maßstab gibt es derzeit noch keine verlässlichen Studien.

<sup>21</sup>VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2008)

<sup>22</sup>50Hertz Transmission GmbH

<sup>23</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a,b). Brandenburg: 15,0 TWh, Berlin: 13,4 TWh.

beiden Ländern möglich ist. Aus den Werten der Energiebilanzen ergeben sich Verbräuche von 5999 kWh/EinwohnerIn für Brandenburg und 3872 kWh/EinwohnerIn für Berlin.<sup>24</sup> Die Verbräuche berücksichtigen die Stromenergiemengen aller Sektoren (Industrie, Verkehr, GHD<sup>25</sup> und Haushalte). Erkennbar ist, dass der spezifische Verbrauch in Brandenburg deutlich über dem in Berlin liegt, was auf strukturelle Unterschiede zurückzuführen ist. Während der Anteil der Industrie am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2008 in Brandenburg bei 29 % lag, betrug er in Berlin nur 8 %.<sup>26</sup> Die Strommengen der Industrie, die durch eigene Kraftwerke gedeckt und vom Übertragungsnetzbetreiber nicht registriert werden, sind durch den Endenergieverbrauch als Referenzwert in der Jahressumme berücksichtigt, nicht jedoch im Lastverlauf.

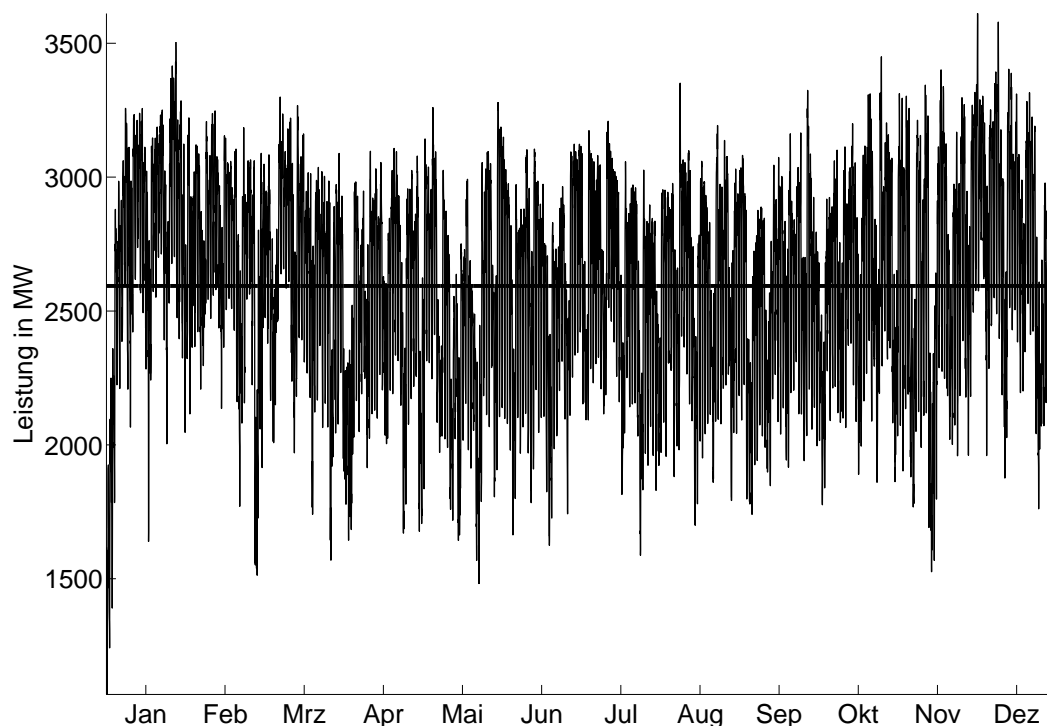


Abbildung 4: In den Simulationen der Alternativszenarien verwendeter Jahresverlauf der Last und Durchschnittslast der Region Brandenburg-Berlin (berechnet aus der im Jahr 2010 eingetretenen Leistungsnachfrage in der Regelzone des ÜNB 50Hertz)

Mit der Verwendung eines Lastgangs wird allen Teilregionen der gleiche Verlauf zugrunde gelegt. Der Vorteil der hier verwendeten Leistungsnachfrage der gesamten Regelzone ist jedoch, dass es sich hierbei um eine tatsächlich aufgetretene Last handelt und entsprechende Lastprofile nicht mit vielen Annahmen generiert werden müssen.

<sup>24</sup>bei 2.500.259 EinwohnerInnen in Brandenburg und 3.460.725 EinwohnerInnen in Berlin (Landesamt für Bauen und Verkehr (2010))

<sup>25</sup>Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

<sup>26</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a,b)

Abbildung 4 zeigt den skalierten Lastverlauf des Jahres 2010 der Gesamtregion Brandenburg-Berlin mit Berücksichtigung der Verbrauchsreduktion von 20 %. Der Jahresverbrauch der Gesamtregion von 28,4 TWh verringert sich durch die Energieeinsparung auf 22,7 TWh. Die Durchschnittslast beträgt rund 2,6 GW, die Maximallast rund 3,6 GW.

### 3.3. Windenergie

Zur Berechnung der stündlichen Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie werden im Simulationsmodell Windgeschwindigkeits- und Temperaturzeitreihen der anemos GmbH<sup>27</sup> des Jahres 2010 verwendet. Die Daten liegen in einer räumlichen Auflösung von 20 x 20 km und in einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten vor. Für die Simulation wurden aus den 10-Minuten-Werten Mittelwerte über die Stunden des Jahres gebildet. Für die fünf Teilregionen Brandenburgs wurden jeweils Zeitreihen von rund 10 Standorten anhand vorhandener Windparkstandorte ausgewählt. Für die Teilregion Berlin wurde der Standort der Windkraftanlage in Pankow verwendet.

Zur Berechnung der stündlichen Erzeugung elektrischer Energie sind die Kennwerte einer Windkraftanlage Enercon E82 hinterlegt. Es wurde eine durchschnittliche Nabenhöhe von 100 m angenommen. Das Anlagenmodell berücksichtigt die Dichte der Luft in Abhängigkeit von Nabenhöhe und Temperatur, die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und den Leistungsbeiwert  $c_p$ <sup>28</sup> in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit. Die Kennwerte der Beispielanlage befinden sich im Anhang A.2.

Eine Validierung des Anlagenmodells wurde anhand des Jahresertrags der Berliner Windkraftanlage (Enercon E82, Nabenhöhe 138 m) im Norden des Bezirks Pankow durchgeführt.<sup>29</sup> Die Vollbenutzungsstunden liegen bei rund 2.300 h. Um eine realistische Berechnung der generierten elektrischen Energie zu erhalten, insbesondere für Windparks in den Teilregionen Brandenburgs, wurde ein Parkwirkungsgrad von 90 %<sup>30</sup> verwendet. Der Parkwirkungsgrad berücksichtigt die Minderung der Erträge durch gegenseitige Verschattung von Windkraftanlagen in Windparks. Ein weiterer Abschlag von 10 % integriert eine mögliche geringere Energieproduktion an schlechteren Standorten oder durch ältere Anlagen. Darüber hinaus enthält das Modell einen Verfügbarkeitsfaktor von 0,97<sup>31</sup>, der den Stillstand der Anlagen durch Wartung und Reparatur berücksichtigt. Die Vollbenutzungsstunden der Windkraftanlagen in Brandenburg liegen mit diesem Modell zwischen 1.600 und 2.200 h, was als realistisch für die Berechnungen von Zukunftsszenarien angesehen werden kann.

<sup>27</sup>anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (2011)

<sup>28</sup>Der Leistungsbeiwert  $c_p$  ist das Verhältnis aus der mechanisch umgesetzten Leistung in der Windkraftanlage zu der tatsächlich im Wind vorhandenen Leistung. Eine grafische Darstellung zur Abhängigkeit des Leistungsbeiwerts von der Windgeschwindigkeit befindet sich im Anhang A.3.

<sup>29</sup>Jahresertrag lt. 50Hertz Transmission GmbH pro installierte Leistung: 4.690.800 kWh/2.000 kW

<sup>30</sup>Pforte, R. (2010)

<sup>31</sup>nach European Environment Agency (2009), availability of onshore wind energy (Verfügbarkeit von Onshore-Windenergieanlagen)

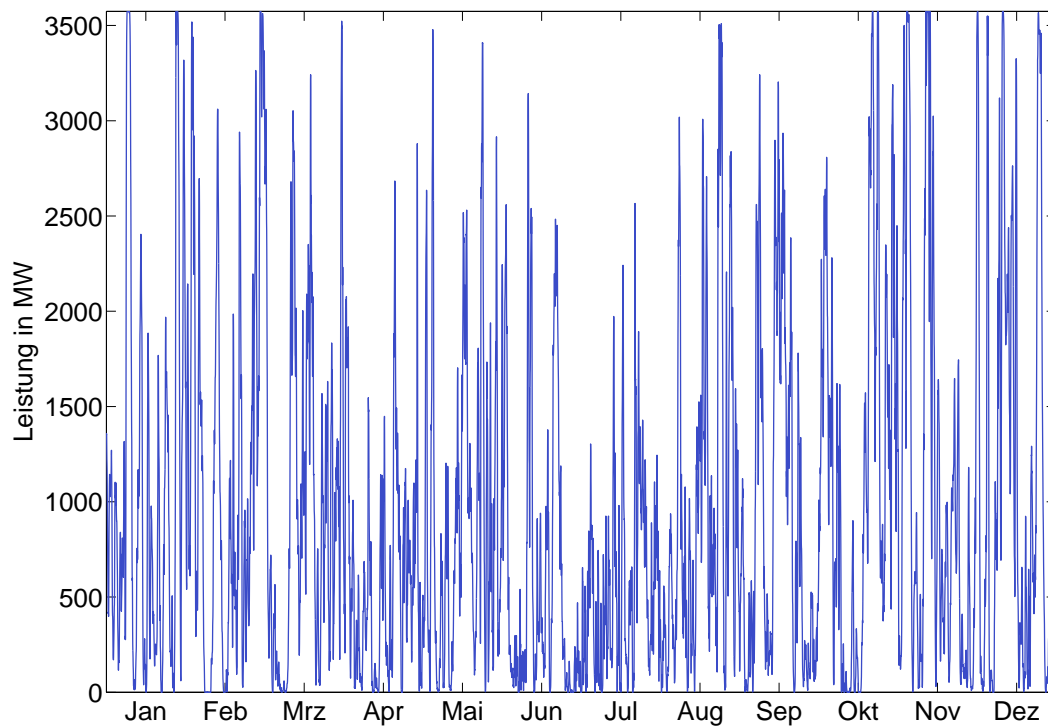


Abbildung 5: Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Mitte 2011), meteorologisches Jahr 2010

Die Abbildung 5 veranschaulicht den Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft für die gesamte Region Brandenburg-Berlin mit 4.470 MW installierter Leistung im Istzustand<sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup>The Windpower (2011)



### 3.4. Photovoltaik

Die Einspeisezeitreihen für die Photovoltaikanlagen wurden aus durchschnittlichen spezifischen Leistungen regionaler Geräte der Firma SMA Solar Technology AG<sup>33</sup> aus dem Jahr 2010 generiert. Bei diesen Daten handelt es sich um prozentual auf die installierte Leistung bezogene Einspeiseleistungen. Sie liegen räumlich aufgelöst auf die zweistelligen Postleitzahlengebiete Deutschlands vor. Der Vorteil in der Verwendung von Einspeisedaten gegenüber meteorologischen Daten liegt darin, dass die Ausrichtung der Anlagen und Effekte wie die Verringerung der Anlagenleistung durch Verschattung und Systemwirkungsgrad bereits berücksichtigt sind und nicht erst durch ein Anlagenmodell validiert werden müssen. Die Postleitzahlengebiete wurden den Teilregionen anhand einer Abschätzung mit der Abbildung 6 anteilig zugeordnet. Die zeitliche Auflösung der Originaldaten beträgt 15 Minuten. Für die Simulation wurden Mittelwerte über die Stunden des Jahres gebildet.

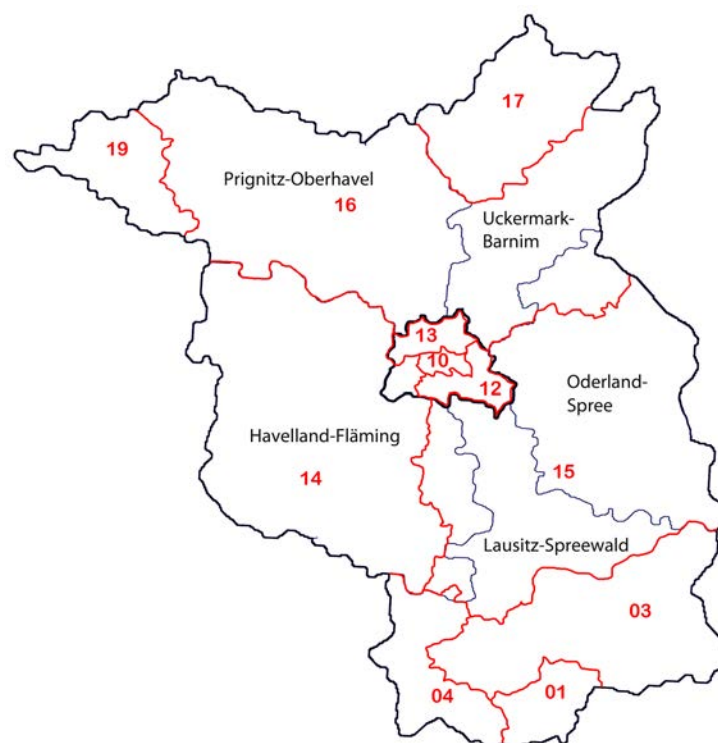


Abbildung 6: Zweistellige Postleitzahlengebiete der Region Brandenburg-Berlin

Die Abbildung 7 zeigt die stündliche Erzeugung aus Photovoltaik für die Gesamtregion Brandenburg-Berlin bei 1.280 MW installierter Leistung im Istzustand<sup>34</sup>.

<sup>33</sup>SMA Solar Technology AG (2011), Werte in kWh/kWp

<sup>34</sup>1.240 MW in Brandenburg (Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)) und 40 MW in Berlin (Landesamt für Bauen und Verkehr (2010))

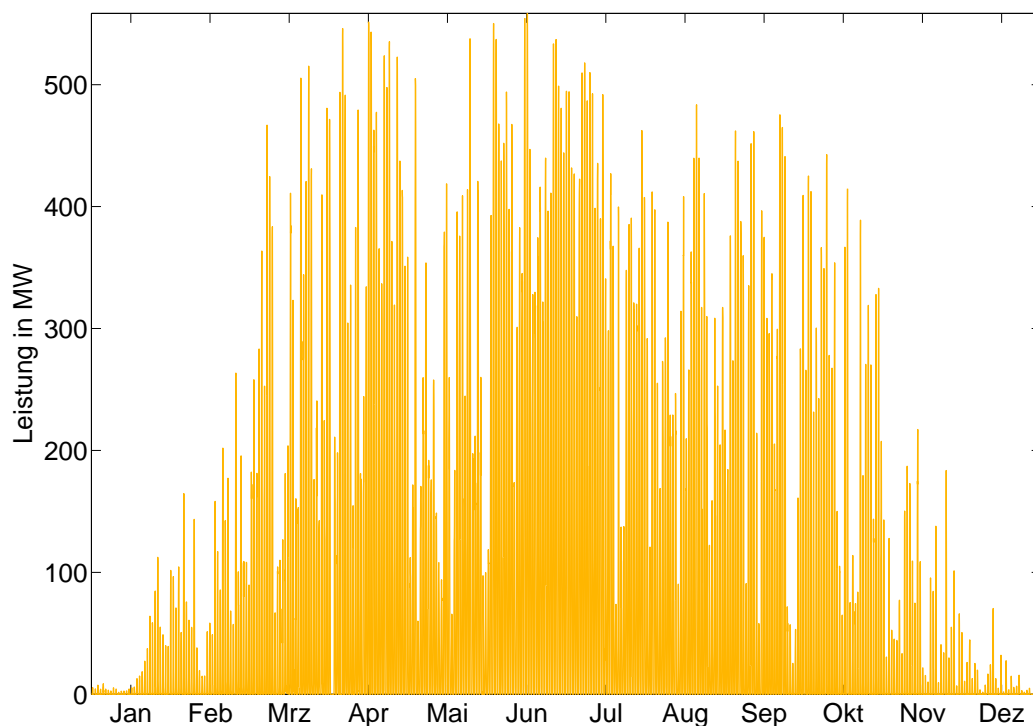


Abbildung 7: Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Ende 2011), meteorologisches Jahr 2010

### 3.5. Bioenergie

Laut den Grundlagen für die Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg ist das Flächenpotenzial für Bioenergie in Brandenburg weitgehend ausgeschöpft.<sup>35</sup> Auf eigene Untersuchungen zu einer möglichen Nutzung weiterer Potenziale wie z. B. die vollständige Verwertung von Bioabfällen und Reststoffen wurde im Rahmen des ersten Teils dieser Studie verzichtet.

Die installierte Leistung der Biogasanlagen in den Teilregionen Brandenburgs ist bekannt.<sup>36</sup> Mit einem Gesamtwert aller Bioenergieanlagen Brandenburgs von rund 340 MW<sup>37</sup> lassen sich die Biomassekraftwerke anteilig anhand der Verteilung der Biogasanlagen in den Teilregionen bestimmen. Dieser Verteilung liegt die Annahme zugrunde, dass die Verteilung der Biomassekraftwerke der Verteilung der Biogasanlagen entspricht. Der Gesamtwert der installierten Leistung aller Biomassekraftwerke in Berlin beträgt 45 MW.<sup>38</sup> Tabelle 2 enthält die bekannten und berechneten Leistungen, die in der Simulation verwendet werden.

Die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse ist im Simulationsmodell, wie in Kapitel

<sup>35</sup>A. T. Kearney und Decision Institute (2011)

<sup>36</sup>Landesregierung Brandenburg (2011)

<sup>37</sup>Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

<sup>38</sup>Agentur für Erneuerbare Energien (2011) in Abgleich mit Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

Tabelle 2: Installierte Leistung Biogas und feste Biomasse in den Teilregionen, bleibt unverändert in den Simulationen

	<b>Biogas<sup>a</sup></b>	<b>feste Biomasse</b>
Prignitz-Oberhavel	36	57
Uckermark-Barnim	12	19
Oderland-Spree	18	28
Lausitz-Spreewald	25	39
Havelland-Fläming	41	65
Brandenburg gesamt	132	208
Berlin	0 <sup>b</sup>	45 <sup>c</sup>

<sup>a</sup> Landesregierung Brandenburg (2011)

<sup>b</sup> Agentur für Erneuerbare Energien (2011)

<sup>c</sup> Daten aus dem EEG-Anlagenregister (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)) in Abgleich mit Agentur für Erneuerbare Energien (2011).

2 beschrieben, geregelt. Es wird von einem Jahresertrag ausgegangen, der mit der installierten Leistung und den üblichen Jahresvollbenutzungsstunden berechnet wird und gleichzusetzen ist mit dem Biomassepotenzial in Brandenburg und Berlin. Die Vollbenutzungsstunden liegen für Biogasanlagen bei rund 8.000 h, für Kraftwerke mit fester Biomasse bei rund 5.000 h.<sup>39</sup> Der Jahresertrag wird vereinfacht gleichmäßig auf die Stunden des Jahres verteilt, jedoch aufgrund der Regelbarkeit nicht stündlich abgerufen. So wird hier von der stündlichen Produktion eines biogenen Brennstoffes ausgegangen, der einen „Biomassespeicher“ füllt, sobald die Biomasseanlagen nicht zur Lastdeckung eingesetzt werden. Für Biogas ist dieser Ansatz eher an der Realität, da das erzeugte Biogas üblicherweise regelmäßig in den Speicher geleitet wird. Für die feste Biomasse ist dieser Ansatz vereinfacht, da hier die Befüllung eines Speichers in der Realität nicht gleichmäßig erfolgt.

Zur besseren Ausnutzung der Erneuerbaren Energien ist es sinnvoll, die Generatorleistung der Biomassekraftwerke zu erhöhen. Dadurch steht in Zeiten starker Unterdeckung durch die unregelmäßigen Erneuerbaren Energien mehr Leistung zur Verfügung und es wird sichergestellt, dass die gespeicherte Biomasse häufig zur Lastdeckung vor den fossilen Kraftwerken eingesetzt wird. In dieser Studie wird für die Kraftwerke mit fester Biomasse die fünffache Generatorleistung angenommen. Bei den Biogasanlagen wird mit einer um den Faktor 4/3 erhöhten Generatorleistung simuliert. Eine erhöhte Leistung wie bei den festen Biomassekraftwerken ist bisher nicht sinnvoll, da Biogas durch eine begrenzte Speicherkapazität von 24 h eine stark erhöhte Leistung nur über sehr kurze Zeit liefern könnte. Die Faktoren für die Erhöhung der Generatorleistung wurden anhand von Testsimulationen im Hinblick auf eine optimale Ausnutzung der vorhandenen Biomassekapazität ermittelt.

Abbildung 8 zeigt das Stromerzeugungsprofil aus Bioenergie bei einem geregelten Einsatz. Er-

<sup>39</sup>nach Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum gGmbH (2011)

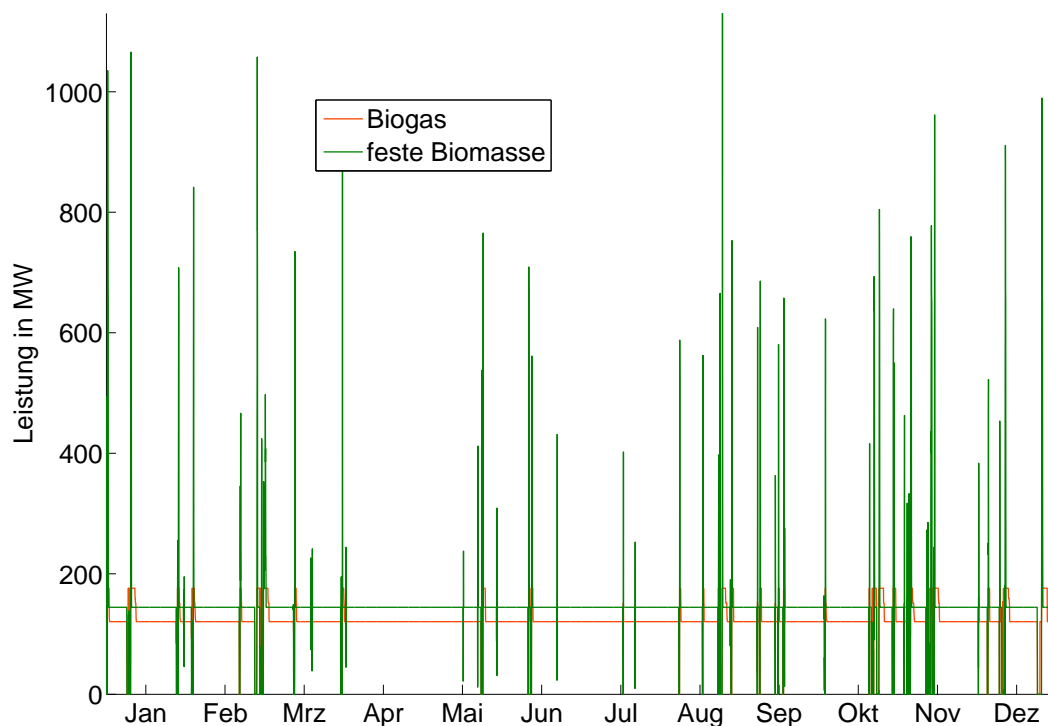


Abbildung 8: Simulierter Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Bioenergie in der Region Brandenburg-Berlin (geregelter Einsatz bei Verwendung des Jahresverlaufs der Stromerzeugung aus Wind und PV im meteorologischen Jahr 2010)

kennbar ist der bedarfsorientierte Einsatz und die deutlich höhere Generatorleistung bei den Kraftwerken mit fester Biomasse im Vergleich zu den Biogasanlagen, bei denen sich aufgrund der begrenzten Speicherkapazität ein sehr gleichmäßiges Stromerzeugungsprofil ergibt.

### 3.6. Im- und Export

Die Szenarien zur Stromversorgung in Brandenburg-Berlin verfolgen einen autarken Ansatz, d. h. Im- und Export spielen keine Rolle. Windstrom, der z. B. in der Prignitz erzeugt und derzeit verstärkt über das Höchstspannungsnetz in andere Bundesländer geleitet wird, wird im Simulationsmodell für die Deckung der Last in der Region Brandenburg-Berlin genutzt. Auch Effekte, wie z. B. die Leitungsbelastung durch die Durchleitung von Strom aus Offshore-Windkraftanlagen in den Süden Deutschlands, werden nicht berücksichtigt. Die Systemgrenze ist die Region Brandenburg-Berlin.

## 4. ENTWICKLUNG EINES ALTERNATIVSZENARIO UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER INVESTITIONSKOSTEN

### 4.1. Referenzszenario 2020

Für die Simulation des Referenzszenarios werden die Ausbauziele für Windkraft und Photovoltaik der Energiestrategie 2020 (Brandenburg) und des Energiekonzepts 2020 (Berlin) verwendet.<sup>40</sup> In der Energiestrategie Brandenburgs wird die installierte Leistung für Windkraft mit 7.500 MW beziffert. Für Photovoltaik wird die zu erreichende jährliche Energieproduktion angegeben, jedoch kein Wert für die installierte Leistung. Rückgerechnet mit Vollbenutzungsstunden ergeben sich 2.750 MWp.<sup>41</sup> Im Energiekonzept Berlins wird als Ausbaupfad ebenfalls nur die zu erreichende Energieproduktion aus Erneuerbaren Energien angegeben. Rückgerechnet ergibt sich eine zu installierende Leistung von rund 190 MW Photovoltaik und 140 MW Windkraft.<sup>42</sup> Speicher werden nicht berücksichtigt, da diese in beiden Konzepten nicht quantifiziert sind. Die Tabelle 4 in Abschnitt 4.2.1 gibt einen Überblick über das Referenzszenario und über die im folgenden Abschnitt entwickelten Alternativszenarien. Die zu installierenden Gesamtleistungen in Brandenburg werden den Teilregionen in der Simulation zu gleichen Anteilen zugewiesen. Weiterhin wird der aktuelle Kraftwerkspark, wie in Kapitel 1 dargestellt, vorausgesetzt. Bei Bioenergie wird auch im Referenzszenario nicht von einer stärkeren Nutzung ausgegangen. Das Land Berlin plant zwar einen starken Ausbau an Biomassekraftwerken<sup>43</sup>, der überwiegende Teil der Biomasse soll jedoch importiert werden. Um die Vergleichbarkeit zu den Alternativszenarien hinsichtlich regional vorhandener regenerativer Energie zu gewährleisten, werden die Ausbauziele Berlins in Bezug auf Biomasse nicht berücksichtigt.

Die Entwicklung des Energieverbrauchs in beiden Konzepten wird bei der Simulation des Referenzszenarios berücksichtigt. In der Energiestrategie Brandenburgs wird für den Endenergiever-

<sup>40</sup>Das Referenzszenario dient v. a. als Vergleich zum in der vorliegenden Studie entwickelten Alternativszenario 2020, weshalb auf die Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburgs zurückgegriffen wird. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie lag zudem noch keine endgültige Fassung der Energiestrategie 2030 vor. Der Vollständigkeit halber werden die Ausbauziele aus der am 28.02.2012 beschlossenen Energiestrategie 2030 genannt, jedoch im weiteren Verlauf der vorliegenden Untersuchung nicht weiter bewertet. Ausbauziele der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg: 10.500 MW (Wind), 3.500 MWp (Photovoltaik) (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012a))

<sup>41</sup>vgl. Bosch & Partner GmbH et al. (2009). Die geforderte Energieproduktion von 9,8 PJ entspricht einer zu installierenden Leistung von 2.750 MWp. Diese Zahl ist mittlerweile in der Energiestrategie 2030 für das Jahr 2020 bestätigt worden (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012a)).

<sup>42</sup>Gerechnet mit 2000 Vollbenutzungsstunden für Windkraft und 900 Vollbenutzungsstunden für Photovoltaik. PV:  $173.400 \text{ MWh} / 900 \text{ h} = 190 \text{ MW}$ . Wind:  $283.212 \text{ MWh} / 2000 \text{ h} = 140 \text{ MW}$ . vgl. Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011).

<sup>43</sup>Die Stromproduktion aus Biomasse soll von rund 270 GWh im Jahr 2008 auf 920 GWh (ohne Biomasse-HKW Klingenberg) bzw. 1220 GWh (mit Biomasse-HKW Klingenberg) im Jahr 2020 steigen (Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)).

brauch bis 2020 ein Reduktionsziel von 13 % ggü. dem Jahr 2004 angegeben. Aus dem Energiekonzept Berlins geht eine Reduktion des Stromverbrauchs bis 2020 von 12,5 % ggü. 2005 hervor. Für Brandenburg wird angenommen, dass die Reduktion des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2020 im gleichen Maße für den Strombereich gilt. Der zu erreichende Wert wird prozentual auf den Endenergieverbrauch im Jahr 2010 bezogen.<sup>44</sup> Die Reduktion des Endenergieverbrauchs ist im Energiekonzept Berlin auf die Bereiche Wärme, Strom und Verkehr aufgeschlüsselt, jedoch ist die Menge für den Heizstrom dem Bereich Wärme und die Menge für den Stromverbrauch im Schienenverkehr dem Bereich Verkehr zugeordnet, weshalb die absolute Angabe des Stromverbrauchs für das Jahr 2005 nicht mit der aus der Energiebilanz übereinstimmt.<sup>45</sup> In der Simulation des Referenzszenarios wird das Reduktionsziel Berlins auf den Gesamtstromverbrauch und auf das Jahr 2010 bezogen. Insgesamt ergibt sich für die Simulation des Referenzszenarios bei Berücksichtigung der Reduktionsziele ein Gesamtstromverbrauch von rund 25 TWh in der Region Brandenburg-Berlin im Vergleich zu den im Alternativszenario 2020 verwendeten 22,7 TWh (vgl. Abschnitt 3.2).

## **4.2. Alternativszenario 2020**

### **4.2.1. Optimierung der zu installierenden Leistungen auf minimale Systemkosten**

Die Entwicklung eines zum Referenzszenario alternativen Szenarios wird anhand von Annahmen für die Entwicklung der Investitionskosten verschiedener Energieerzeugungs- und Speichertechnologien bis zum Jahr 2030 durchgeführt. Dafür wird ein weiteres Simulationsmodell genutzt, mit dem auf minimale Systemkosten (und damit minimale Stromerzeugungskosten) optimierte Kombinationen von Energieerzeugungs- und Speichertechnologien für verschiedene erneuerbare Lastdeckungsanteile berechnet werden. Die ökonomische Optimierung der gewählten Szenarien erfolgt auf Basis der Kosten je Elektrizitätsmenge (levelised cost of electricity (LCOE)). Hierbei werden die Investitionskosten, die Nutzungsdauer, die Kosten für Fremd- und Eigenkapital, laufende Betriebskosten und Brennstoffkosten auf die erzeugte Energieeinheit bezogen.<sup>46</sup> Unterschiedliche Anteile von Investitionskosten, Betriebskosten, Brennstoffkosten bzw. Nutzungsdauern können damit verglichen werden. Die hier verwendete Simulation arbeitet mit einem „Ein-Knoten-Modell“, d. h. alle meteorologischen Zeitreihen und Lastprofile sind auf eine Koordinate<sup>47</sup> bezogen. Die Ergebnisse aus der Kostenoptimierung sind die installierten Leistungen, die als Eingangsparameter im „Mehr-Knoten-Modell“ aus Kapitel 2 Verwendung finden und in Kapitel 5 ausgewertet werden.

---

<sup>44</sup>vgl. Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b). 2010: 276 PJ, 2020: 263 PJ.

<sup>45</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2008): 12.320 GWh Endenergieverbrauch Strom gesamt. Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011): Zielwert 10.819 GWh im Jahr 2020 (ohne Heizstrom und Schienenverkehr).

<sup>46</sup>Breyer, Ch. et al. (2011)

<sup>47</sup>Die verwendete geographische Koordinate lautet 52,5 N und 13,4 E (Berlin Kreuzberg). Das verwendete Lastprofil ist die Summe der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Teillastgänge.

Der Ausgangspunkt der Simulation sind beliebig regelbare erdgasbetriebene Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke), die in der Lage sind, die gegebene Last alleine zu decken. Untersucht wird die jeweils kostengünstigste Ausbauverteilung von Photovoltaik, Windkraft und Speichern bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Lastdeckung. Die Stromerzeugung aus Bioenergie wird bei der Lastdeckung, nicht jedoch in der Kostenoptimierung berücksichtigt, da von einer konstant bleibenden installierten Leistung ausgegangen wird (vgl. Abschnitt 3.5). Die Stromerzeugung aus Bioenergie geht bei 8000 Vollbenutzungsstunden für Biogasanlagen und 5000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen mit fester Biomassebefeuern (vgl. Abschnitt 3.5) ungefähr mit einem Anteil von 10 % in die Lastdeckung ein.<sup>48</sup> Als mögliche Speichertechnologien stehen Batteriespeicher und Methanisierungsanlagen in Kombination mit einem Gasspeicher zur Verfügung. Die Methanisierungsanlagen beziehen überschüssige elektrische Energie aus den Photovoltaik- und Windkraftanlagen zur Herstellung von Methan<sup>49</sup>. Das produzierte Methan wird im Gasspeicher gespeichert. Das GuD-Kraftwerk bezieht zur Stromerzeugung das synthetisch aus erneuerbarem Strom erzeugte Methan und Erdgas als fossilen Energieträger.

Die Investitionskosten bis zum Jahr 2030 ergeben sich aus recherchierten Studienergebnissen, die nach eigenen Einschätzungen bewertet wurden und in zwei Szenarien (Kostenszenario 1 und 2) dargestellt werden. Das Kostenszenario 1 geht davon aus, dass die Investitionskosten für alle Technologien aufgrund steigender Produktionsmengen sinken. Beim Kostenszenario 2 werden die Investitionskosten für Windkraftanlagen auf einen konstanten Wert festgelegt, da deren Herstellung stark an Materialpreise gekoppelt ist, insbesondere an den Stahl- und Kupferpreis<sup>50</sup>. Deshalb sollte ein konstant bleibender Preis als mögliche Entwicklung in Erwägung gezogen werden. Die Kosten aller anderen Energieerzeugungs- und Speichertechnologien entwickeln sich im Kostenszenario 2 wie im Kostenszenario 1. Die Abbildung 9 veranschaulicht die Kostenentwicklung grafisch.

Am Beispiel der Photovoltaik bietet es sich an, das Lernkurvenkonzept im Zusammenhang mit der Entwicklung der Investitionskosten von Energietechnologien näher darzustellen. Die Produkte der industriellen Erzeugung folgen dem empirischen Lernkurvenkonzept, welches besagt, dass pro Verdopplung der historisch kumuliert hergestellten Menge die Kosten um einen festen Prozentsatz fallen. Diese in Marktpreisen zu beobachtende Kostensenkung betrug bei PV-Modulen und -Systemen ca. 20 % über die vergangenen gut 50 Jahre seit Einführung der siliziumbasierten Photovoltaik<sup>51</sup>, die auch heute die niedrigsten Kosten pro erzeugter Energie aufweist und mehr als 80 % des Marktes dominiert. Das empirische Gesetz der Lernkurven ist von der hergestellten Menge abhängig. Dies führt dazu, dass die Wachstumsraten der Märkte für die jeweiligen Technologien einen entscheidenden Einfluss darauf haben, wie schnell im Zeitablauf

<sup>48</sup> $(132 \text{ MW} \cdot 8000 \text{ h} + 253 \text{ MW} \cdot 5000 \text{ h}) / 22,7 \text{ Mio. MWh} = 0,10$ . Die tatsächliche Deckung durch Bioenergie schwankt in den Simulationen im Mehrknotenmodell leicht aufgrund ihres geregelten Einsatzes.

<sup>49</sup>Herstellung von Methan aus Wasser und Kohlenstoffdioxid durch Wasserelektrolyse und Sabatier-Reaktion. Wasserelektrolyse:  $4H_2O \rightarrow 4H_2 + 2O_2$ , Sabatier-Reaktion:  $4H_2 + CO_2 \rightarrow 4CH_4 + 2H_2O$  (Sternner, M. (2009); Breyer, Ch. et al. (2011))

<sup>50</sup>vgl. Vortrag anlässlich der BWE-Fachtagung zu Preissteigerungen von Windkraftanlagen durch den Anstieg von Rohstoffpreisen (Eden, Jan und Kluge, Hartmut (2007))

<sup>51</sup>Breyer, Ch. et al. (2010); Kersten, F. et al. (2011); International Energy Agency (2008)

die Kosten einer Technologie gesenkt werden können. Das Beispiel der PV wiederum zeigt, mit welcher hohen Raten die spezifischen Kosten abgesenkt werden können bei gegebenem hohem Wachstum. Seit Einführung der PV in den 1950er Jahren ist der PV-Markt jährlich um mehr als 30 % in allen Wachstumsphasen gewachsen. In den vergangenen 15 Jahren im jährlichen Mittel um 45 %. Dies führt mit der Lernrate von 20 % zu jährlichen Kostensenkungen von etwas mehr als 10 %.<sup>52</sup> Die für die Szenarioentwicklung in dieser Studie gemachten Annahmen zu Lernraten und Wachstumsraten sind im Anhang A.4 angegeben und stehen im Einklang mit den Beobachtungen in den jeweiligen Märkten.

Die aktuelle Marktentwicklung der Photovoltaik lässt den gewählten Szenariopfad als eher konservativ erscheinen. Im Laufe des Jahres 2010 betrugen die Kosten für sehr kosteneffizient errichtete Photovoltaikanlagen in Deutschland 1.600 – 1.700 €/kW.<sup>53</sup> Infolge der weiterhin sehr dynamischen Marktentwicklung in der PV können die wettbewerbsfähigsten Anbieter inzwischen (Anfang 2012) in Deutschland PV-Freiflächenanlagen für 1.100 – 1.200 €/kW anbieten. PV-Aufdachanlagen liegen gegenwärtig etwas höher in den Kosten bei 1.500 – 1.700 €/kW und sind deutschlandweit verfügbar. Diese Reduktion der Investitionskosten im Bereich der PV ist die Konsequenz aus der Kombination von hohen Lern- und Wachstumsraten. Für Projektionen, die 10 bis 20 Jahre in die Zukunft reichen, müssen diese hohen Veränderungsdaten daher kritisch hinterfragt werden.

Das langfristige Wachstumspotenzial stellt im Bereich der PV auf absehbare Zeit keine reale Grenze für das Marktwachstum dar, da das voll wirtschaftliche PV Marktpotenzial für das Jahr 2020 auf 2.000 bis 4.000 GW abgeschätzt werden kann<sup>54</sup> und bis 2050 auf ca. 12.000 GW steigt<sup>55</sup>. Ein erhebliches Wachstum ist daher möglich, da Ende 2011 erst 67 GW weltweit installiert waren<sup>56</sup>. Die Lernrate der PV wiederum wird zu ungefähr 50 % durch die industriellen Skaleneffekte in der Produktion und Marktentwicklung realisiert<sup>57</sup> und darüber hinaus mit technologischen Entwicklungen, die jedoch in den vergangenen Jahren eine exponentielle Aktivität zu verzeichnen hatten mit der Folge einer raschen Einführung neuer und weiter kostensenkender Technologien<sup>58</sup>. Das empirische Gesetz der Lernraten führt somit zu stetig sinkenden Kosten bis eine Annäherung an die reinen Materialkosten weitere Kostensenkungen immer schwerer realisieren lässt. Diese Grenze scheint im Bereich der Windkraft langsam spürbar zu sein, wobei dies im Bereich der PV-Anlagen erst für ein Kostenniveau von ungefähr 450 €/kW erwartet wird<sup>59</sup>.

Die gewählten Annahmen zur weiteren Entwicklung der Investitionskosten im Bereich der PV sind angesichts der enormen weltweiten Wachstumspotenziale, der weiteren Kostensenkungspotenziale und der verhältnismäßig niedrigen unteren Grenze der Materialkosten als eher kon-

---

<sup>52</sup>Breyer, Ch. und Gerlach, A. (2012)

<sup>53</sup>Bolman, C. et al. (2011)

<sup>54</sup>Breyer, Ch. (2011)

<sup>55</sup>Breyer, Ch. et al. (2010)

<sup>56</sup>European Photovoltaic Industry Association (2012)

<sup>57</sup>Nemet, G.F. (2006)

<sup>58</sup>Breyer, Ch. et al. (2010)

<sup>59</sup>Pietzcker, R. et al. (2009)



servativ einzuschätzen, insbesondere da die in den Märkten zu beobachtenden Preissenkungen der angenommenen Lernkurve eher vorausseilen.

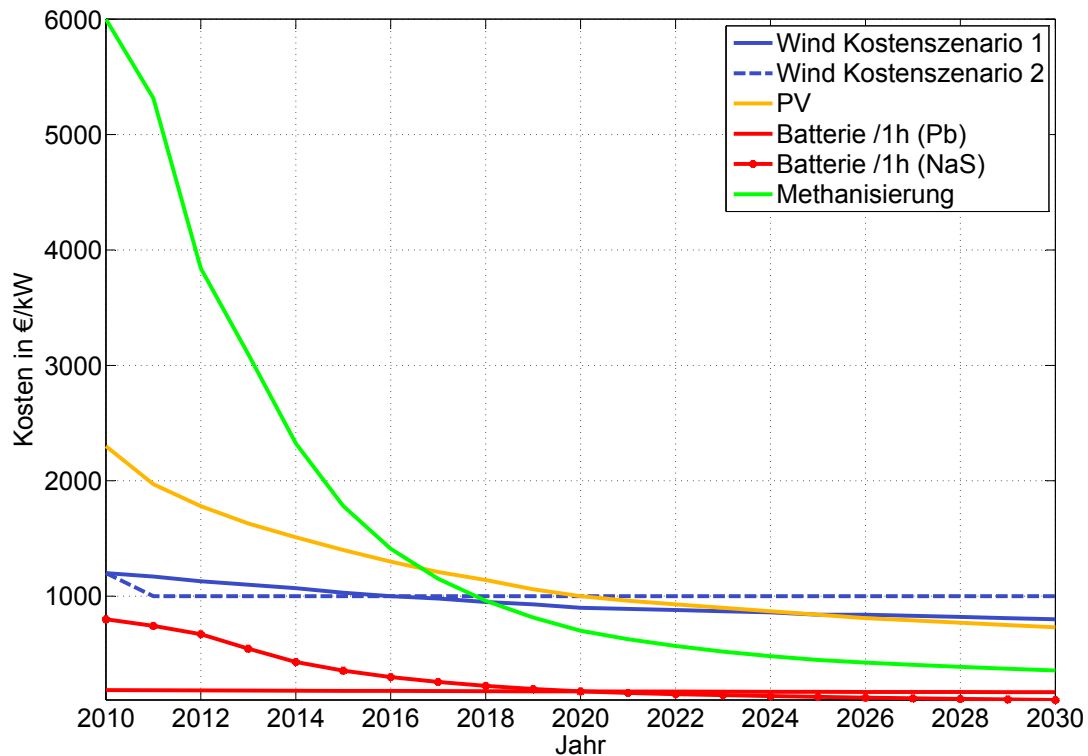


Abbildung 9: Kostenentwicklung der Energieerzeugungs- und Speichertechnologien

Bei der Methanisierung wird für die nächsten Jahre ein hohes Marktwachstum und damit auch eine schnelle Preisdegression angenommen. Für diese Entwicklung müssen Anreizmechanismen entsprechend des EEG geschaffen werden, da z. Zt. nur Nischenmärkte existieren, in denen Methanisierung (bzw. die Elektrolyse) auch bei heutigen Preisen schon kosteneffizient ist.

Die in der Optimierung verwendeten Kosten für die Batterieeinheit orientieren sich an der jeweils günstigsten Technologie, wobei hier die Speicherdurchlaufkosten, d. h. Kosten für die Speicherung einer Energieeinheit (vgl. Annahmen in Anhang A.5), maßgeblich sind. In beiden Kostenszenarien ist die NaS-Technologie (Natrium-Schwefel) bis zum Jahr 2019 teurer als die Pb-Technologie (Blei). Im Jahr 2020 sind die Kosten für beide Technologien gleich und bis zum Jahr 2030 sinken die Kosten der vorher teureren NaS-Technologie stärker als die der Pb-Technologie.

Die Kosten für den Gasspeicher werden konstant mit  $1 \text{ €/kWh}_{cap,th}$  installierte Speicherkapazität angenommen<sup>60</sup> und stellen damit den „worst case“ aller untersuchten Studien dar. Günstiger

<sup>60</sup>Stadtwerke Bietigheim-Bissingen (2001). Errichtung eines oberirdischen Methanspeichers mit ca.  $1 \text{ GWh}_{th}$  Speicherkapazität, Investitionskosten ca. 1 Mio. €.

wären die Varianten, vorhandene Geologie<sup>61</sup> oder das Erdgasnetz zu nutzen.

Die Priorität für die Nutzung der Speicher während der Simulation, sowohl beim Einspeichern als auch beim Ausspeichern, liegt auf den Batteriespeichern vor der Kombination Methanisierung/Gasspeicher aufgrund der höheren Wirkungsgrade und niedrigeren Kosten von Batteriespeichern.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Investitionskosten für ausgewählte Jahre. Die Investitionskosten für Windkraft-, Photovoltaik- und Methanisierungsanlagen beziehen sich dabei auf die installierte Leistung; die Kosten für die verschiedenen Speichertechnologien auf die Speicherkapazität. Bei dem Gasspeicher wird die thermische Speicherkapazität des Gases zu Grunde gelegt. Die Annahmen für Wirkungsgrad, Betriebskosten, Lebensdauer und Kapitalkosten sind im Anhang A.5 angegeben.

Die Abbildungen 10 und 11 veranschaulichen jeweils die kostengünstigsten Kombinationen installierter Leistungen bei verschiedenen Lastdeckungsanteilen durch Erneuerbare Energien unter Zugrundelegung der Kostenannahmen für das Jahr 2030 beider Kostenszenarien. Die Lastdeckungsanteile sind ebenfalls wie bei dem, im Kapitel 2 beschriebenen, Simulationsmodell nicht als bilanzielle Werte zu verstehen, sondern ergeben sich als Jahreswert aus der zeitlich aufgelösten Simulation. Das Bioenergiepotenzial (hier dargestellt anhand der derzeit installierten elektrischen Leistung) bleibt konstant und geht mit einem Lastdeckungsanteil von 10 % ein.

Deutlich wird ein erheblich höherer Ausbau der Photovoltaik im Kostenszenario 2 im Vergleich zum Kostenszenario 1, was mit den niedrigeren Investitionskosten gegenüber Windkraft zusammenhängt. Deutlich wird auch, dass der Ausbau von Batteriespeichern mit dem Ausbau von Photovoltaik einhergeht, während der Ausbau von Gasspeichern und Methanisierungsanlagen eher an den Ausbau der Windenergie gekoppelt ist. Die gleichmäßigen Tag-Nacht-Schwankungen der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen decken sich eher mit den Batteriespeichern, die eine hohe Zyklenanzahl benötigen, um wirtschaftlich zu werden. Die hohen Speicherkapazitäten von Gasspeichern eignen sich, um längere Flauten der stark schwankende Stromproduktion aus Windenergieanlagen zu überbrücken.

Für die Entwicklung des Alternativszenarios wird im Weiteren vom Kostenszenario 2 ausgegangen, da die Annahmen für die Entwicklung der Windkraftpreise als realistischer eingeschätzt werden. Der Ausbau der Photovoltaik ist jedoch im Kostenszenario 2 sehr hoch. Ein derart hoher Ausbau ist aufgrund des höheren spezifischen Flächenbedarfs gegenüber Windkraftanlagen schwer zu erreichen. Daher wird in einer weiteren Untersuchung der PV-Ausbau auf 6 GW begrenzt<sup>62</sup> und die Kostenoptimierung erneut mit den Annahmen aus Kostenszenario 2 durchgeführt. Die Abbildung 12 veranschaulicht die Ergebnisse für das Jahr 2030.

<sup>61</sup>Federal Energy Regulatory Commission (2004). Die Kosten für geologische Speicher liegen unterhalb von 0,10 €/kWh<sub>cap,th</sub> installierte Speicherkapazität.

<sup>62</sup>Die Erläuterung zu den für 6 GW zu installierende Photovoltaikleistung benötigten Flächen ist in Abschnitt 4.2.2 zu finden.

Tabelle 3: Überblick über die Investitionskosten ausgewählter Jahre

	2010	2020	2025	2030
Windkraft in €/kW <b>Kostenszenario 1</b>	1.200	900	840	800
Windkraft in €/kW <b>Kostenszenario 2</b>	1.200	1.000	1.000	1.000
Photovoltaik in €/kW	2.300	1.000	840	730
Batterie (Pb) in €/kWh <sub>cap</sub>	185	175	170	165
Batterie (NaS) in €/kWh <sub>cap</sub>	800	175	130	100
Methanisierung in €/kWh <sub>el</sub>	6.000	700	450	360
Gasspeicher in €/kWh <sub>cap,th</sub>	1,00	1,00	1,00	1,00

Durch die Begrenzung des PV-Ausbaus wird die Optimierung auf die günstigsten Investitionskosten beeinflusst. Dadurch werden etwas höhere Stromerzeugungskosten in Kauf genommen. Die Abbildungen 13 und 14 zeigen die Zusammensetzung der Energiekosten für die Stromerzeugung im Jahr 2030 für beide Optimierungen. Dieser Kostenentwicklung liegt die Annahme zugrunde, dass die Stromerzeugung aus Bioenergie keine extra Kosten verursacht sondern gleichzusetzen ist mit den Kosten der Stromerzeugung aus Erdgas. Der Erdgaspreis ist mit 5,0 Cent/kWh<sub>th</sub> angenommen.<sup>63</sup> Erkennbar sind diese Kosten in den Abbildungen 13 und 14 als Stromerzeugungskosten (rund 8,5 Cent/kWh<sub>el</sub> bei Berücksichtigung des Wirkungsgrads<sup>64</sup>) bei einer Stromerzeugung komplett ohne Erneuerbare Energien (0 %-Marke auf der Abszisse). Zusätzlich zu den Brennstoffkosten sind die Kosten des GuD-Kraftwerks mit durchgängig rund 1,2 Cent/kWh<sub>el</sub> veranschlagt. Die gesamten Stromerzeugungskosten liegen mit einer 100 %-igen Versorgung durch Erneuerbare Energien bei 10,5 Cent/kWh<sub>el</sub> im Kostenszenario 2. Mit einer Begrenzung des PV-Ausbaus steigen sie auf 10,7 Cent/kWh<sub>el</sub> (vgl. 100 %-Marke auf der Abszisse).

Am Beispiel der Abbildung 14 sollen weitere wesentliche Erkenntnisse aus dem Einfluss der Erneuerbaren Energien auf die Zusammensetzung der Energiekosten diskutiert werden. Die Abszisse (Anteil Erneuerbarer Energie in %) ist nicht zu verwechseln mit einer Zeitachse, in der auch die heutige Situation zu erkennen ist. Die Grafiken stellen die Situation auf Basis der Kosten im Jahr 2030 dar. Erkennbar ist, dass die Kosten einer Energieversorgung mit einem Anteil von 90 % Erneuerbarer Energie identisch sind mit den Kosten einer Energieversorgung ohne Erneuerbare Energien (bei ausschließlichen Einsatz von Erdgas als fossilen Energieträger). Bis zu einem Anteil von 60 % Erneuerbarer Energie sinken die Energiekosten durch den Einfluss der Energieerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft. Erst mit dem Einsatz von Speichern steigen die Kosten, bleiben jedoch bis zu einem Anteil von 90 % Erneuerbarer Energie niedriger als

<sup>63</sup>Das gewählte fossile Brennstoffpreisszenario von 5 Cent/kWh<sub>th</sub> bzw. 50 €/MWh<sub>th</sub> (entspricht ca. 150 USD/barrel) im Jahr 2020 und 2030 ist als eher konservativ einzuschätzen, da bei diesem Brennstoffpreis davon ausgegangen wird, dass ein Fördermaximum weder bei Erdöl noch bei Erdgas zu signifikanten Preissteigerungen führt. Dieser nur geringe Brennstoffpreisanstieg ist jedoch als eher unwahrscheinlich einzustufen (Murray, J. und King, D. (2012)).

<sup>64</sup>Wirkungsgrad GuD: 0,58 (vgl. Anhang A.5)

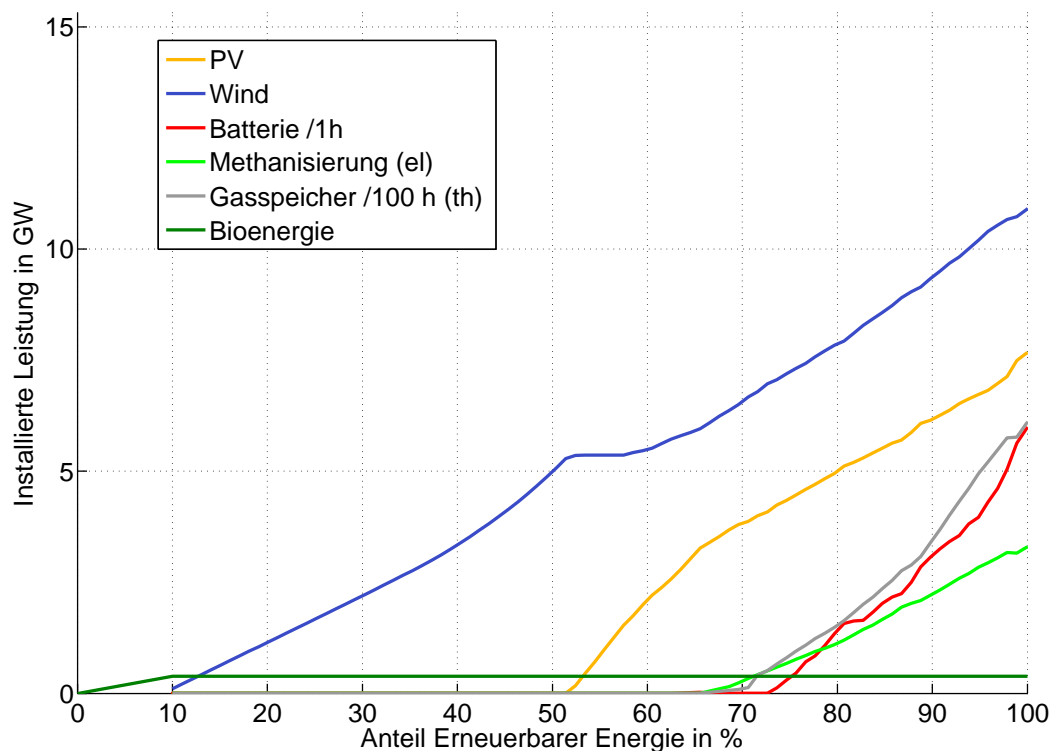


Abbildung 10: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 1

die Kosten einer Energieversorgung ohne EE oder auf dem gleichen Niveau. Nur der erhebliche Speichereinsatz zwischen 90 und 100 % EE-Anteil führt zu einer Kostenerhöhung von ca. 10 €/MWh<sub>el</sub> (entspricht 1 Cent/kWh<sub>el</sub>) im Vergleich zu 0 % EE-Anteil.

Weitere Maßnahmen, wie beispielsweise die Kopplung mit dem Wärmesektor und nachhaltiger Mobilität<sup>65</sup> oder die Einbindung der betrachteten Region Brandenburg-Berlin in das Verbundnetz, würden die Überschussenergie verringern und dadurch die Energiekosten weiter absenken.

Ausgehend vom Kostenszenario 2 mit einer Begrenzung des PV-Ausbaus (vgl. Grafik 12) wird ein Alternativszenario für das Jahr 2020 entwickelt. Die Szenarienentwicklung beruht auf der Annahme, dass eine vollständige Lastdeckung durch Erneuerbare Energien im Jahr 2030 erreicht werden kann. Die installierte Leistung der einzelnen Technologien sollte daher im Jahr 2020 nicht über die im Jahr 2030 benötigte Leistung zur Erreichung eines Lastdeckungsanteils von 100 % hinausgehen. Zur Veranschaulichung dient die Grafik 15, die die Kombinationen der verschiedenen Technologien mit den Kostenannahmen für das Jahr 2020 darstellt. Um einen Lastdeckungsanteil von 100 % im Jahr 2020 zu erreichen wird beispielsweise deutlich

<sup>65</sup>Ergebnisse zu Auswirkungen der Kopplung von Überschussenergie mit nachhaltiger Mobilität finden sich in Hlusiak, M. et al. (2012).

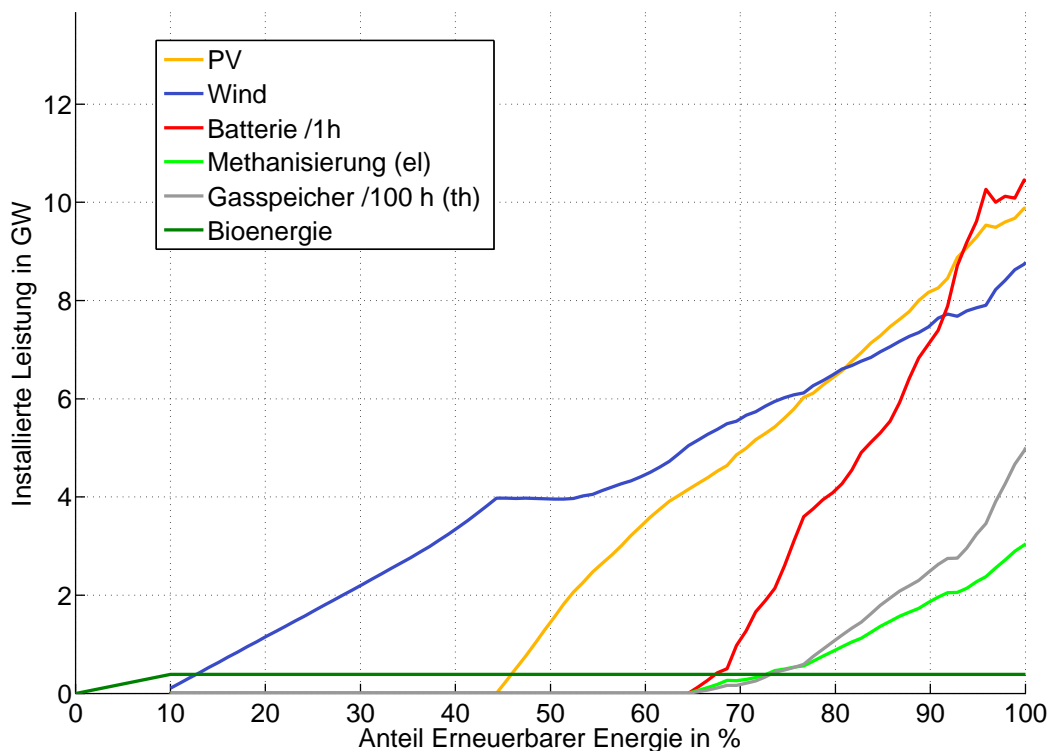


Abbildung 11: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus

mehr installierte Windkraftanlagenleistung benötigt als im Jahr 2030 (2020: 13.160 MW, 2030: 11.840 MW; vgl. Grafiken 12 und 15), da Speichertechnologien und Methanisierungsanlagen aufgrund höherer Kosten im Jahr 2020 einen geringeren Anteil als im Jahr 2030 ausmachen.

Ausgehend von der Grafik 15 (Situation im Jahr 2020) und unter Berücksichtigung, dass im Jahr 2020 nicht mehr Technologien als die im Jahr 2030 für einen 100 %-igen EE-Lastdeckungsanteil benötigten Technologien installiert werden (Abbildung 12, Situation im Jahr 2030), ist eine 80 %-ige Versorgung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2020 denkbar und soll als Alternativszenario 2020 im Mehr-Knoten-Modell simuliert werden. Die dafür notwendige installierte Photovoltaikleistung von rund 4.500 MW kann bis zum Jahr 2020 erreicht werden, wenn die mittlere Ausbaurate der letzten drei Jahre<sup>66</sup> weiter fortgeschrieben wird. Die notwendige Verdopplung der installierten Windleistung ist ein ambitioniertes Ziel, das rund 1/3 über den Ausbauzielen der Energiestrategie 2020<sup>67</sup> liegt.

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die installierten Leistungen und Speicherkapazitäten der einzelnen Szenarien und des Istzustands. Für die Ausbauphase zwischen 2020 und 2030 ist ein

<sup>66</sup>in Brandenburg durchschnittlich 390 MW/Jahr (Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)).

<sup>67</sup>Ausbauziel Wind: 7.500 MW (Landesregierung Brandenburg (2006)).

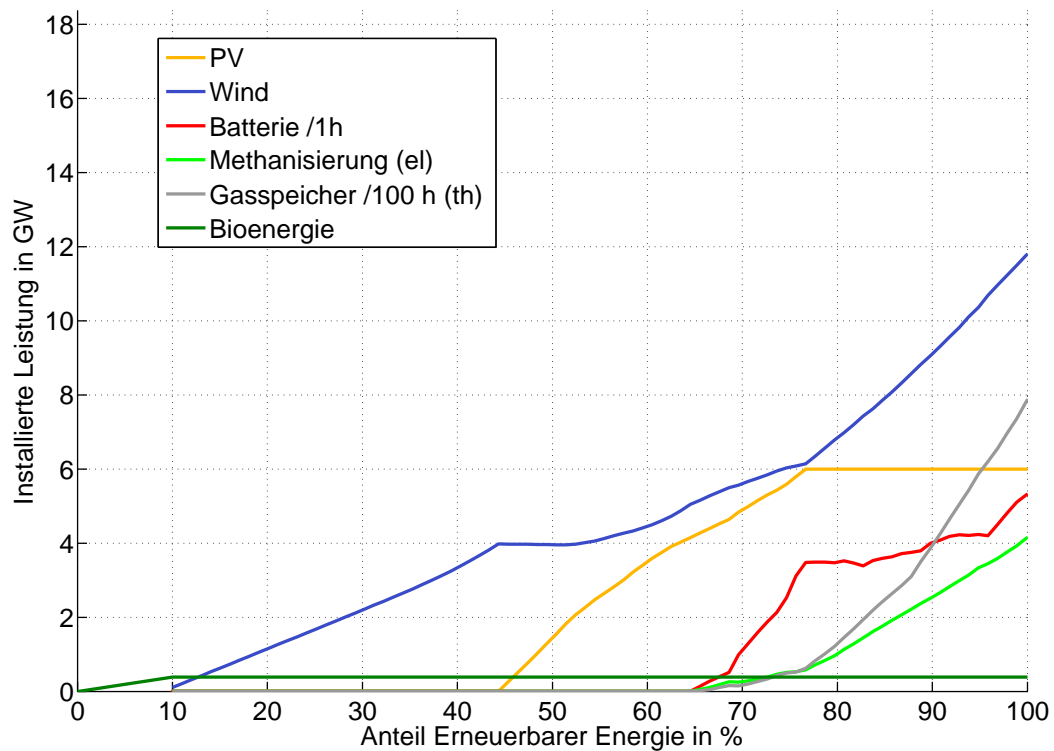


Abbildung 12: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

verlangsamter Zubau ersichtlich, was als plausibel betrachtet werden kann, da die Flächen mit den höchsten Renditeaussichten zuerst bebaut werden.

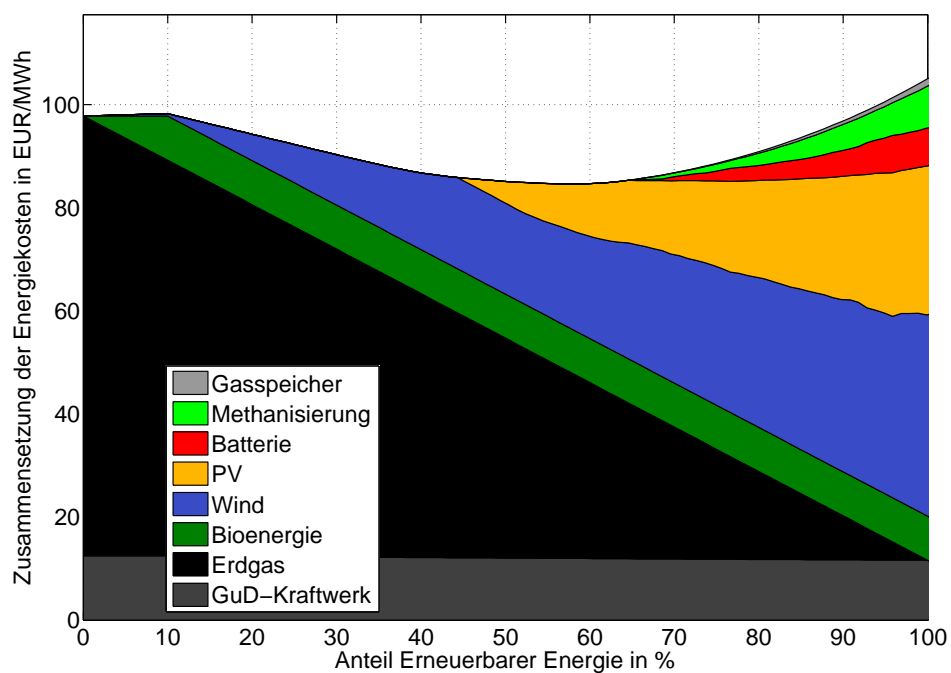


Abbildung 13: Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus

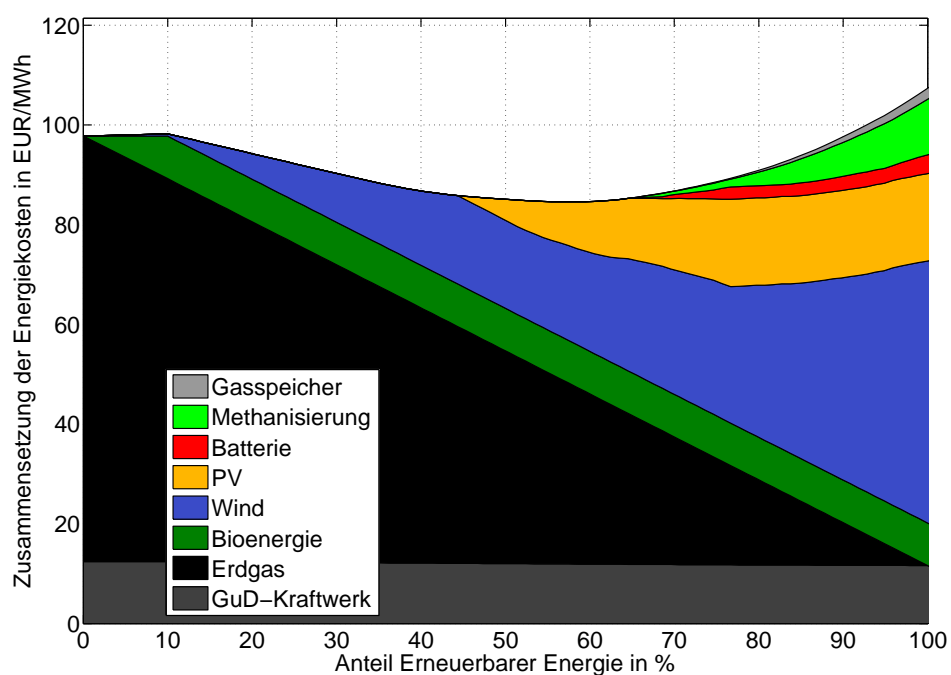


Abbildung 14: Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

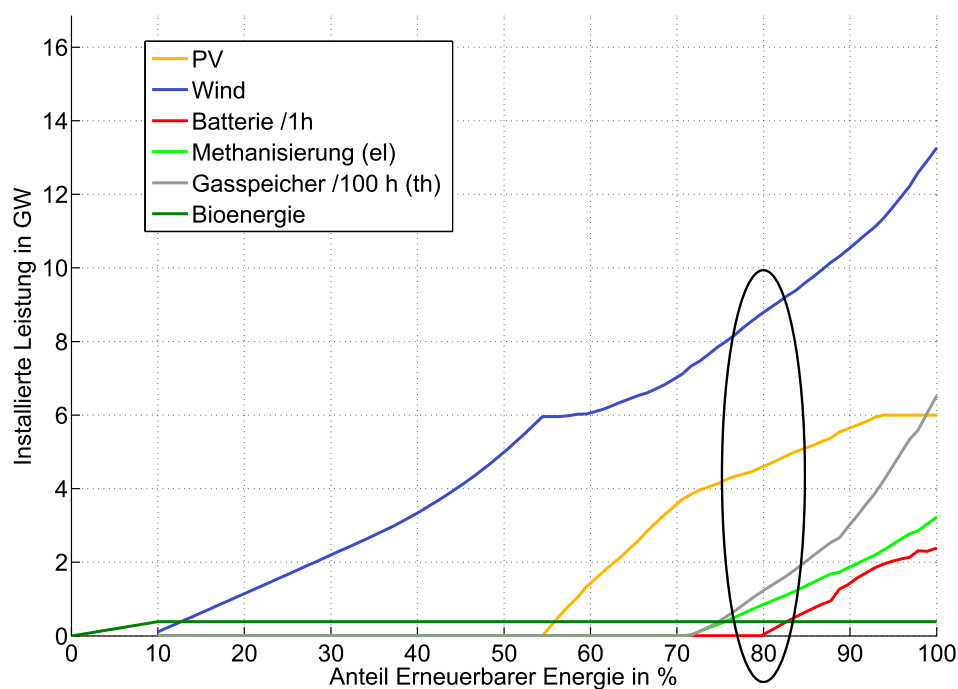


Abbildung 15: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

Tabelle 4: Installierte Leistungen Erneuerbare Energien und Speicher in der Region Brandenburg-Berlin, Szenarienübersicht

	Istzustand	Alternativ- szenario 2020 (80 % EE) vgl. Grafik 15	Alternativ- szenario 2030 (100 % EE) vgl. Grafik 12	Referenz- szenario 2020
Windkraft in MW	4.470 <sup>a</sup>	8.740	11.840	7.640
Photovoltaik in MW	1.280 <sup>b</sup>	4.470	6.000	2.940
Bioenergie in MW	385 <sup>c</sup>	385	385	385 <sup>d</sup>
Batterie in MWh	0	0	4.840	-
Methanisierung in MW	0	830	4.160	-
Gasspeicher in MWh	0	119.000	790.000	-

<sup>a</sup> The Windpower (2011)

<sup>b</sup> Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012), Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

<sup>c</sup> Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

<sup>d</sup> Ohne die lt. Energiekonzept 2020 geplanten zusätzlichen Biomassekraftwerke in Berlin, die mit überwiegend importierter Biomasse betrieben werden sollen (Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)).



#### 4.2.2. Ausgangsdaten für die Simulation des Alternativszenarios im Mehr-Knoten-Modell

Für die Simulation im Mehrknotenmodell werden die in der Untersuchung im Ein-Knoten-Modell ermittelten Gesamtinstallationsmengen auf die Teilregionen verteilt. Dafür wird zunächst eine Potenzialabschätzung für Berlin als eine Teilregion durchgeführt, da davon auszugehen ist, dass die Flächenpotenziale für die Installation von Windkraft und Photovoltaik in Berlin deutlich geringer sind als in Brandenburg.

Für die Abschätzung des Photovoltaik-Potenzials auf Dachflächen wird der Berliner Solaratlas verwendet.<sup>68</sup> Die darin ermittelte für die Installation von Photovoltaikanlagen geeignete Gesamtfläche beträgt rund 23 Mio. m<sup>2</sup>. Die Flächen werden nach Eignung unterschieden. Die Eignung ist abhängig davon, wieviel Prozent der in Berlin maximal möglichen Jahreseinstrahlung<sup>69</sup> auf die jeweilige Fläche auftritt. Die Tabelle 5 gibt einen Überblick über die sehr gut, gut und bedingt geeigneten Flächen. Aus dem Solaratlas geht ebenfalls ein Wert für die maximal installierbare Leistung auf den Eignungsflächen hervor. Dieser beträgt 3.280 MW mit der Annahme, dass für die Installation von 1 kW Peakleistung 7 m<sup>2</sup> Dachfläche benötigt werden. Für die weiteren Berechnungen wird nicht die gesamte geeignete Fläche herangezogen. Zudem sind die für Photovoltaik geeigneten Dachflächen eine Teilmenge der für die Nutzung von Solarthermie geeigneten Dachflächen und stellen eine Konkurrenz zur Nutzung von Solarthermie dar.

Es wird von folgender Abschätzung ausgegangen. Die Nutzung von 45 % der sehr gut geeigneten, 20 % der gut geeigneten und 10 % der bedingt geeigneten Flächen ergibt eine installierbare Leistung von rund 1.042 MW. Dieser Wert nach unten korrigiert (1.000 MW) wird im Alternativszenario 2020 als zu installierende Photovoltaikleistung für die Teilregion Berlin festgelegt und ist damit recht konservativ.<sup>70</sup> Der Rest der benötigten Leistung (3.470 MW) wird gleichmäßig den fünf verbleibenden Teilregionen Brandenburgs zugewiesen (vgl. Tabelle 6). Die Tabelle 6 enthält zudem die installierten Leistungen im Istzustand und im Referenzszenario 2020.

Für das Potenzial zur Installation von Photovoltaikanlagen auf Dächern in Brandenburg gibt es keine flächendeckenden Untersuchungen. Für einen ersten groben Ansatz kann davon ausgegangen werden, dass sich die Potenziale in Berlin und Brandenburg ähneln. Grundsätzlich sind Dachflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen zu bevorzugen, da keine zusätzlichen Flächen in Anspruch genommen werden und die Nähe der Anlagen zu den Verbrauchern zu einem vermehrten Eigenverbrauch des produzierten Stroms führt und damit auch zu einer Entlastung der Netze. Mit dezentralen Speichern kann der Eigenverbrauch noch weiter unterstützt werden.

Folgende mögliche weitere Betrachtung mit dem im Abschnitt 4.2.1 beschriebenen Ein-Knoten-Modell wird daher an dieser Stelle kurz vorgestellt. Zusätzlich zu den aus Stromversorgersicht

<sup>68</sup>Berlin Partner GmbH (2011)

<sup>69</sup>Die maximal mögliche Jahreseinstrahlung ist die Jahressumme der Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> bei optimal ausgerichteten Modulen.

<sup>70</sup>Die Nutzung von 45 % aller geeigneten Flächen (sehr gut, gut, bedingt) ergäben rund 1.500 MW. Eine Nutzung der geeigneten Flächen von bis zu 50 % wird als realistisch angenommen.

Tabelle 5: Für Photovoltaikanlagen geeignete Dachflächen in Berlin

	<b>Eignungs flächen<sup>a</sup> in 1000 m<sup>2</sup></b>	<b>bei Nutzung von</b>	<b>genutzte Flächen in 1000 m<sup>2</sup></b>
sehr gut geeignet	13.090	45 %	5.891
gut geeignet	4.180	20 %	836
bedingt geeignet	5.690	10 %	569
gesamt	22.960		7.296

<sup>a</sup> Berlin Partner GmbH (2011)

Tabelle 6: Installierte Leistung Photovoltaik in MW in den Teilregionen

	<b>Istzustand 2010<sup>a</sup></b>	<b>Alternativszenario 2020</b>	<b>Referenzszenario 2020</b>
Prignitz-Oberhavel	167	694	550
Uckermark-Barnim	197	694	550
Oderland-Spree	152	694	550
Lausitz-Spreewald	482	694	550
Havelland-Fläming	240	694	550
Brandenburg gesamt	1.240	3.470	2.750
Berlin	38	1.000	190

<sup>a</sup> Landesamt für Bauen und Verkehr (2010); Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)

rentablen Energieerzeugungsarten wird hier ein Optimum aus Sicht der Endverbraucherpreise berücksichtigt. Unter der Annahme eines Strombezugspreises von 0,28 €/kWh wird ein System aus PV-Anlage und Batteriespeicher so dimensioniert, dass es den durchschnittlichen Strompreis für den Verbraucher minimiert.<sup>71</sup> Der dem Gesamtsystem zu Grunde liegende Lastverlauf wird um die in den verbraucherseitig installierten Anlagen erzeugte Elektrizität verringert. Anschließend werden, wie oben beschrieben, die verbleibenden Systemkomponenten auf niedrigste Stromgestehungskosten aus Stromversorgersicht optimiert. Die Abbildung 16 zeigt das Ergebnis der unter diesen Annahmen durchgeführten Simulation. Photovoltaikanlagen, die in Kombination mit Batteriespeichern zur Deckung des Eigenbedarfs eingesetzt werden, sind die erneuerbaren Energie- und Speichertechnologien, die in Kombination im hier dargestellten Jahr 2020 am wirtschaftlichsten sind. Die Installation zentraler PV-Anlagen rentiert sich erst ab einem Deckungsanteil durch Erneuerbare Energien von knapp 60 %. Batteriespeicher zur Glättung der Erzeugung zentraler Anlagen rechnen sich erst ab einem EE-Anteil größer 80 %.

<sup>71</sup>Weitere in dieser Simulation getroffenen Annahmen befinden sich im Anhang A.5.

Die für eine 100 %-ige Energieversorgung durch Erneuerbare Energien benötigten Gesamtinstallationsmengen liegen in der Größenordnung der Ergebnisse aus der Simulation ohne Berücksichtigung von dezentralen PV-Batteriespeicher-Systemen (vgl. Abbildung 15 in Abschnitt 4.2.1). Die Auswertung zeigt, dass es bereits bei einem relativ geringen Anteil von Erneuerbaren Energien einen Bedarf an dezentralen Speichern gibt und Ausbaupotenziale aufgrund ihrer Wirtschaftlichkeit gegeben sind. Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen der für ein Kostenoptimum notwendigen dezentralen Systeme liegt bei rund 1.200 MW und damit im Rahmen der ermittelten Dachflächenpotenziale von 2.000 MW.

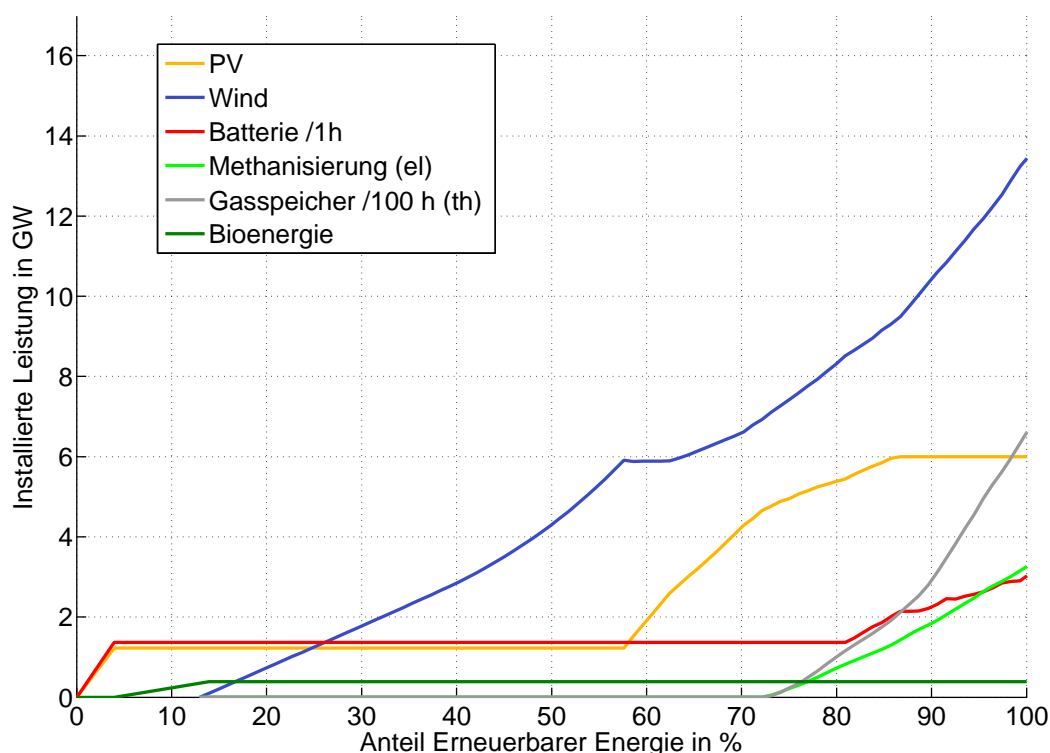


Abbildung 16: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus und unter Berücksichtigung von dezentralen Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen

Um die im Alternativszenario 2020 benötigte Restleistung von 2.470 MW (bei Abzug von jeweils 1000 MW installierter Leistung auf Dachflächen in Brandenburg und Berlin) zu installieren werden gut 6.000 ha (entspricht 0,2 % der Landesfläche Brandenburgs) benötigt.<sup>72</sup> Im Alternativszenario 2030 sind 4.000 MW auf Freiflächen zu installieren, wofür 10.000 ha (entspricht 0,3 % der Landesfläche) benötigt werden. Eine Untersuchung im Auftrag der Gemeinsamen

<sup>72</sup>Bei einer Fläche von 2,5 ha für die Installation von 1 MWp Photovoltaik; dieser Wert ist Standard für Freiflächenanlagen mit c-Si-Modulen (Beispiel Freiflächenanlage Finsterwalde: 198 ha für 80,7 MWp (Solaranlagen-Portal.de (2009); unlimited energie GmbH (2010)))

Landesplanung Berlin-Brandenburg ergab, dass knapp 13.000 ha als mögliche Fläche für Photovoltaikanlagen zur Verfügung stehen.<sup>73</sup> In der Studie der BTU Cottbus wurde ein Flächenpotenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen von 20.000 ha ermittelt.<sup>74</sup> Diese hier aufgeführten Vergleichswerte sollen eine Vorstellung davon vermitteln, inwieweit die in den Alternativszenarien ermittelten Photovoltaikleistungen im realisierbaren Bereich liegen.

Das Potenzial für die Installation von Windkraftanlagen in Berlin beträgt rund 250 MW.<sup>75</sup> Dieser Wert wird auch in der Simulation verwendet. Die restliche Leistung wird, wie bei den Photovoltaikanlagen, gleichmäßig den Teilregionen Brandenburgs zugewiesen. Tabelle 7 zeigt die im Simulationsmodell hinterlegten Installationsmengen und den Vergleichswert des Istzustands und des Referenzszenarios 2020.

Die in Brandenburg zu installierende Windenergieleistung von 8.490 MW liegt innerhalb des vom Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie (BWE) ermittelten Potenzials von 13.000 MW für Brandenburg bei einer Nutzung von 2 % der Landesfläche<sup>76</sup>. Repowering spielt bei der neu zu installierenden Windenergieleistung bis zum Jahr 2020 eine untergeordnete Rolle. Bei Verdopplung der installierten Leistung aller bis zum Jahr 2000 gebauten Anlagen durch Repowering ergibt sich eine zusätzliche Leistung von rund 450 MW, die ohne neue Flächenbeanspruchung installiert werden kann.<sup>77</sup> Dieser Wert ist bereits als Obergrenze zu betrachten, da insbesondere ältere Anlagen vereinzelt stehen und sie beim Repowering Flächen in den Windeignungsgebieten in Anspruch nehmen würden.

Tabelle 7: Installierte Leistung Wind in MW in den Teilregionen

	<b>Istzustand 2010<sup>a</sup></b>	<b>Alternativszenario 2020</b>	<b>Referenzszenario 2020</b>
Prignitz-Oberhavel	1.194	1.698	1.500
Uckermark-Barnim	801	1.698	1.500
Oderland-Spree	595	1.698	1.500
Lausitz-Spreewald	906	1.698	1.500
Havelland-Fläming	970	1.698	1.500
Brandenburg gesamt	4.466	8.490	7.500
Berlin	2	250	140

<sup>a</sup> The Windpower (2011)

Die für das Alternativszenario notwendigen Speicher und Methanisierungsanlagen werden gleich-

<sup>73</sup>12.710 ha Konversionsflächen außerhalb von Wäldern und Forsten (Bosch & Partner GmbH (2009))

<sup>74</sup>Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

<sup>75</sup>Wagner, P. (2011)

<sup>76</sup>Bundesverband WindEnergie e. V. (2011)

<sup>77</sup>Im Jahr 2000 waren in Brandenburg Windkraftanlagen mit insgesamt 442 MW installiert (DEWI GmbH Deutsches Windenergie-Institut).

mäßig allen Teilregionen zugewiesen. Einen Überblick gibt die Tabelle 8. Als Vergleichswert soll die Speicherkapazität des gesamten Erdgasnetzes in Deutschland dienen. Diese beträgt samt Erdgasspeichern 220 TWh<sub>th</sub><sup>78</sup> und damit fast das 2000-fache der im Alternativszenario 2020 und fast das 300-fache der im Alternativszenario 2030 benötigten Speichergröße in der Region Brandenburg-Berlin. Der Berliner Erdgasspeicher verfügt über eine Speicherkapazität von rund 1,5 TWh<sub>th</sub>.<sup>79</sup>

Tabelle 8: Installierte Leistung Methanisierung in MW und Speicherkapazität in MWh in den Teilregionen, Alternativszenario 2020

	Methanisierung [MW]	Gasspeicher [MWh]
Prignitz-Oberhavel	138	19.833
Uckermark-Barnim	138	19.833
Oderland-Spree	138	19.833
Lausitz-Spreewald	138	19.833
Havelland-Fläming	138	19.833
Berlin	138	19.833
gesamt	830	119.000

Istzustand und Referenzszenario 2020: Methanisierung 0 MW, Gasspeicher 0 MWh

## 5. ERGEBNISSE UND AUSWERTUNG

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus der Simulation der Szenarien im Mehr-Knoten-Modell hauptsächlich anhand des Alternativszenarios 2020 dargestellt. Teilergebnisse aus der Simulation des Referenzszenarios 2020 werden vergleichend gegenüber gestellt. Für das Alternativszenario 2030 werden die Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger am Nettostromverbrauch dargestellt.

### 5.1. Lastdeckung durch Erneuerbare Energien und Bedarf an fossilen Kraftwerken

Aus der Simulation des Alternativszenarios 2020 im Mehr-Knoten-Modell (vgl. Abschnitt 2) ergibt sich eine Lastdeckung durch Erneuerbare Energien wie in Abbildung 17 dargestellt. Die Deckung der Stromnachfrage ist nicht als bilanzieller Wert zu verstehen, sondern als Summe der stündlichen Deckung der Last in der Region Brandenburg-Berlin. Die Erneuerbaren Energien übernehmen einen Lastdeckungsanteil von 76,8 %. Dieser Wert weicht leicht nach unten

<sup>78</sup>Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2011)

<sup>79</sup><http://www.erdgasspeicher-berlin.de>

von der für das Alternativszenario 2020 im Ein-Knoten-Modell ermittelten Lastdeckung von 80 % ab (vgl. Abschnitt 4.2.1). Der Unterschied ergibt sich aufgrund der räumlich genaueren Betrachtung der Region im Vergleich zum Ein-Knoten-Modell, in dem alle ortsabhängigen Datensätze (Windgeschwindigkeiten, PV-Einspeiseleistungen, Lastprofile) jeweils auf nur einen geographischen Ort bezogen sind.

Die bilanzielle Deckung durch Erneuerbare Energien, d. h. das Verhältnis aus der möglichen Jahresproduktion zum jährlichen Strombedarf in der Region Brandenburg-Berlin, beträgt 99 %. Hierin enthalten ist die Überschussenergie, die aufgrund von Netzengpässen oder Engpässen bei der Speicherleistung und -kapazität nicht zur Deckung des Strombedarfs in der betrachteten Region genutzt werden kann. In der Realität würde diese Energie exportiert oder deren Produktion durch Abregeln der Anlagen vermieden werden. Sinnvoll wäre eine Nutzung dieses Überschusses für andere Energiedienstleistungen, z. B. im Wärme- und Mobilitätssektor. Der Anteil von 23,2 %, den die fossilen Kraftwerke an der Lastdeckung übernehmen, ist der Gesamtwert der residualen Stromnachfrage, die sich stündlich nach Ausschöpfung aller Erneuerbaren Ressourcen und Speichertechnologien ergibt.

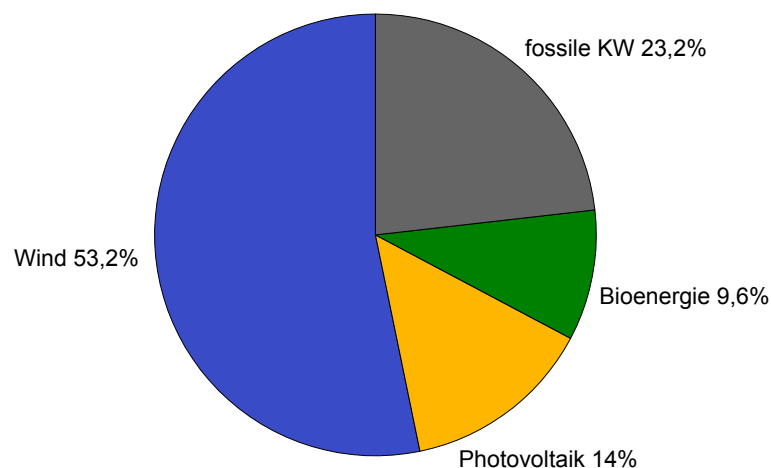


Abbildung 17: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Alternativszenario 2020

Beispielhaft sind Erzeugungs- und Lastverläufe ausgewählter Wochen in den Abbildungen 18 bis 21 veranschaulicht. Dargestellt als Balken für jede Stunde der Woche sind die Erzeugung durch Erneuerbare Energien in der Reihenfolge wie sie im Simulationsprogramm zum Einsatz kommen, die Speicherentladung und der Einsatz fossiler Kraftwerke. Als Linien dargestellt sind die Last und die Beladung der Speicher, die immer dann zum Einsatz kommen, wenn die

Last bereits vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt werden konnte. Die nicht genutzte Überschussenergie ist die Energie, die über den Last- und Speicherbeladungsverlauf hinausgeht.

Die Abbildung 18 zeigt die Woche, in der die Maximallast auftritt (19. Stunde des 1. Dezembers). Zum Zeitpunkt der Maximallast herrscht ein hohes Windaufkommen. Die Maximallast wird vollständig durch die Windenergie gedeckt. Insgesamt ist die Lastdeckung durch Erneuerbare Energien in dieser Beispielwoche eher gering.

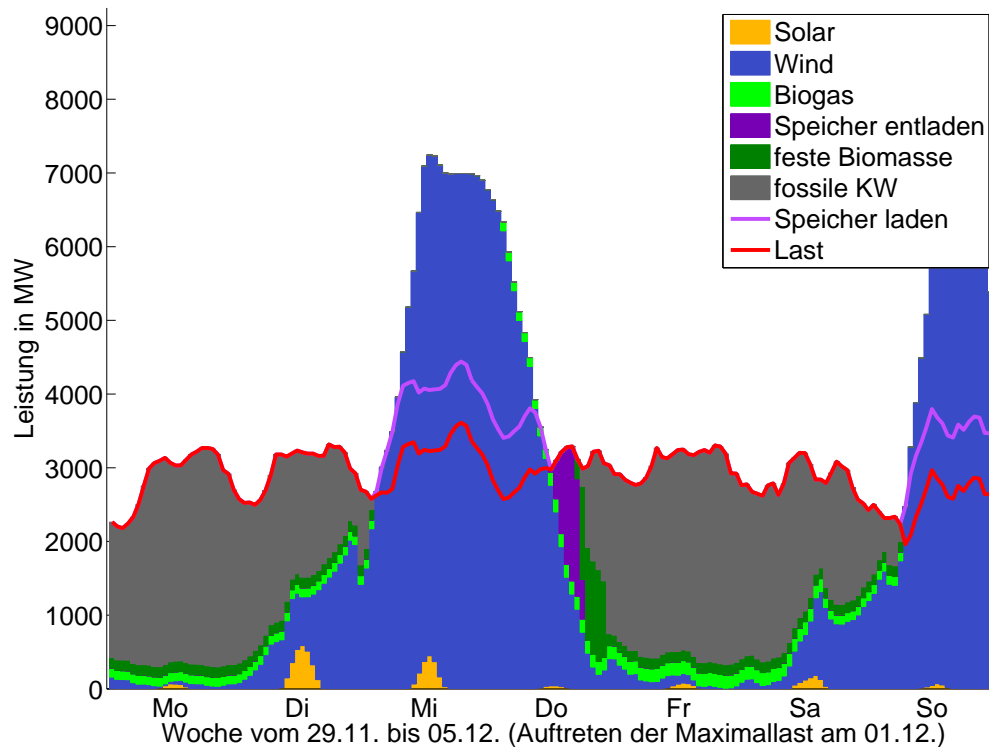


Abbildung 18: Woche der Maximallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

Die Abbildung 19 zeigt die Woche der Minimallast, die in der 6. Stunde des 24. Mai auftritt. Auch diese Last wird vollständig durch die unregelmäßigen Erneuerbaren Energien gedeckt. Insgesamt ist in dieser Woche ein hoher Deckungsanteil durch Erneuerbare Energien zu verzeichnen.

Die Woche mit dem höchsten Deckungsanteil durch Erneuerbare Energien ist in Abbildung 20 dargestellt. Zu Beginn dieser Woche herrscht ein hohes Windaufkommen, dass zu einer Beladung der Speicher, aber auch zu einem hohen Anteil nicht genutzter Überschussenergie führt. Auch die Stromerzeugung aus Biogas wird in der Darstellung als Überschussenergie ausgewiesen, was auf die eingeschränkte Regelbarkeit der Biogasanlagen zurückzuführen ist. Nach dem Abflachen der hohen Stromerzeugung aus Wind wird die Erzeugung durch die unregelmäßigen Erneuerbaren Energien deutlich geringer als die Last, sodass zunächst neben der Stromerzeugung durch Biogas die zuvor beladenen Speicher und anschließend die feste Biomasse zum Einsatz

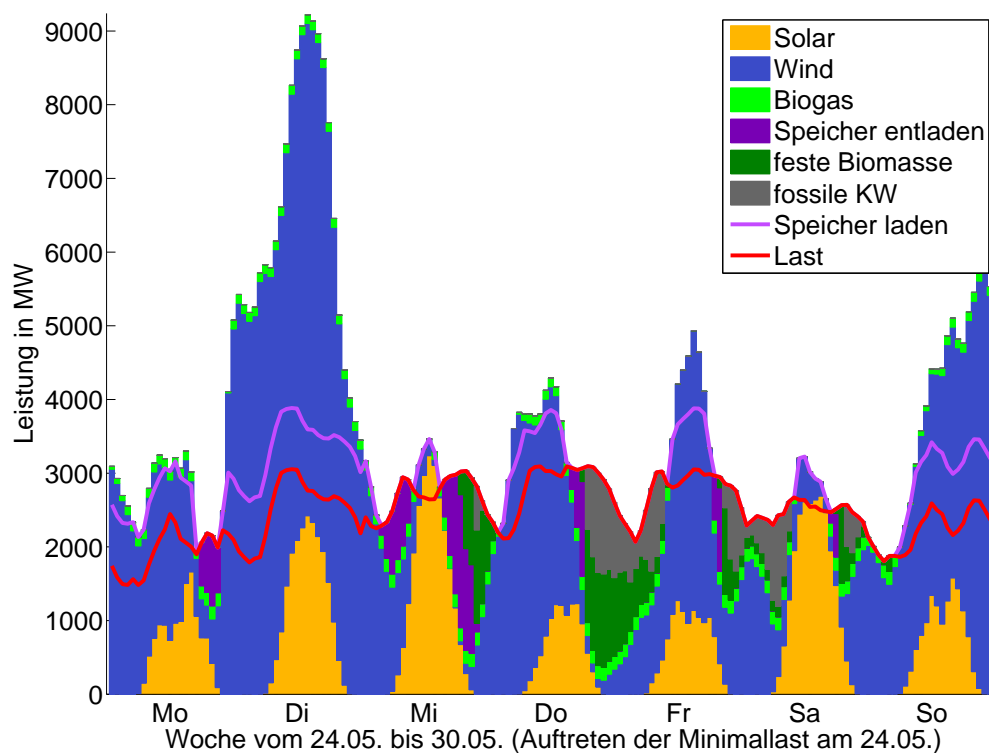


Abbildung 19: Woche der Minimallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

kommen. Gegen Ende der Woche reichen Speicher- und Biomassepotenziale nicht mehr aus und fossile Kraftwerke werden zur Deckung der Residuallast herangezogen.

Abbildung 21 zeigt die Woche mit der geringsten Lastdeckung durch Erneuerbare Energien. Die Stromerzeugung durch Photovoltaik ist in dieser Woche sehr gering. Auch der Einsatz der festen Biomassekraftwerke ist begrenzt. Speicher kommen erst zum Ende der Woche zum Einsatz nachdem sie zuvor durch die überschüssige Windenergie geladen wurden.

Die Abbildung 22 zeigt, beispielhaft für die Wintermonate, den Einsatzplan fossiler Kraftwerke, die zur Deckung der Residuallast notwendig sind. Die maximal aufgetretene Residuallast beträgt rund 3.000 MW. Um die Versorgung sicherzustellen, müssen fossile Kraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung in dieser Größenordnung zur Verfügung stehen. Die Darstellung zeigt deutlich, dass die stark schwankenden Residuallasten nur durch flexible Kraftwerke gedeckt werden können.

In Abbildung 23 ist dargestellt, welche Leistung fossiler Kraftwerke mit wieviel Betriebsstunden im Jahr abgefordert wird. Zum Vergleich ist das Referenzszenario 2020 und ein Szenario, bei dem nur die Versorgung Brandenburgs (ohne Berlin) betrachtet wurde, gegenübergestellt. Im Alternativszenario 2020 (Brandenburg und Berlin) sind 4020 Einsatzstunden fossiler Kraftwerke nötig, im Referenzszenario (Brandenburg und Berlin) werden 5800 Einsatzstunden benötigt. Im



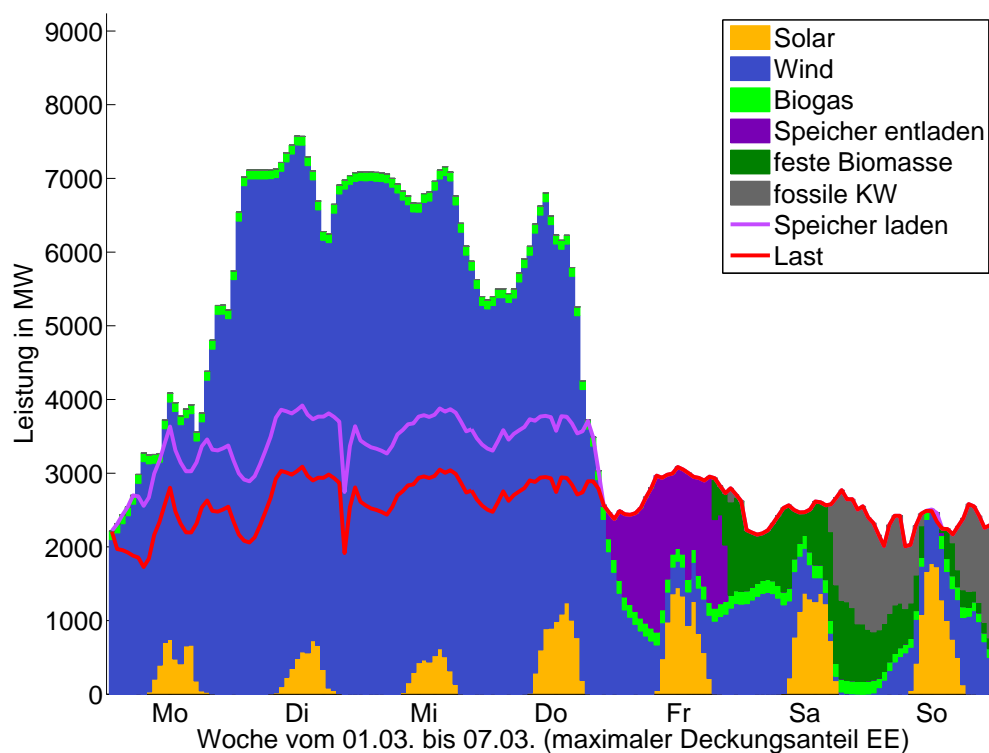


Abbildung 20: Woche der höchsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

Vergleichsszenario, das nur die Versorgung Brandenburgs betrachtet, sind 3400 Einsatzstunden notwendig.

Im Folgenden werden die hier dargestellten Ergebnisse in Bezug auf die Absicht der Landesregierung Brandenburg, die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz (Jänschwalde und Schwarze Pumpe) weiter zu betreiben<sup>80</sup>, gesetzt. Die Abbildung 22 eignet sich, um die technische Machbarkeit zu beurteilen. Anhand von Abbildung 23 lassen sich Aussagen zum wirtschaftlichen Betrieb treffen.

Aus dem in dieser Studie entwickelten Alternativszenario 2020 wie auch aus dem Referenzszenario 2020 ergibt sich für die nahe Zukunft ein neues Anforderungsprofil für die fossile Reststromversorgung. Zukünftig müssen fossile Kraftwerke ihre Stromerzeugung zeitlich sehr flexibel regeln und unmittelbar auf Lastschwankungen reagieren können. Gut geeignet für solche Anforderungen sind moderne erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke. Braunkohlekraftwerke sind dafür komplett ungeeignet. Eine Regelung von Braunkohlekraftwerken ist kurzzeitig über die Drosselung der Dampfungabe möglich, jedoch nicht über einen längeren Zeitraum. Zudem ist dabei eine Einsparung von Rohstoffen und CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht gegeben, da die Feuerung

<sup>80</sup>Lt. der Energiestrategie 2030 gibt es verschiedene Varianten für den Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz (Stilllegung einzelner Blöcke Jänschwaldes mit oder ohne Neubau und Weiterbetrieb Schwarze Pumpe mit verschiedenen CO<sub>2</sub>-Einsparungsmaßnahmen (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b)).

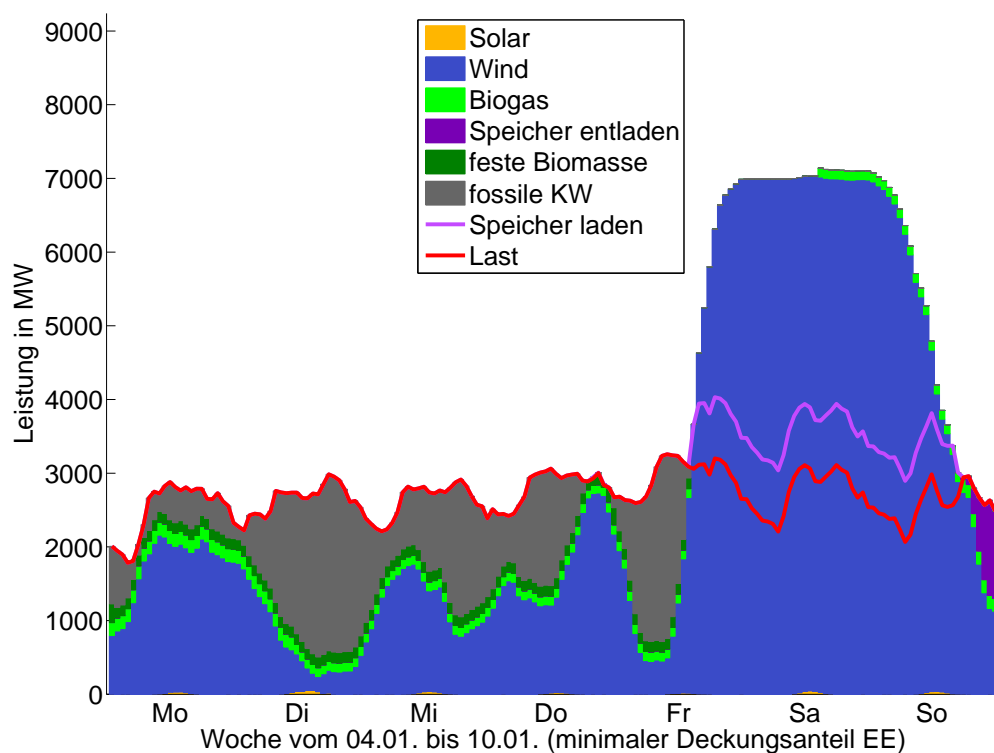


Abbildung 21: Woche der geringsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

nicht in einem derart kurzen Zeitraum heruntergefahren werden kann.

Zur vollständigen Deckung der Stromnachfrage muss fossile Kraftwerksleistung in der Größenordnung der maximal aufgetretenen Residuallast vorhanden sein. Um die im Alternativszenario 2020 maximal aufgetretene Residuallast von rund 3000 MW (erkennbar in Abbildung 23) mit flexiblen Gaskraftwerken zu decken, reichen die derzeit in Brandenburg und Berlin installierten Kraftwerkskapazitäten nicht aus (vgl. Tabelle 9). Weitere rund 1000 MW installierte Leistung sind erforderlich, wenn die gesamte Residuallast mit Erdgaskraftwerken gedeckt werden soll. Das entspricht 2,5 mal der Größenordnung des mit 400 MW geplanten Erdgaskraftwerks in Premnitz<sup>81</sup>. Diese Größenordnung schließt aus, dass sonstige neben Kohlekraftwerken vorhandene Kraftwerkskapazitäten genutzt werden.

Die zusätzlichen Kraftwerke würden im Alternativszenario 2020 in rund 1000 h zum Einsatz kommen, wobei idealerweise ältere, abgeschriebene Kraftwerke zur Deckung der in nur wenigen Stunden auftretenden Spitzenlasten genutzt werden sollten. Ein weiterer Faktor zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit neu zu bauender Erdgaskraftwerke ist der mögliche Einsatz dieser Kraftwerke zur Stromerzeugung aus erneuerbar gewonnenem Methan.

<sup>81</sup>Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b), Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

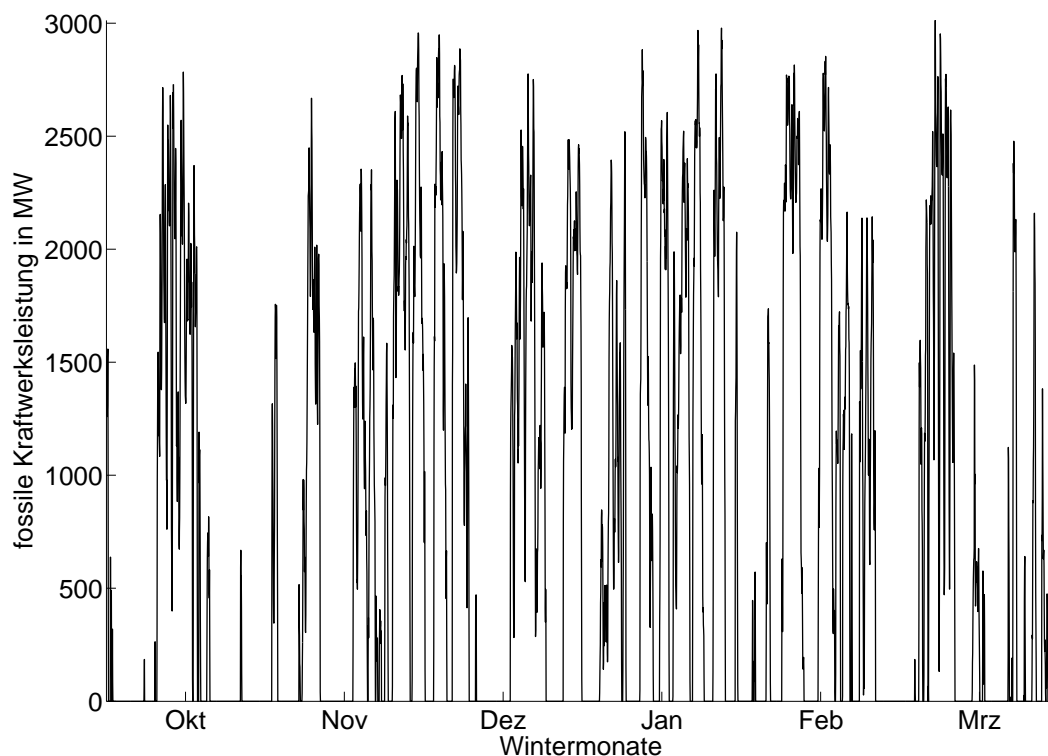


Abbildung 22: Einsatzplan der fossilen Kraftwerke für die Residuallast am Beispiel der Wintermonate, Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

Von der wirtschaftlichen Seite betrachtet ist ein Einsatz von Braunkohlekraftwerken, die nur für die Lastdeckung in der Region Brandenburg-Berlin eingesetzt werden, mit rund 4000 Einsatzstunden (nicht Vollbenutzungsstunden!) im Alternativszenario und weniger als 6000 Einsatzstunden im Referenzszenario nicht sinnvoll. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist nur mit hohen Stromexporten zu erreichen. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass Energiekonzepte mit ambitionierten Zielen für den Ausbau Erneuerbarer Energien in allen Bundesländern Deutschlands existieren.<sup>82</sup> Damit stellt sich die Frage, ob es in Zukunft genügend Bedarf für den durch die Lausitzer Braunkohlekraftwerke erzeugten Strom gibt. Zum anderen ist ein Netzausbau bereits durch den Ausbau Erneuerbarer Energien notwendig. Der für den wirtschaftlichen Betrieb notwendige Export von Braunkohlestrom wird die Netze zusätzlich belasten.

Abschließend sind in Abbildung 25 die Anteile der Energieerzeuger bei einer vollständigen Stromversorgung durch Erneuerbare Energien im Alternativszenario 2030 dargestellt; Abbildung 24 zeigt die Anteile der Energieerzeuger im Referenzszenario.

<sup>82</sup>Deutsche Energieagentur - Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan (2011), Schlandt, J. (2011)

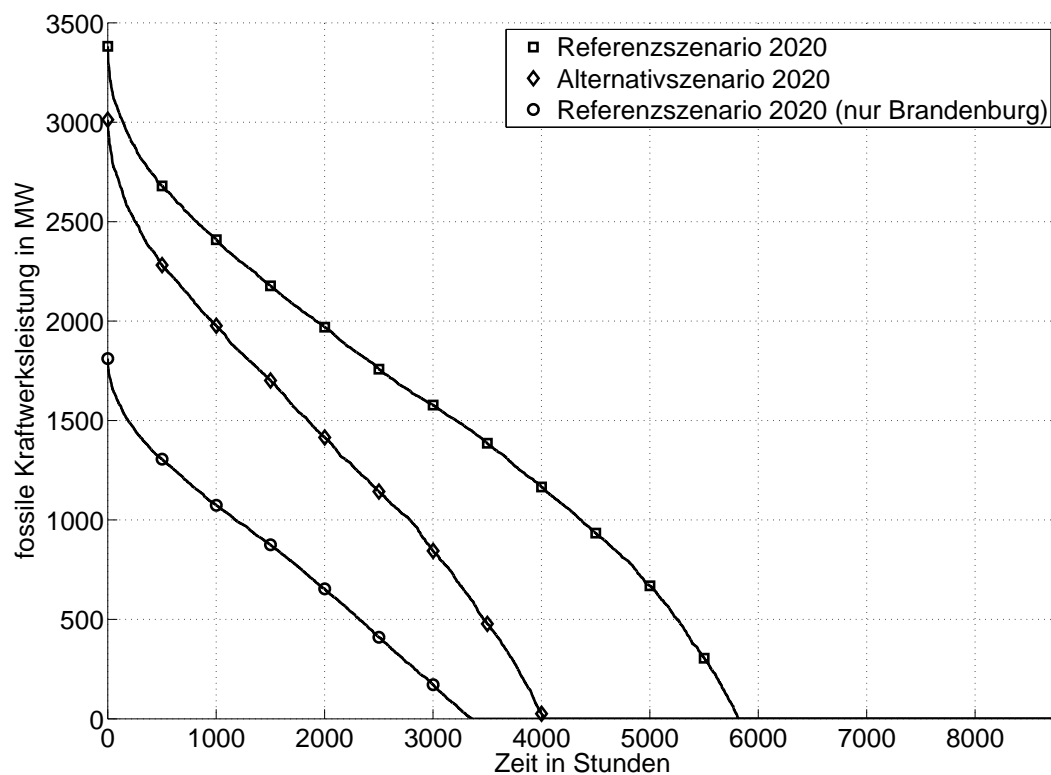


Abbildung 23: Jahresdauerlinie der fossilen Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast, Szenarien 2020

Tabelle 9: Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin und Summe der Erdgaskraftwerke

	Brandenburg	Berlin	
Braunkohle	4.500	160	
Steinkohle	0	650	
<b>Erdgas</b>	870	1.150	<b>2.020</b>
Mineralöl	190	280	
Sonstige	120	120	
gesamt	5.680	2.360	

Quellen: (Bundesnetzagentur, 2011), (Landesamt für Bauen und Verkehr, 2010)

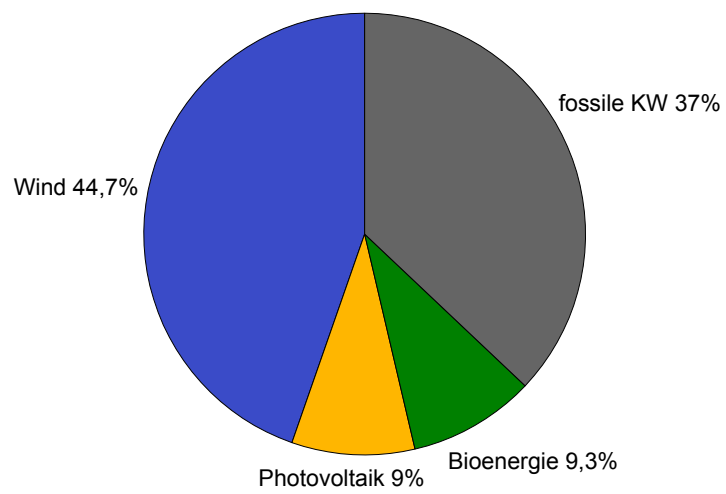


Abbildung 24: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Referenzszenario 2020

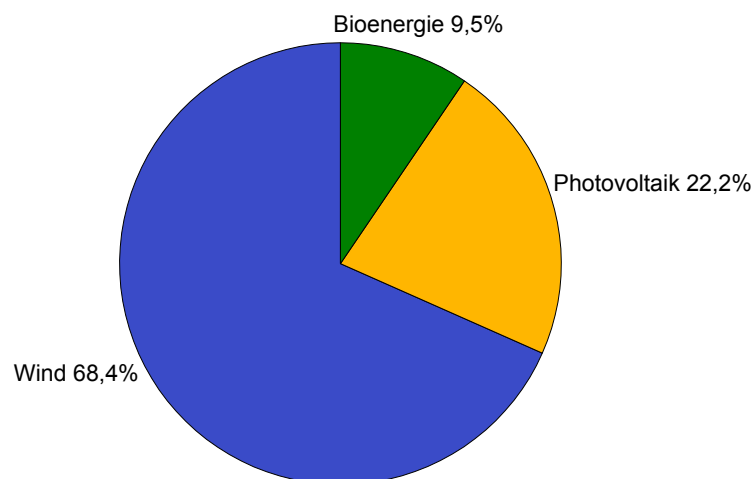
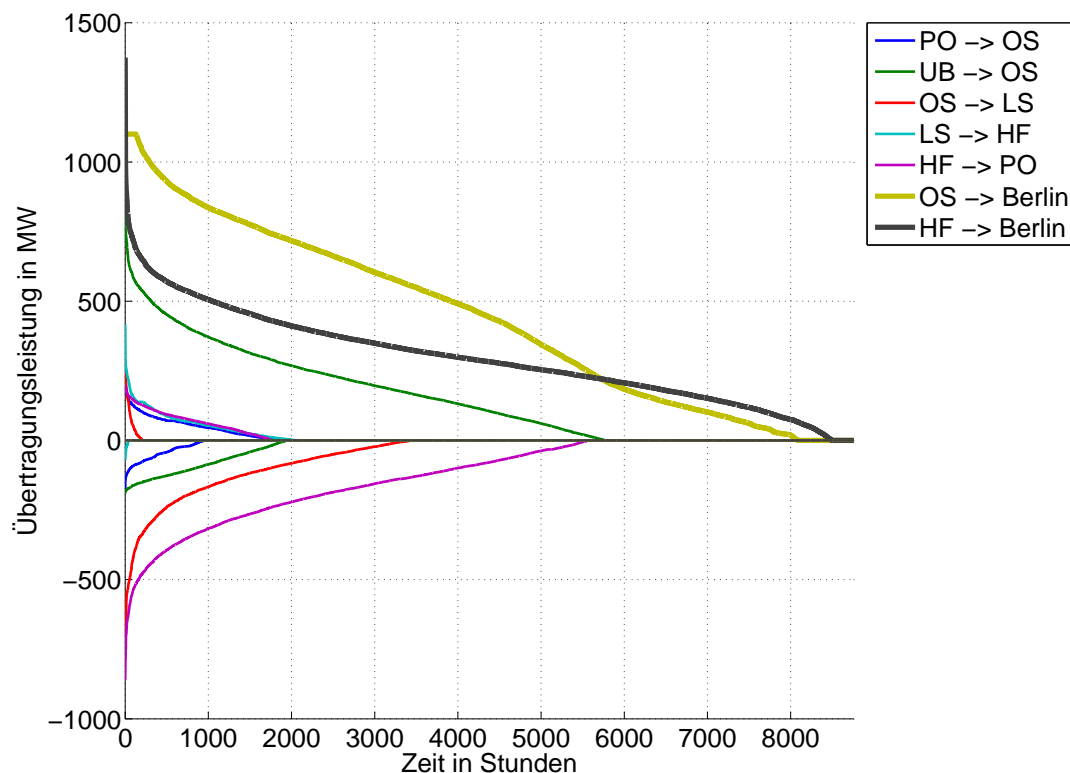


Abbildung 25: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Ein-Knoten-Modell, Alternativszenario 2030

## 5.2. Leitungsbelastung zwischen den Teilregionen

Durch die Betrachtung im Mehr-Knoten-Modell können die Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz<sup>83</sup> ausgewertet werden. Die Abbildung 26 zeigt die jeweils aufgetretene Übertragungsleistung zwischen den Teilregionen in Abhängigkeit von den Stunden im Jahr. Jede Farbe entspricht den Leistungsflüssen zwischen den in der Legende genannten Regionen. Die positiven und negativen Werte definieren die Richtung des jeweiligen Leistungsflusses. Im positiven Bereich ist die Richtung entsprechend der Leserichtung in der Legende definiert (beispielsweise von Prignitz-Oberhavel nach Oderland-Spree oder von Oderland-Spree nach Berlin). Im negativen Bereich sind die Leistungsflüsse in den jeweils umgekehrten Richtungen dargestellt. Die beiden fett dargestellten Verläufe, die nur im positiven Bereich auftreten, sind die Leitungsbelastungen zwischen Berlin und den Regionen Oderland-Spree/Havelland-Fläming, die als einzige eine direkte Verbindung zu Berlin haben.



HF: Havelland-Fläming, LS: Lausitz-Spreewald, OS: Oderland-Spree,  
PO: Prignitz-Oberhavel, UB: Uckermark-Barnim

Abbildung 26: Belastung des Höchstspannungsnetzes zwischen den Teilregionen als Jahresdauerlinie, Alternativszenario 2020

Erkennbar ist, dass die Übertragungskapazität nach den in dieser Studie vorgenommenen Berechnungen (vgl. Kapitel 2) und in der autarken Betrachtung der Region Brandenburg-Berlin

<sup>83</sup>Höchstspannungsnetz entsprechend Abbildung 3 auf Seite 22.

ausreichen. Lediglich auf der Leitung von der Teilregion Oderland-Spree nach Berlin kommt es zu einem kleinen Engpass in rund 140 Stunden.

Innerhalb Brandenburgs kommt es hauptsächlich auf der Verbindung von Uckermark-Barnim in Richtung Oderland-Spree (grüner Verlauf im positiven Bereich) und von Prignitz-Oberhavel in Richtung Havelland-Fläming (lilafarbener Verlauf im negativen Bereich) zu einer Leitungsbelastung. Gründe hierfür können die geringe Stromnachfrage in den Regionen Prignitz-Oberhavel (PO) und Uckermark-Barnim (UB)<sup>84</sup> und die daraus resultierende Weiterleitung des erzeugten Stroms sein, insbesondere in die beiden Regionen, die eine direkte Verbindung zur Teilregion Berlin als großen Stromverbraucher haben.

Die Leitungsbelastung kann in der Realität höher sein, da beispielsweise Durchleitungen von erneuerbarem Strom durch die Region Brandenburg-Berlin in den Süden Deutschlands oder der Export von Braunkohlestrom nicht ausgewertet werden. Die hier untersuchten Szenarien beziehen sich bewusst nur auf die Region Brandenburg-Berlin als autarkes System. Weiterhin nicht ausgewertet wird die Belastung in den Netzen der Hoch- und Mittelspannungsebene. Hier sei noch einmal auf die Studie der BTU Cottbus<sup>85</sup> verwiesen, in der der Netzausbau quantifiziert wird. Inwieweit welche Faktoren (Import, Export, Verteilung innerhalb der Region Brandenburg-Berlin) Einfluss auf den dort benannten Ausbaubedarf haben, geht aus der Studie nicht hervor. Die Darstellung der Belastung der beiden Transportwege von Brandenburg nach Berlin kann jedoch als realitätsnah betrachtet werden, da auf dieser Verbindung keine Hoch- und Mittelspannungsnetze existieren.

Die importierte Energiemenge Berlins über das gesamte Jahr im Alternativszenario 2020 beträgt rund 6,4 TWh. Das entspricht fast 60 % der Stromnachfrage Berlins und rund 37 % der erneuerbaren Stromerzeugung Brandenburgs.

---

<sup>84</sup>3,3 TWh im Vergleich zu der in der Simulation verwendeten Gesamtstromnachfrage von 22,7 TWh in der Region Brandenburg-Berlin und 8,7 TWh in den restlichen Regionen Brandenburgs (HF, LS, OS).

<sup>85</sup>Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

## 6. ZIELFÜHRENDE MAßNAHMEN UND AUSBLICK

Die Studie stellt anhand der Simulationen vor allem dar, mit welchem Ausbau der einzelnen Technologien eine Deckung des Strombedarfs mit Erneuerbaren Energien erreicht werden kann. Ob die getroffenen Annahmen und damit die Transformation des Systems eintreten hängt wesentlich von politischen Zielsetzungen und Maßnahmen ab. Die folgenden Maßnahmen, die sich im wesentlichen auf direkt aus dieser Studie abgeleitete Punkte beziehen, sind nur einige Handlungsmöglichkeiten seitens der Politik.

- Maßnahmen zur Senkung des Energieverbrauchs: Die technische Machbarkeit für die Verbrauchsreduktion ist in zahlreichen Studien untersucht und nachgewiesen. In Abschnitt 3.1 wurde bereits ein Beispiel für eine Abschätzung des VDE bei Nutzung aller technischen Potenziale genannt. Hauptsächlich fehlt es derzeit an politischen Instrumenten, die eine Senkung des Elektroenergieverbrauchs vorantreiben. Beispiele für Handlungsmöglichkeiten der Politik sind Toprunner-Modelle, die den Verkauf von energieeffizienten Geräten durchsetzen oder finanzielle Anreize für Investitionen in Energieeffizienz, sowohl bei den Haushalten als auch in der Industrie.
- Maßnahmen zum Ausbau von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen: Gemeinden mit Flächensuche beauftragen und unterstützen. Insbesondere werden Flächen für den Ausbau der Photovoltaik benötigt. Dachflächen sollten hierbei Priorität haben, da hier die Möglichkeit zum Eigenverbrauch und damit einer Entlastung der Netze besteht und keine zusätzlichen Flächen wie bei Freiflächenanlagen beansprucht werden. Eine Möglichkeit, den Photovoltaikausbau auf Dachflächen voranzutreiben, sind auch Solardachkataster, wie sie bereits in Berlin und Potsdam erfolgreich umgesetzt wurden. Aber auch Freiflächen sind notwendig, um die für eine nachhaltige Energieversorgung benötigten Photovoltaikanlagen zu installieren. Die Suche nach Flächen für den Bau von Windkraftanlagen ist nach wie vor zu unterstützen. Ebenso ist der Abbau von Hemmnissen zu befördern. Höhenbegrenzungen für Windstandorte wie auch Befeuervorschriften seien hier stellvertretend genannt. Grundvoraussetzung für den kontinuierlichen Ausbau ist ein Weiterbestehen angemessener Einspeisevergütungen.
- Netzausbau auf Verteilnetzebene: Der Netzausbau auf der Verteilnetzebene ist ein weiterer wichtiger Meilenstein, um den Strom aus dezentralen EE-Anlagen, die Priorität vor den zentralen Anlagen haben sollten, ohne Einschränkungen nutzen zu können. Hierfür sind öffentliche Ermittlungsverfahren für notwendige Netzinfrstrukturmaßnahmen zu empfehlen.
- Maßnahmen zur Erhaltung der Netzstabilität: Förderungen des Eigenverbrauchs und der Installation von Speichern zur Lastglättung. Der Eigenverbrauch von erneuerbar erzeugtem Strom entlastet die Übertragungs- und Verteilnetze. Hier sind passende rechtliche Rahmenbedingungen als Anreiz und Sicherheit für VerbraucherInnen und NetzbetreiberInnen erforderlich.<sup>86</sup>

<sup>86</sup>NetzbetreiberInnen dürfen z. Zt. nicht mit dem Strom aus Speichern handeln und PV-AnlagenbetreiberInnen haben im Moment noch keine Vorteile aus dem Betrieb von Speichern.



- Maßnahmen zur Beschleunigung der Markteinführung von Methanisierungsanlagen: Auch hier muss die Standortsuche in den Gemeinden vorangetrieben werden. Geeignet sind Standorte, an denen sich bereits Speichermöglichkeiten (Erdgasnetz oder Geologie) für das erzeugte Methan befinden und dadurch die vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann. Auch machen Methanisierungsanlagen in der Nähe von Biogasanlagen Sinn, um das bei der Stromerzeugung produzierte CO<sub>2</sub> für die Methanisierung zu verwenden. Sinnvoll ist es, zeitnah den Bau von Pilotanlagen der Methanisierung zu forcieren (durch Marktanreizprogramme, evtl. im Rahmen des EEG), um den Lernprozess voranzutreiben.
- Maßnahmen zur Gestaltung des fossilen Kraftwerksparks: Die wichtigste Erkenntnis aus der Auswertung aller Szenarien ist, dass die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien nicht durch unflexible Kraftwerke im Netz behindert werden darf. Braunkohle darf nicht als Brückentechnologie erhalten bleiben, sondern es werden verstärkt flexiblere Kraftwerke notwendig. Die Stromerzeugung aus erdgasbetriebenen Kraftwerken parallel zu der aus Erneuerbaren Energien ist als Übergang in eine zukunftsfähige Energieversorgung sinnvoll, da diese Kraftwerke auch für die Stromerzeugung aus erneuerbar gewonnenem Methan einsetzbar sind. Hier muss bei der Planung von Gaskraftwerken der Standort an den zukünftigen Bedarfen des Stromnetzes und an der KWK-Fähigkeit orientiert werden.
- Maßnahmen zur Bewusstseinsbildung: Notwendig für die Transformation ist eine verstärkte öffentliche Diskussion und Möglichkeiten der Beteiligung für die breite Bevölkerung. Dafür sind Planungsgrundlagen und Berechnungen mit allen verwendeten Daten und Annahmen offen zu legen.



## **Teil II.**

# **Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien**

## 7. STATUS QUO DER WÄRMEVERSORGUNG BRANDENBURGS UND BERLINS

### 7.1. Situation in Deutschland

In Deutschland wurden im Jahr 2008 rund 9.100 PJ Endenergie<sup>87</sup> benötigt.<sup>88</sup> Die Abbildung 27 veranschaulicht die prozentualen Anteile der verschiedenen Anwendungsbereiche, für die die Endenergie aufgewendet wurde. Endenergie wird in Form von Wärme- und Kälteanwendungen, mechanischer Energie sowie für Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) verwendet. Der Bereich Wärme umfasst die Kategorien Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme und hat einen Anteil von rund 56 % am gesamten Endenergiebedarf, was rund 5.100 PJ entspricht.

Die Abbildung 28 stellt die Anwendungsbereiche aufgeschlüsselt auf die Sektoren „Industrie“, „GHD“<sup>89</sup>, „Haushalte“ und „Verkehr“ dar. Der Endenergieverbrauch ist nahezu gleichmäßig auf alle Sektoren verteilt, mit Ausnahme des Sektors „GHD“, auf den ein deutlich geringerer Bedarf entfällt. Im Sektor Industrie dominieren die Bereiche Prozesswärme und mechanische Energie. Zur Deckung des Wärmebedarfs insgesamt werden in der Industrie 72,4 % der Endenergie benötigt. Im Sektor „GHD“ entfallen auf die Energieanwendung Wärme 63,2 %. In den Haushalten dominiert die Bereitstellung von Wärme mit 90,4 % der Endenergie. Sonstige Prozesswärme in Haushalten sind beispielsweise die Energiedienstleistungen Backen und Kochen.

Der Sektor „Verkehr“ benötigt fast ausschließlich mechanische Energie, weshalb er in den folgenden Betrachtungen vernachlässigt wird.

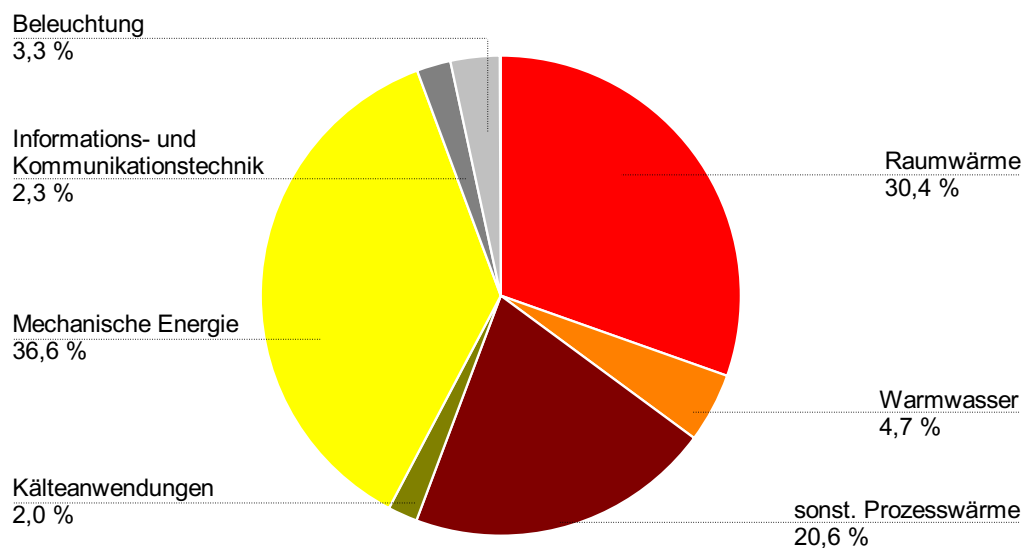
Die großen Anteile der Endenergie, die zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt werden, verdeutlichen, wie wichtig die Betrachtung des Wärmebereichs im Zuge der Energiewende ist. Gleichzeitig ist jedoch der Datenbestand, der für eine Auswertung der gegenwärtigen Situation und für eine Simulation von Zukunftsszenarien notwendig ist, im Vergleich zum Strombereich deutlich unterrepräsentiert. Das liegt vor allem an der stark dezentralen Struktur der Wärmeerzeuger und -verbraucher. Während beim Strom alle Verbraucher (bis auf wenige Ausnahmen im Industriesektor) über ein Verbundnetz versorgt werden, ist das im Wärmebereich nur bei Verbrauchern, die an Fern- oder Nahwärmenetze angeschlossen sind, der Fall. Daten zu dezentralen Heizungssystemen und den Gebäuden, die sie beheizen, sind oft nicht weitreichend erfasst oder nur schwer zugänglich.

---

<sup>87</sup>Endenergie ist die Menge an Energie, die in Form von verschiedenen Energieträgern beim Endverbraucher benötigt wird.

<sup>88</sup>Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2011)

<sup>89</sup>Gewerbe, Handel, Dienstleistungen



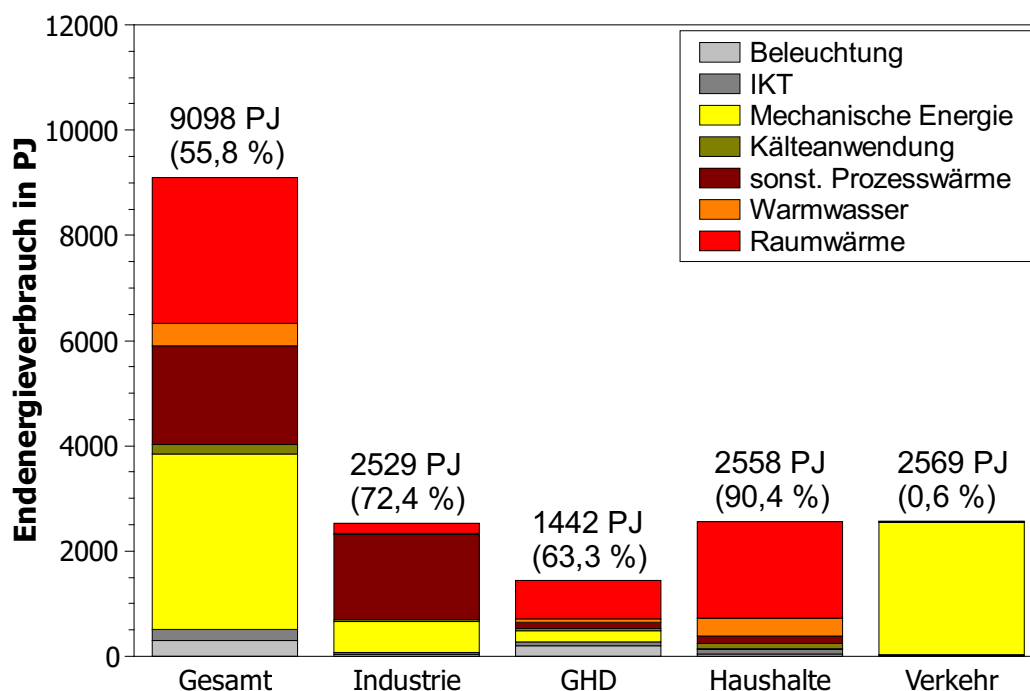
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2011)

Abbildung 27: Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands nach Anwendungsbereichen, 2008

Die Vernetzung von vielen Erzeugern und Verbrauchern, beispielsweise über Nah- und Fernwärmenetze ermöglicht eine Glättung und Angleichung der Last- und Erzeugungskurven. Genau wie bei der Stromversorgung gilt auch bei der Wärmeversorgung, dass fluktuierende Erneuerbare Energien durch Vernetzung eine bessere Ausnutzungsrate erreichen. Durch Wärmespeicher im Wärmenetz lässt sich dieser Ausgleichseffekt erhöhen. Bei der Deckung des Wärmebedarfs über dezentrale Wärmeerzeuger, wie beispielsweise Solarthermieranlagen, Wärmepumpen oder Öl- und Gasheizungen, muss jedoch in jedes einzelne Gebäude investiert werden, wenn der Anteil an Erneuerbaren Energien erhöht werden soll. Zudem muss die Auslegung dezentraler Wärmeerzeuger dem Wärmebedarf des jeweiligen zu versorgenden Gebäudes entsprechen, da eine Kopplung mit anderen Gebäuden nicht gegeben ist. Das erschwert die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im Wärmebereich erheblich.

## 7.2. Situation in Brandenburg und Berlin

Für die folgende Untersuchung werden die Anteile des Anwendungsbereichs Wärme am Endenergieverbrauch Deutschlands in den einzelnen Sektoren (vgl. Abbildung 28) auf die Region Brandenburg-Berlin übertragen, da detaillierte Zahlen für die einzelnen Bundesländer nicht vorliegen. Daten für die Endenergieverbräuche der einzelnen Bundesländer sind in den Energie- und



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2011)

Abbildung 28: Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands nach Sektoren und Anwendungsbereichen und Anteile des Anwendungsbereichs Wärme, 2008

CO<sub>2</sub>-Bilanzen der jeweiligen statistischen Landesämter enthalten. Für die Region Brandenburg-Berlin ergibt sich damit insgesamt ein Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung im Jahr 2008 von rund 260 PJ (72,5 TWh)<sup>90</sup> (vgl. Tabelle 10).

Die Abbildung 29 zeigt den aus den Daten von 2008 berechneten Endenergieverbrauch der Länder Brandenburg und Berlin, der zur Wärmebereitstellung benötigt wurde (insgesamt rund 260 PJ), aufgeschlüsselt auf die Sektoren „Haushalte“, „GHD“ und „Industrie“. Die unterschiedlichen prozentualen Anteile der einzelnen Sektoren sind auf strukturelle Unterschiede zwischen den Ländern Brandenburg und Berlin zurückzuführen. Auffällig ist der deutlich höhere Anteil des Sektors „Industrie“ in Brandenburg. Im Gegensatz dazu ist der Anteil des Gewerbes in Berlin höher.

Der Anteil der Wohnungen, die mit Fernwärme versorgt werden, in Ein- und Mehrfamilienhäusern liegt in Brandenburg bei 29 % und in Berlin bei 39 %.<sup>91</sup> Die Anteile sind deutlich höher als der deutschlandweite Anteil der mit Fernwärme versorgten Wohnungen, der nur bei 13 % liegt.<sup>92</sup> Der überwiegende Anteil der Fernwärme stammt aus fossil befeuerten Heiz- oder

<sup>90</sup>berechnet aus den Endenergieverbräuchen in Brandenburg und Berlin (Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a,b)) und den prozentualen Anteilen der Endenergie, die zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt werden, an der Gesamtendenergie (72,4 % Industrie; 63,3 % GHD; 90,4 % Haushalte; vgl. Abbildung 28).

<sup>91</sup>Statistisches Bundesamt (2012)

<sup>92</sup>Statistisches Bundesamt (2012)

Tabelle 10: Endenergiebedarf und berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs im Jahr 2008 in PJ

Quellen: Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a); Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)  
Berechnung: vgl. Fußnote 90

	Brandenburg		Berlin	
	Endenergiebedarf in PJ (2008)	berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs in PJ	Endenergiebedarf in PJ (2008)	berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs in PJ
Industrie	85,5	61,9	19,6	14,2
Verkehr	77,1	-	66,2	-
Haushalte	73,5	66,5	69,3	62,7
GHD	35,0	22,1	53,3	33,7
		<b>150,5</b>		<b>110,6</b>

Heizkraftwerken. Die Brennstoffzusammensetzung kann dabei regional stark schwanken.

Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) wertet in seinem aktuellen Hauptbericht<sup>93</sup> die Brennstoffzusammensetzung von Heiz- und Heizkraftwerken in Brandenburg mit einer Leistung von 1.780 MW aus. Das entspricht rund 68 % der in Brandenburg installierten Fernwärmeleistung.<sup>94</sup> In Berlin werden Heiz- und Heizkraftwerke mit einer Leistung von rund 5.560 MW ausgewertet. Es wird davon ausgegangen, dass dies der gesamten in Berlin installierten Fernwärmeleistung entspricht.<sup>95</sup> Die Abbildung 30 stellt die Anteile der Energieträger dar, die lt. AGFW für die Fernwärmeerzeugung zum Einsatz kommen. Den größten Anteil in Brandenburg hat Braunkohle mit 65 %. In Berlin kommen vor allem Erdgas und Steinkohle zum Einsatz.

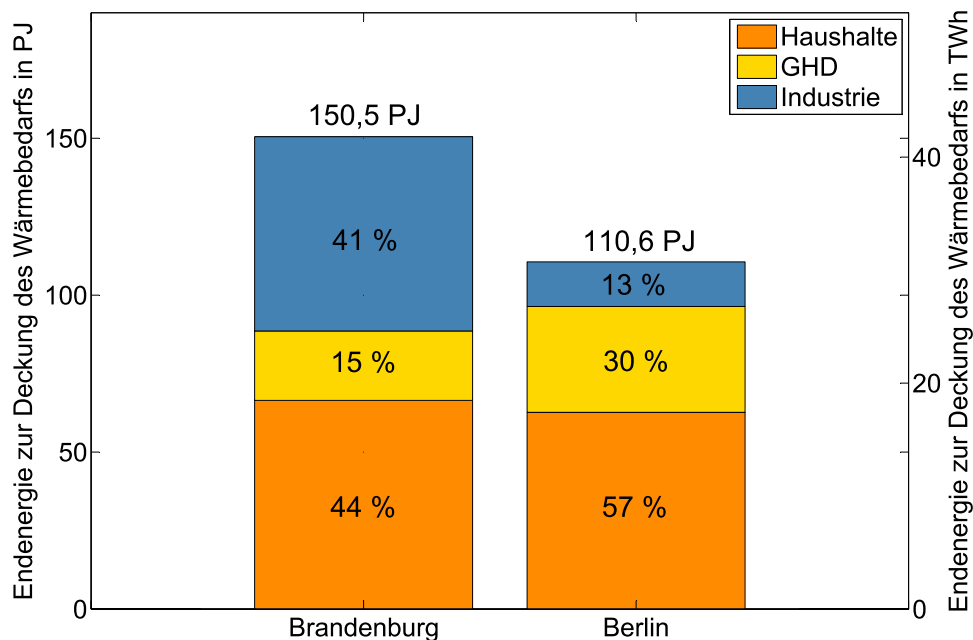
Die Daten des AGFW werden als Grundlage für die Darstellung des Istzustands und für die Berechnung der Zukunftsszenarien verwendet. In der Statistik nicht enthalten ist der Anteil der festen Biomasse als Brennstoff in Berlin. Das Holz-Heizkraftwerk Berlin-Neukölln/Gropiusstadt mit 65 MW thermischer Leistung verfeuert derzeit jährlich rund 200.000 t Altholz als einziges Biomassekraftwerk in Berlin zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung.<sup>96</sup> Mit einem konservativ angenommenen Heizwert von 2 kWh/kg ergibt das eine Wärmeerzeugung von rund

<sup>93</sup>AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2011)

<sup>94</sup>Vom AGFW ausgewertete thermische Engpassleistung in Brandenburg: 1.780 MW (AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2011)); thermische Leistung von Heizwerken und Heizkraftwerken in Brandenburg (ab 20 MW): 2.630 MW (Landesamt für Bauen und Verkehr (2010))

<sup>95</sup>vgl. Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011). Die maximale Wärmeleistung der von Vattenfall Europe AG betriebenen Heizwerke und Heizkraftwerke beträgt rund 5.100 MW. Dazu kommen Wärmeerzeuger kleinerer Unternehmen wie z. B. der Fernheizwerk Märkisches Viertel GmbH, der Fernheizwerk Neukölln AG oder der Blockheizkraftwerk Träger- und Betreibergesellschaft Berlin GmbH (BTB).

<sup>96</sup>RWE Innogy Essen



Quelle: berechnet aus den Endenergieverbräuchen in Brandenburg und Berlin (Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a); Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)) und den prozentualen Anteilen der Endenergie, die zur Deckung des Wärmebedarfs benötigt wird, an der Gesamtendenergie (vgl. Abbildung 28).

Abbildung 29: Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs im Jahr 2008 und prozentuale Anteile der Sektoren in Brandenburg und Berlin

400 GWh, was rund 1,4 % des Endenergiebedarfs zur Wärmebereitstellung der Sektoren „Haushalte“ und „GHD“ Berlins entspricht. In der Simulation aller Szenarien (vgl. Abschnitt 9) wird diese, im Holz-Heizkraftwerk Berlin-Neukölln/Gropiusstadt erzeugte Wärmemenge, berücksichtigt.

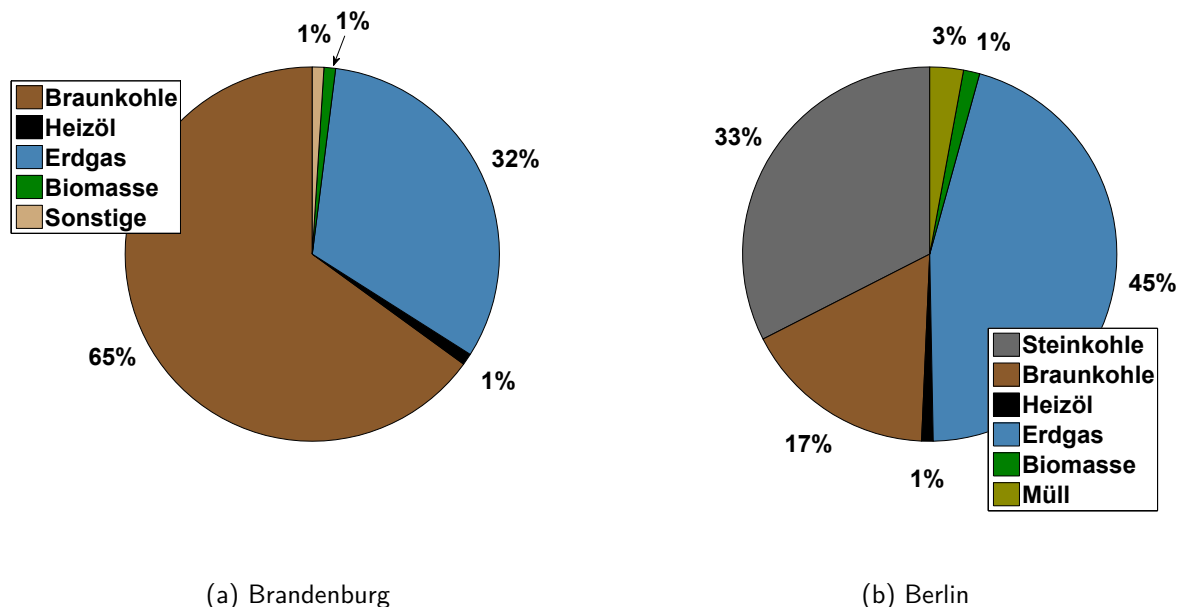
Desweiteren ist in der AGFW-Statistik der hohe Anteil der Bioenergie an der Wärmebereitstellung in Brandenburg nicht enthalten. Lt. Biomassestrategie des Landes Brandenburg wurden im Jahr 2009 7,8 PJ (rund 2,2 TWh) Wärme aus Biofestbrennstoffen in Heizwerken und Heizkraftwerken erzeugt<sup>97</sup>, was einem Anteil von rund 5 % am gesamten Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung Brandenburgs (150,5 PJ) entspricht. Der Großteil der Biomasse wird jedoch nicht zur Fernwärmebereitstellung, sondern für die industrielle Nutzung eingesetzt und ist daher nicht in der Statistik des AGFW enthalten.<sup>98</sup>

Der Anteil der Tiefengeothermie an der Fernwärmeerzeugung für Haushalte und GHD liegt der-

<sup>97</sup>Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg (2010)

<sup>98</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)





Quelle: AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2011)

Abbildung 30: Brennstoffzusammensetzung der Fernwärmeerzeugung in Heizkraftwerken und Heizwerken als Anteile an der Brennstoffwärme im Jahr 2010 (in Berlin ist der Anteil des Holz-Heizkraftwerks Berlin-Neukölln/Gropiusstadt in der Darstellung enthalten)

zeit in Brandenburg bei rund 0,05 % und ist ebenfalls nicht in der AGFW-Statistik enthalten.<sup>99</sup> In Berlin gibt es derzeit keine Nutzung tiefer Geothermie.<sup>100</sup>

Der Anteil der Nettowärmeerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) liegt in Brandenburg lt. AGFW-Statistik bei rund 85 % und in Berlin bei rund 82 %.<sup>101</sup>

Ergänzend zur derzeitigen Fernwärmeerzeugung soll hier auf die dezentrale Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien eingegangen werden. Einen guten Überblick über die Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien gibt die vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) erarbeitete Studie zu Potenzialen Erneuerbarer Energien in Brandenburg<sup>102</sup>. Der Studie zufolge werden derzeit rund 2,6 % des Jahreswärmebedarfs Brandenburgs aus dezentralen erneuerbar betriebenen Wärmeerzeugern zur Verfügung gestellt. Den größten Teil machen dabei die konventionellen Biomasseheizungen, d. h. Holzgefeuerte Kamine und Kachelöfen, aus. Moderne Biomasseheizungen, wie beispielsweise Pelletöfen, und Wärmepumpen sind ungefähr zu gleichen Anteilen an der Deckung des Wärmebedarfs beteiligt. Die Tabelle 11 gibt einen

<sup>99</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)

<sup>100</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)

<sup>101</sup>AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2011)

<sup>102</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)

Überblick über die dezentralen erneuerbaren Wärmeerzeuger lt. IÖW.

Tabelle 11: Dezentrale Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Brandenburg im Jahr 2010

Quelle: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)

	Anzahl Anlagen	Anteil am Jahreswärmebedarf
Biomasse konventionell	256.000	1,43 %
Biomasse modern	3.750	0,47 %
Solarthermie	24.300	0,23 %
Wärmepumpen	13.600	0,45 %

In Berlin sind dezentrale erneuerbar betriebene Wärmeerzeuger wahrscheinlich in vernachlässigbarer Größenordnung installiert. Die Datengrundlage des FIS-Brokers gibt keine Auskunft zu erneuerbaren Heizungssystemen. Auch im Mikrozensus wird der Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung mit 0 % angegeben.

Weitere Darstellungen des Status Quo, wie beispielsweise die Anteile aller Heizungssysteme und Energieträger am Wärmebedarf folgen im Abschnitt 8 im Zuge der Erläuterung der Berechnungs- und Simulationsgrundlagen, da viele Ermittlungen des Status Quo auf Berechnungen basieren.

## 8. BERECHNUNGS- UND SIMULATIONSGRUNDLAGEN

Im folgenden Abschnitt werden die grundlegenden im Simulationsmodell hinterlegten Daten erläutert und die Vorgehensweise der Simulation beschrieben. Basis für die Simulationen ist der stündliche Verlauf der Heizlast, d. h. die in jeder Stunde benötigte Leistung zur Deckung des Wärmebedarfs, für verschiedene Gebäudetypen und verschiedene Sanierungsstände.

### 8.1. Ermittlung der Gebäudestruktur und des Heizlastverlaufs

Aufgrund der Vielfalt der Gebäude, die nicht alle in ihrem Detaillierungsgrad abgebildet werden können, wurde der Heizlastverlauf für fünf repräsentative Gebäudetypen und für die Zustände „sanziert“ und „unsaniziert“ simuliert<sup>103</sup>. Die gebäudetypischen und energetischen Spezifikationen

<sup>103</sup>Thermische Jahressimulation mit der Software TRNSYS 16.1 unter Berücksichtigung der internen Wärmespeicherefähigkeit von Gebäuden und den Außentemperaturen des Standorts Berlin (Verwendung des Testreferenzjahres, welches sich auf Zeitraum 1988 bis 2007 bezieht (Deutscher Wetterdienst); Die Testreferenzjahre vom Deutschen Wetterdienst repräsentieren typische Witterungsverläufe für verschiedene Klimaregionen Deutschlands.).

dieser fünf Gebäudetypen, wie beispielsweise Baumaterialien und Wandstärken, wurden modellhaft an die Deutsche Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt<sup>104</sup> (IWU) angelehnt und für die Simulation des unsanierten Zustands verwendet. Für den sanierten Zustand wurden die Vorgaben aus der Energieeinsparverordnung 2007 (EnEV 2007), d. h. Vorgaben zur Verminderung der Transmissionswärmeverluste über die wärmeleitenden Bauteile, herangezogen<sup>105</sup> und in der thermischen Jahressimulation berücksichtigt. Durch die unterschiedlichen Gebäudemerkmale und die Vorgaben der EnEV ergeben sich unterschiedliche Jahresheizwärmebedarfe.

Tabelle 12 gibt einen Überblick über die simulierten Gebäudetypen und die dazugehörigen spezifischen (auf die Fläche bezogenen) Jahresheizwärmebedarfe. Erkennbar ist die Abhängigkeit der Werte von der Art des Gebäudes, vom Baujahr und vom Sanierungsstand. Bei der Auswahl der fünf repräsentativen Gebäudetypen wurden Gebäude, die vor und nach dem Inkrafttreten der 2. Wärmeschutzverordnung im Jahr 1984 gebaut wurden, berücksichtigt. Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH, ohne Plattenbau) wurden entsprechend unterschieden. Eine Zusammenfassung aller bis zum Jahr 1984 gebauten Gebäude ist angebracht, da ihre energetischen Eigenschaften ähnlich sind. Die Wärmeschutzverordnung, die im Jahr 2002 durch die Energieeinsparverordnung abgelöst wurde, legte Obergrenzen für die Jahresheizwärmebedarfe im Neubau gesetzlich fest. Hierbei waren die Vorgaben der 2. Wärmeschutzverordnung deutlich strenger als die der 1. Wärmeschutzverordnung von 1977. Generell bedeutet es, dass nach 1984 gebaute Gebäude erheblich weniger Heizenergie benötigen als solche, die bis 1984 gebaut wurden, weshalb hier eine Differenzierung sinnvoll ist.

Tabelle 12: Spez. Jahresheizwärmebedarfe in kWh/(m<sup>2</sup>\*a) der verwendeten IWU-Gebäudetypen im unsanierten und sanierten Zustand

Gebäudetyp	Baujahr	unsaniert	saniert EnEV 2007	saniert EnEV 2012	saniert EnEV 2012 -30 %
EFH	bis 1984	268	148	72	51
EFH	nach 1984	203	134	66	43
MFH	bis 1984	223	134	66	46
MFH	nach 1984	166	98	48	34
PB	nicht def.	167	87	43	30

Die in Tabelle 12 aufgeführten spez. Jahresheizwärmebedarfe ergeben sich aus der Simulation mit den zugrundegelegten gebäudetypischen Spezifikationen des IWU und den Vorgaben aus der EnEV 2007. Desweiteren wurden aktuelle Höchstwerte lt. EnEV 2012<sup>106</sup> verwendet, um

<sup>104</sup>Institut für Wohnen und Umwelt GmbH (2003)

<sup>105</sup>Die EnEV bezieht sich auf neuzubauende Gebäude. Für die Sanierung von Gebäuden ist ein Aufschlag von 40 % des Neubauniveaus zulässig, der bei der thermischen Jahressimulation berücksichtigt wurde.

<sup>106</sup>noch nicht in Kraft getreten.

zukünftige Sanierungsmaßnahmen zwischen 2012 und 2020 in der Simulation zu berücksichtigen. Die Werte für die EnEV 2012 ergeben sich aus der beabsichtigten 30 %-igen Minderung der maximal zulässigen Jahreswärmebedarfe im Vergleich zur EnEV 2009, deren Höchstwerte wiederum 30 % unter den Werten der EnEV 2007 liegen. Für die Sanierungen zwischen 2020 und 2030 wurden weitere 30 % Reduzierung des zulässigen Jahresheizwärmebedarfes bezogen auf die Werte der EnEV 2012 angenommen.

Die Abbildung 31 stellt die simulierten Heizlastverläufe des Gebäudetyps „Einfamilienhaus bis 1984“ im sanierten und unsanierten Zustand und für zwei Beispielwochen gegenüber. Das Beispielgebäude im sanierten Zustand benötigt deutlich weniger Heizenergie. Zudem sind geringfügige Glättungen und weniger steile Anstiege beim sanierten Gebäude ggü. dem unsanierten zu verzeichnen. In der Sommerwoche wird nur sporadisch Heizenergie und in deutlich geringerer Größenordnung als in der Winterwoche benötigt.

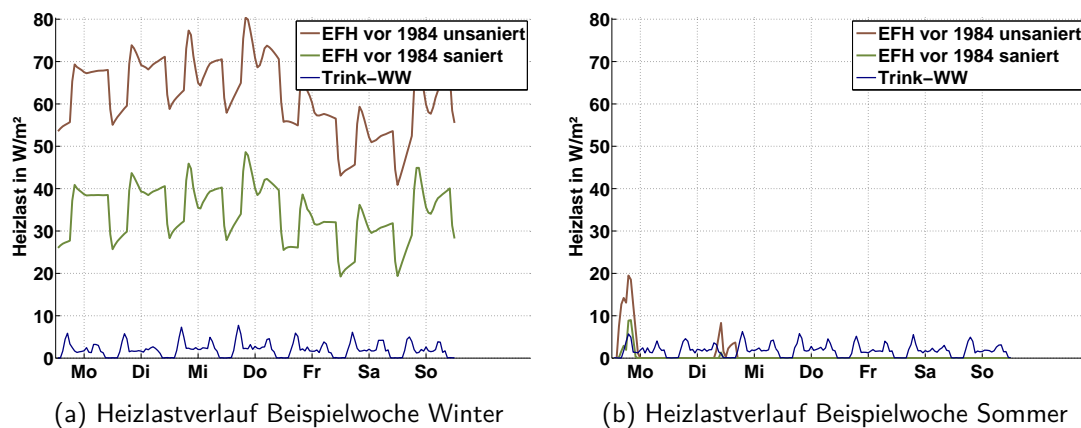


Abbildung 31: Spezifischer Heizlastverlauf eines Einfamilienhauses (Baujahr bis 1984) im sanierten und unsanierten Zustand, simuliert mit der Software TRNSYS 16.1

Enthalten in den Abbildungen 31a und 31b ist zudem der Bedarf an Trinkwarmwasser in Wohngebäuden. Trinkwasserzapfprofile wurden mit DHWcalc<sup>107</sup>, einem Werkzeug zur Generierung von Trinkwasserzapfprofilen auf statistischer Basis, durchgeführt und anhand des Jahresbedarfs für Trinkwarmwasser in Haushalten<sup>108</sup> zu den Heizlastprofilen addiert. Aus den Angaben des Mikrozensus 2006 zur Energieträgerverteilung bei Heizung und Warmwasserversorgung wird ersichtlich, bei wievielen Wohnungen jeweils der gleiche Energieträger für die Warmwasserbereitstellung und für das Heizungssystem verwendet wurde.<sup>109</sup> Vereinfachend wurde angenom-

<sup>107</sup> Jordan, U. und Vajen, K. (2003, 2001)

<sup>108</sup> Der Jahresbedarf für Trinkwarmwasser wurde mit 1,8 kWh/EW\*Tag abgeschätzt (vgl. Quaschnig, V. (2009)). Für die Umrechnung auf wohnflächenbezogene Werte wurde von 40 m²/EW ausgegangen. Der Anteil des Wärmebedarfs für Trinkwarmwasser am Gesamtwärmebedarf, der sich mit diesen Annahmen ergibt, liegt bei 9 % in Brandenburg und 10 % in Berlin.

<sup>109</sup> Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2009, 2010). Verwendung des Mikrozensus 2006, da im Mikrozensus

men, dass die Warmwasserbereitstellung bei allen restlichen Wohnungen elektrisch erfolgt (vgl. Tabelle 13). Weiterhin wurde bei Wohnungen mit Nachtspeicher- und Kohleheizung von einer hundertprozentigen elektrischen Warmwasserbereitung ausgegangen. Die Abbildung 32 zeigt die getroffenen Annahmen für die jeweils gesamte Region.

Tabelle 13: Annahmen für die Anteile der Wohnungen mit elektrischer Warmwasserbereitung; differenziert nach den verschiedenen Heizungssystemen, die zur Bereitstellung der Raumwärme verwendet werden

Quelle: nach Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2009) und Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2010)

	<b>Brandenburg</b>	<b>Berlin</b>
Nachtspeicherheizung	100 %	100 %
Fernwärme	11 %	11 %
Erdgas	6 %	9 %
Heizöl	10 %	58 %
Kohle	100 %	100 %

### 8.1.1. Haushalte

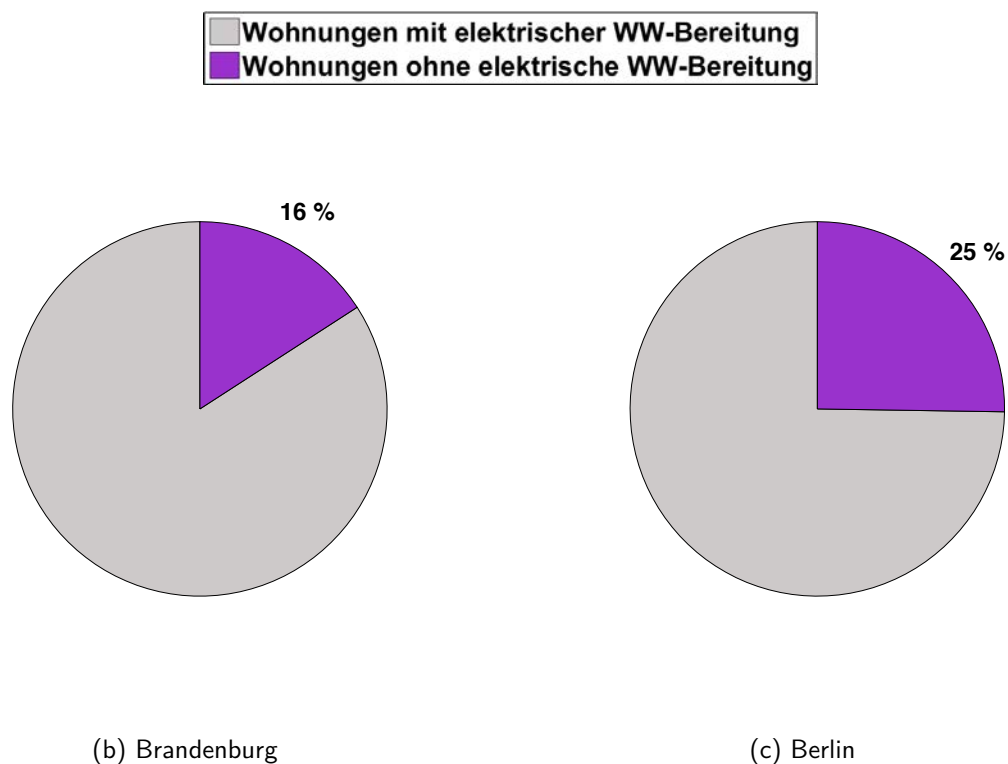
Um die Heizlastverläufe für einzelne Wohnblöcke oder Stadtgebiete zu ermitteln, werden die Anteile verschiedener Gebäudetypen an den beheizten Flächen dieser Wohnblöcke oder Stadtgebiete und die aktuellen Sanierungsstände benötigt. In Berlin ist die Simulation von Heizlastverläufen aufgrund der umfassenden Datenbank des FIS-Brokers<sup>110</sup> für jeden Wohnblock möglich. Zu jedem Wohnblock werden Angaben zur Stadtstruktur gemacht, welche wiederum modellhaft mit den simulierten Gebäudetypen abgebildet werden kann. In Brandenburg kann anhand der vorhandenen Daten nur ein Gesamtlastgang für die ganze Region erzeugt werden. Diese Art von Betrachtung lässt nur eine grobe Auswertung der Wärmeversorgung zu, da der Verlauf der Heizlast dezentral individuell ist und auch in den meisten Fällen dezentral gedeckt wird. Zur besseren Vergleichbarkeit beider Regionen wird Berlin als eine Region neben der Gesamtregion Brandenburg betrachtet. Die Simulationsergebnisse der Wärmeversorgung Berlins sind jedoch deutlich genauer als die Ergebnisse aus der Simulation der Wärmeversorgung Brandenburgs.

Zur modellhaften Berechnung eines Gesamtlastgangs für Brandenburg wurde primär auf Daten des Amtes für Statistik Berlin Brandenburg und des Landesamtes für Bauen und Verkehr zurückgegriffen. Das Amt für Statistik Berlin Brandenburg gibt Auskunft zu den beheizten Flächen von Wohngebäuden, aufgeteilt nach Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern.<sup>111</sup> Ein- und Zweifamilienhäuser werden in dieser Untersuchung zusammengefasst und dem Gebäudetyp „Einfamilienhaus“ zugeordnet. Die Unterscheidung nach den Bauzeiträumen „bis 1984“ und „nach

2010 die Anteile der Energieträger an der Warmwasserbereitstellung nicht bundesländerbezogen dargestellt sind.

<sup>110</sup>Daten aus dem Jahr 2005 (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (a))

<sup>111</sup>Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011c)



Quelle: nach Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2009) und Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2010)

Abbildung 32: Annahmen für die Anteile der Wohnungen mit elektrischer Warmwasserbereitung am Gesamtwohnungsbestand in Brandenburg und Berlin

1984“ erfolgt nach einer Abschätzung aus dem Mikrozensus 2010, wonach rund 75 % aller Wohnungen in Brandenburg bis zum Jahr 1986 gebaut wurden.<sup>112</sup>

Das Landesamt für Bauen und Verkehr geht in einem Monitoringbericht von 2011 auf die Differenzierung der Mehrfamilienhäuser von 32 Monitoringgemeinden, in denen rund 29 % der Bevölkerung Brandenburgs leben, ein.<sup>113</sup> Die Unterscheidung erfolgt nach „Altbau“, „Plattenbau“ und „übriger Neubau“ und ist als Anteile an den Wohneinheiten dargestellt. Eine genaue Definition dieser Gebäudeklassen wird nicht gegeben. Neubaustädte werden jedoch als Städte mit einem großen Anteil an zwischen 1949 und 1990 errichteten Wohnungen definiert. Ein großer Anteil des „übrigen Neubaus“ fällt daher höchstwahrscheinlich unter den Gebäudetyp „Mehrfamilienhaus bis 1984“. Eine Übertragung der Differenzierung der Mehrfamilienhäuser in den Monitoringgemeinden auf die Differenzierung der Mehrfamilienhäuser bzgl. des Baujahrs in der vorliegenden Untersuchung ist aufgrund der unterschiedlichen Definitionen nicht möglich. Für die Untersuchung der vorliegenden Studie wird daher die Gesamtmenge der Mehrfamilienhäuser „Altbau“ und „übriger Neubau“ nach der gleichen Abschätzung unterteilt, die bei den

<sup>112</sup>Statistisches Bundesamt (2012)

<sup>113</sup>Landesamt für Bauen und Verkehr (2011)

Ein- und Zweifamilienhäusern vorgenommen wurde. Das bedeutet, 75 % wird dem Gebäudetyp „Mehrfamilienhaus bis 1984“ und 25 % dem Gebäudetyp „Mehrfamilienhaus nach 1984“ zugeordnet. Die Anteile der Plattenbauten an den Wohneinheiten der Monitoringgemeinden wird beibehalten. Alle sich ergebenden Anteile der verschiedenen Gebäudetypen werden auf die gesamte Region Brandenburg übertragen.

Für alle Mehrfamilienhäuser wurde darüber hinaus eine Flächenkorrektur der durchschnittlichen Wohneinheitenflächen vorgenommen, da für die Simulation die Anteile der Gebäudetypen an den beheizten Flächen, und nicht an den Wohneinheiten, benötigt wird. Die Flächenkorrektur berücksichtigt, dass die Wohneinheiten von Plattenbauten oft eine geringere Wohnfläche haben als die übrigen Mehrfamilienhäuser.<sup>114</sup>

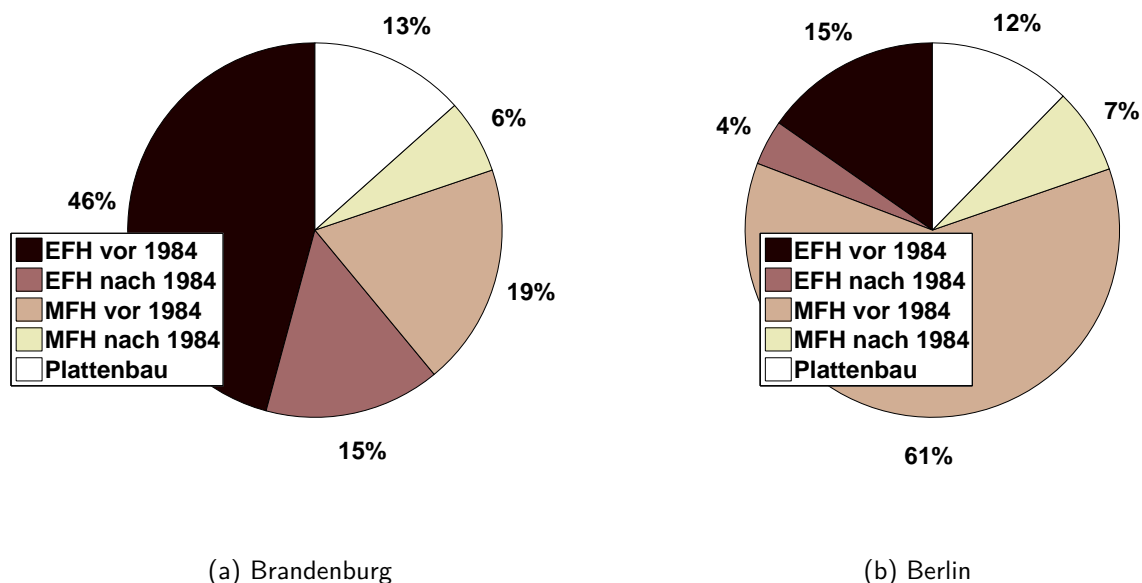
Die Abbildung 33 zeigt die sich aus allen Datengrundlagen und Annahmen ergebenden Flächenanteile der einzelnen Gebäudetypen, die in der Simulation verwendet werden. Die Aufteilung der beheizten Flächen Berlins auf die einzelnen Gebäudetypen ergibt sich als Gesamtwert aus den einzelnen Wohnblockdaten des FIS-Broker, die Aufteilung der beheizten Flächen Brandenburgs aus der im Vorfeld beschriebenen Vorgehensweise. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die bis 1984 gebauten Einfamilienhäuser in Brandenburg mit 46 % den größten Anteil ausmachen. In Berlin sind es mit 61 % die bis 1984 gebauten Mehrfamilienhäuser.

### 8.1.2. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die über die Gebäudetypologie und die Trinkwasserzapfprofile ermittelten Gesamtwärmelastverläufe für den Sektor „Haushalte“ werden anschließend auf den Gesamtwärmebedarf der Sektoren „Haushalte“ und „GHD“ skaliert (vgl. Tabelle 14), um den Sektor „GHD“ miteinzubeziehen. Die Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs im Gewerbe hat in Brandenburg einen Anteil von 15 % und in Berlin einen Anteil von 30 % an der Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs aller Sektoren (vgl. Abbildung 29 in Abschnitt 7). Die Verwendung der gleichen Vorgehensweise zur Ermittlung der Wärmelastverläufe wie im Sektor „Haushalte“ ist aufgrund nicht vorhandener Daten zu Anzahl und Art von beheizten Nichtwohngebäuden, wie Gewerbe- und Bürogebäuden, Schulen und anderen öffentlichen Gebäuden, nicht möglich. Der Wärmebedarf des Sektors „GHD“ sollte jedoch zum einen aufgrund des nicht unerheblichen Anteils am Gesamtwärmebedarf beider Länder in der Untersuchung berücksichtigt werden. Zum anderen sind in den Daten des FIS-Broker zum Teil Gewerbeflächen enthalten sobald sie sich in Wohnblocks befinden. In der Simulation Berlins ist daher in jedem Fall ein großer Teil des Gewerbes Berlins bereits enthalten, da die beheizten Flächen auf Wohnblockebene untersucht werden.

Bei der Skalierung wurde festgestellt, dass die statistischen Werte der Endenergie zur Wärmebereitstellung der Sektoren „Haushalte“ und „GHD“ (vgl. blau markierte Werte in Tabelle 14) in Summe deutlich geringer sind als die Endenergie, die lt. Simulation zur Bereitstellung der

<sup>114</sup>Die durchschnittliche Größe der Wohneinheiten von Mehrfamilienhäusern in Brandenburg beträgt lt. Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011c) rund 60 m<sup>2</sup> (38.640.200 m<sup>2</sup> bei 643.833 WE). Für Plattenbauten wurde in der vorliegenden Studie von 50 m<sup>2</sup>/WE ausgegangen. Dadurch steigen die durchschnittlichen Flächen/WE für alle übrigen MFH und damit auch deren Anteile an den beheizten Flächen.



Gesamtwohnfläche Brandenburg: 98.000.000 m<sup>2</sup>; Berlin: 131.000.000 m<sup>2</sup>

Abbildung 33: Anteile der in der Simulation verwendeten Gebäudetypen an den beheizten Wohnflächen in Brandenburg und Berlin

Jahresheiz- und Trinkwasserwärme benötigt würde. Demzufolge wurden die Wärmelastverläufe nicht, wie ursprünglich gedacht, nach oben sondern trotz der Einbeziehung des Sektors GHD nach unten angepasst.

Diese Ungenauigkeit kann auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden. Zum einen spiegeln die Werte der Statistik, die zum Vergleich herangezogen wurden, oft nicht die realen Wärmebedarfe des jeweiligen Jahres wider. Datengrundlagen, auf die sich die Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen bei der Berechnung des Endenergiebedarfs eines jeweiligen Jahres beziehen, sind beispielsweise Einkaufsmengen von lagerfähigen Energieträgern wie Heizöl und Kohle.

Zudem ist das Nutzerverhalten, das nicht abgebildet werden kann, einer der größten Einflussfaktoren bei der Wärmebedarfsermittlung. Die Abbildung 34 stammt aus einer Untersuchung der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH Aachen) und zeigt eindrücklich die Abweichungen zwischen dem rechnerischen Bedarf und dem tatsächlichen Verbrauch von Wohnungen. Die spezifischen (auf die Fläche bezogenen) Energiebedarfe der untersuchten Wohnungen (dargestellt auf der Abszisse) unterscheiden sich und sind hier pro Monat dargestellt. Ein Energiebedarf von 10 kWh/(m<sup>2</sup>\*Monat) entspricht mit einem Jahresbedarf von 120 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) dem eines sanierten Mehrfamilienhauses. Ein Passivhaus zum Vergleich hat einen Heizwärmebedarf von maximal 15 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) (entspricht 1,25 kWh/m<sup>2</sup>\*Monat).



Tabelle 14: Skalierung des Endenergiebedarfs zur Deckung des Wärmebedarfs auf die Sektoren „Haushalte“ und GHD<sup>115</sup>

Quellen: Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a); Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)  
Berechnung: vgl. Fußnote 90 auf Seite 64

	Endenergiebedarf in PJ (2008)	Brandenburg berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs in PJ	Endenergiebedarf in PJ (2008)	Berlin berechnete Endenergie zur Deckung des Wärmebedarfs in PJ
Industrie	85,5	61,9	19,6	14,2
Verkehr	77,1	-	66,2	-
<b>Haushalte</b>	73,5	<b>66,5</b>	69,3	<b>62,7</b>
<b>GHD</b>	35,0	<b>22,1</b>	53,3	<b>33,7</b>
		<b>150,5</b>		<b>110,6</b>

Alle untersuchten Wohnungen, bei denen der Energieverbrauch dem Energiebedarf entspricht, liegen auf der durchgezogenen Geraden. Es wird deutlich, dass nur wenige Wohnungen genau diesen Wert treffen. Bei hohen Energiebedarfen scheinen die Abweichungen nach oben und nach unten recht gleichmäßig. Mit kleiner werdendem Energiebedarf jedoch haben die meisten der untersuchten Wohnungen einen höheren Verbrauch bezogen auf ihren tatsächlichen Bedarf. Der dargestellte Effekt wird oft als „Rebound-Effekt“ bezeichnet und wird nach Blake Alcott folgendermaßen definiert: „Mit Rebound Effect wird in der Energieökonomie der Umstand bezeichnet, dass das Einsparpotenzial von Effizienzsteigerung nicht oder nur teilweise verwirklicht wird.“<sup>115</sup>.

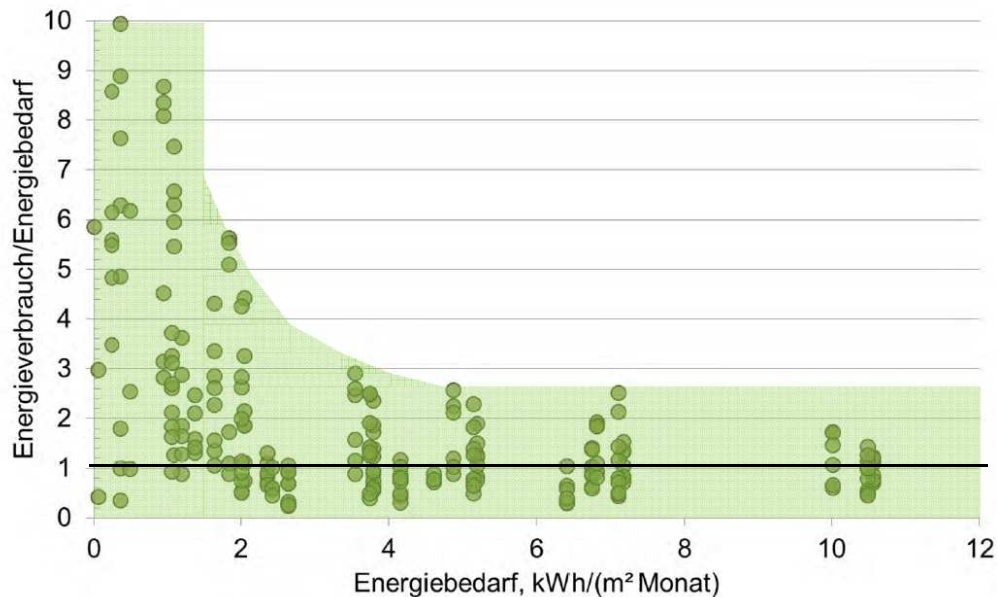
### 8.1.3. Industrie

Der Sektor „Industrie“ bleibt in der Untersuchung der vorliegenden Studie unberücksichtigt, da es sich hier bei der benötigten Wärme vorrangig um Prozesswärme mit individuellen Lastgängen und individuellen Temperaturniveaus handelt. Auch wird die in der Industrie benötigte Wärme oft durch die jeweiligen Industrieunternehmen selbst und unter Nutzung von Abwärme aus anderen Prozessen gedeckt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass insbesondere in Brandenburg ein erheblicher Anteil des Wärmebedarfs in der Industrie anfällt.

## 8.2. Ermittlung der Heizungssysteme zur Deckung des Heizwärmebedarfs

Eine weitere wichtige Größe zur Darstellung des Istzustands und zur Abschätzung von Potenzialen alternativer Heizungssysteme ist die derzeitige Situation der zum Einsatz kommenden

<sup>115</sup>vgl. RWTH Aachen und E.ON Energy Research Center (2012).



Quelle: RWTH Aachen und E.ON Energy Research Center (2012)

Abbildung 34: Einfluss des Sanierungsstandards auf den Rebound Effect

Heizungssysteme zur Beheizung der Wohnflächen. In Berlin gibt es solche Daten für jeden Wohnblock. Diese sind über den FIS-Broker<sup>116</sup> abrufbar. In Brandenburg wurden die Ergebnisse des Mikrozensus aus dem Jahr 2010<sup>117</sup> verwendet. Während die Wohnflächen noch nach Landkreisen und kreisfreien Städten untersucht werden konnten, stellen die Ergebnisse des Mikrozensus nur die Situation für die Gesamtregion Brandenburg dar. Dieser Umstand ist die Hauptursache für die Betrachtung Brandenburgs als eine Region, da jede stärkere räumliche Auflösung mit vielen Annahmen verbunden wäre.

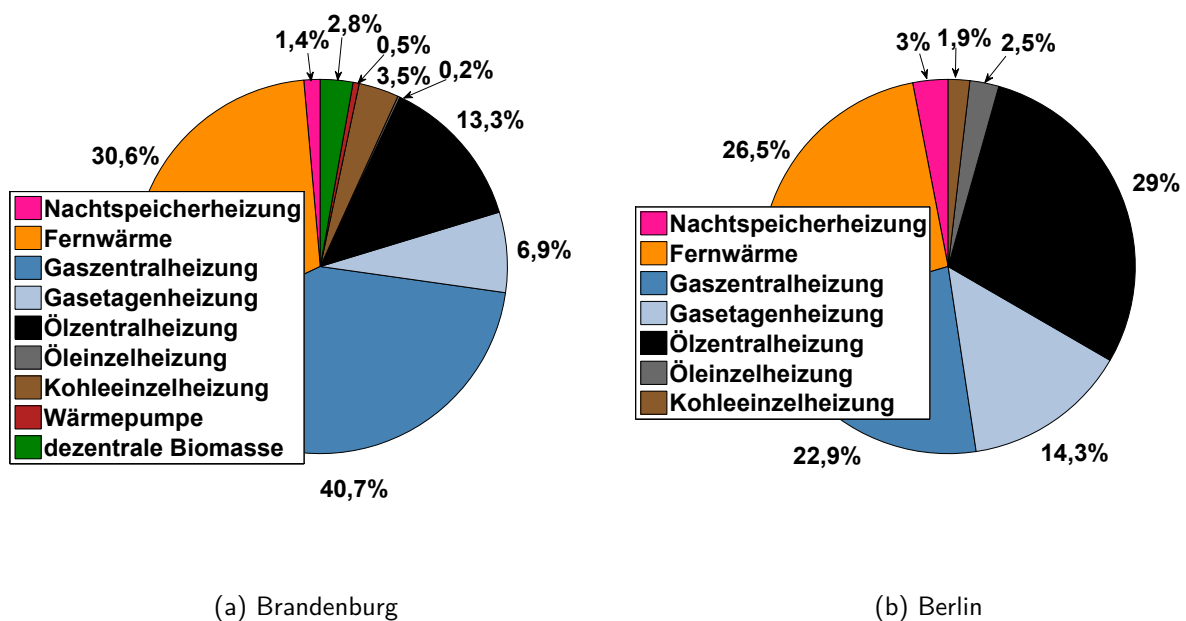
Ein weiteres Problem der Ergebnisse des Mikrozensus ist die wohnungsbezogene Auswertung der Heizungssysteme. Dies führt dazu, dass kleine Wohnungen, wie z. B. Plattenbauten, die überwiegend mit Fernwärme beheizt werden, überrepräsentiert, und große Wohnungen, wie beispielsweise mit Kohle, Öl oder Gas beheizte Einfamilienhäuser, unterrepräsentiert sind.

Die Abbildung 35 zeigt die Anteile der Heizungssysteme am gesamten Wärmebedarf der Regionen Brandenburg und Berlin, die sich aus der Simulation mit den entsprechenden Daten zu

<sup>116</sup>Daten aus dem Jahr 2005 (Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (a))

<sup>117</sup>Statistisches Bundesamt (2012)

den Heizungssystemen an den beheizten Flächen ergeben. In Berlin kann diese Auswertung als relativ genau angesehen werden, wie bereits in vorhergehenden Auswertungen erwähnt, da die Simulation wohnblockspezifisch erfolgt. Für Brandenburg geben die Simulationsergebnisse die Auswertung des Mikrozensus 2006, also die Anteile der Heizungssysteme an den beheizten Wohnungen, wieder. Erkennbar ist diese Verzerrung beispielsweise an dem großen Fernwärmeanteil in Brandenburg gegenüber Berlin. In der Untersuchung wird jedoch aufgrund mangelnder Datengrundlage auf eine weitere Anpassung verzichtet und von der in Abbildung 35 dargestellten Verteilung ausgegangen.



Jahresheizwärmebedarf Brandenburg: 18.400 GWh; Berlin: 22.200 GWh

Abbildung 35: Kalkulatorischer Istzustand der Wärmeversorgung in Brandenburg und Berlin (Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf)

Für die Fernwärme wird von einer Verteilung der Brennstoffe entsprechend der Abbildung 30 auf Seite 67 ausgegangen. Zudem werden die Anteile der Kraft-Wärme-Kopplung an der Netzwärmeerzeugung in der Fernwärme<sup>118</sup> berücksichtigt

Für die Anteile der Heizungsanlagen, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, werden in der Simulation Annahmen entsprechend der Tabelle 15 getroffen. Bei Gas- und Ölheizungen wird von einem geringen Sanierungsstand in Höhe von 10 % ausgegangen. In Brandenburg wurden zwar viele Anlagen in den 90er Jahren ausgetauscht, diese entsprechen jedoch nicht unbedingt den Sanierungsstandards<sup>119</sup> von heute. Der Sanierungsstand von fernwärmeversorg-

<sup>118</sup>in Brandenburg: rund 85 %; in Berlin: rund 82 % (vgl. Abschnitt 7.2, Seite 67)

<sup>119</sup>Zur Sanierung von Heizungsanlagen gehören Technologien und Maßnahmen wie Brennwertkessel, geregelte Pumpen, isolierte Rohre und bessere Thermostatventile.

ten Heizungsanlagen wird höher eingeschätzt, da insbesondere Plattenbauten durch Fernwärme versorgt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass dort im Zuge der Gebäudesanierung auch die Heizungsanlagen saniert wurden. Pelletheizungen und Wärmepumpen als neue Heizungstechnologie werden oft bei Gebäudesanierung oder in Neubauten eingesetzt, weshalb die vorliegende Studie hier von Anteilen sanierter Anlagen im Istzustand von 90 bzw. 100 % ausgeht.

Mit einer Sanierungsrate von 5 % pro Jahr<sup>120</sup> werden die in Tabelle 15 angegebenen Anteile der Heizungsanlagen, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, in den Jahren 2020 und 2030 für die einzelnen Heizungstechnologien erreicht.

Tabelle 15: Annahmen zu den Anteilen der Heizungsanlagen, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen, im Istzustand und für die Jahre 2020 und 2030

	Ist	2020	2030
Erdgas/Heizöl	10 %	50 %	100 %
Fernwärme	50 %	90 %	100 %
Pelletheizung	90 %	100 %	100 %
Wärmepumpe	100 %	100 %	100 %

### 8.3. Weitere Datengrundlagen

Um eine Aussage zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen zu treffen, werden die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der fossilen Energieträger des Öko-Instituts herangezogen.<sup>121</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden auf Basis des Primärenergiebedarfs ermittelt, d. h. der zusätzliche Energiebedarf, der durch Gewinnung, Umwandlung und Verteilung der Energieträger entsteht, wird neben dem Endenergiebedarf berücksichtigt. Der Primärenergiebedarf wird ermittelt, indem der Nutzenergiebedarf mit den Anlagenaufwandszahlen ( $e_p$ ) nach DIN 4701-10 multipliziert wird. Integriert in den  $e_p$ -Wert ist der Primärenergiefaktor der aktuellen EnEV, abhängig vom eingesetzten Energieträger. In der vorgelagerten Kette enthalten sind die Förderung und Aufbereitung sowie der Transport der Energieträger, nicht jedoch die Herstellung der Anlagentechnik. Die Tabelle 16 enthält alle verwendeten CO<sub>2</sub>-Emissions- und Primärenergiefaktoren.

Für die CO<sub>2</sub>-Emission des Mülls und „sonstiger“ Energieträger wurde der Wert der CO<sub>2</sub>-Emission von Erdgas angenommen, da die Zusammensetzung nicht bekannt ist. Aufgrund des geringen Anteils an der Versorgung ist diese Ungenauigkeit vernachlässigbar. Den Erneuerbaren Energien wird mit Ausnahme der Biomasse keine CO<sub>2</sub>-Emission zugeschrieben. Im Fall der Biomasse wird jedoch nur die klimarelevante fossile Primärenergie (entsprechend des klimarelevanten Anteils des Primärenergiefaktors, vgl. Tabelle 16), die für den Transport notwendig ist, mit den CO<sub>2</sub>-Werten von Heizöl bewertet.

<sup>120</sup>Die Sanierungsrate von Heizungsanlagen ist angelehnt an das Zielszenario im Energiekonzept 2020, dass ebenfalls von 5 % pro Jahr ausgeht (Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)).

<sup>121</sup>Öko-Institut e.V.

Tabelle 16: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren bezogen auf die Primärenergie und Primärenergiefaktoren (klimarelevanter Anteil)

Quellen: ostdeutsche Rohbraunkohle (Lausitz), Misch-Steinkohle in Deutschland, Erdgas generisch, leichtes Heizöl in Deutschland (Öko-Institut e.V.) und DIN 4701-10

	CO <sub>2</sub> -Emission in g/kWh	Primärenergiefaktoren
Erdgas	199	1,1
Heizöl	268	1,1
Braunkohle	412	1,2
Steinkohle	337	1,1
Müll	199	1,1
Biomasse	268	0,2

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung<sup>122</sup> werden anhand der Finnischen Methode bewertet. Es wird bewusst nicht die Methode der Stromgutschrift, die in der EnEV zur Bewertung der KWK vorgeschrieben ist, genutzt, da hier die erzielte Brennstoffeinsparung, und damit die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, einseitig der Wärmeerzeugung gutgeschrieben wird.<sup>123</sup> Die Finnische Methode bewertet den Brennstoffeinsatz für die Strom- und Wärmeerzeugung anhand von Referenzwirkungsgraden<sup>124</sup> und rechnet damit die positive Wirkung der Brennstoffeinsparung beiden Energieformen zu.<sup>125</sup> Die Referenzwirkungsgrade beziehen sich auf die neuesten auf dem Markt verfügbaren Anlagen. Für bestehende Heizwerke ohne KWK wird ein Wirkungsgrad von 0,90 verwendet.

Für die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Strommixes wird der Wert des Umweltbundesamtes für den Kraftwerksmix Deutschlands im Jahr 2010<sup>126</sup> verwendet. In der Berechnung wird keine Änderung des Kraftwerksmixes für die Jahre 2020 und 2030 angenommen, da eine gekoppelte Simulation der Strom- und Wärmeerzeugung im Rahmen der vorliegenden Studie nicht durchgeführt wurde. Der Stromanteil am Energieverbrauch wird in den Auswertungen jedoch extra ausgewiesen, sodass der Einfluss des derzeitigen Kraftwerksmixes leicht ersichtlich ist.

<sup>122</sup>Bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme sind CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht eindeutig einer Energieart zuzurechnen.

<sup>123</sup>vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2009)

<sup>124</sup>verwendete Referenzwirkungsgrade: thermischer Wirkungsgrad Heizwerk: 0,95; thermischer Wirkungsgrad KWK: 0,50; elektrischer Wirkungsgrad Kraftwerk: 0,58 (vgl. GuD-Kraftwerk in Anhang A.5); elektrischer Wirkungsgrad KWK: 0,30

<sup>125</sup>aus Länderarbeitskreis Energiebilanzen (2011) zur Finnischen Methode: „Dabei wird der Einsatz für die Strom- und Wärmeerzeugung zunächst mit Referenzwirkungsgraden der getrennten Erzeugung ermittelt. Anschließend erfolgt eine Aufteilung der Brennstoffeinsparung der gekoppelten Erzeugung gegenüber der getrennten Erzeugung proportional im Verhältnis der über die Referenzwirkungsgrade ermittelten Brennstoffeinsätze für Strom und Wärme.“

<sup>126</sup>Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde Strom betrugen 563 g (Umweltbundesamt (2011b)).

## 9. SIMULATION VON WÄRMEVERSORGUNGSSZENARIEN ZUR EINSPARUNG VON CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus der Simulation der Wärmeversorgungsszenarien zur Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgestellt. In einem ersten Schritt wird die Auswirkung von Gebäudesanierung auf die Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen untersucht. Im zweiten Schritt werden die Anteile Erneuerbarer Energien an der Fernwärme erhöht und klimaschädliche dezentrale Wärmeerzeuger ersetzt, um dadurch eine weitere Reduzierung zu erzielen. Abschließend werden Einzelmaßnahmen vergleichend gegenübergestellt, um Aussagen zur Priorität einzelner Maßnahmen treffen zu können.

### 9.1. Auswirkungen von Gebäudesanierungsmaßnahmen

Um den Einfluss der Gebäudesanierung auf die Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu untersuchen, wurden drei verschiedene Sanierungsraten zugrundegelegt. Eine Sanierungsrate von 2 % pro Jahr ist derzeit von der Bundesregierung geplant.<sup>127</sup> Gegenübergestellt wird ein Szenario mit einer deutlich ambitionierteren, jedoch immer noch realistischen Sanierungsrate von 3 % und ein Szenario mit einer Sanierungsrate von 5 %, mit der bis zum Jahr 2030 bereits eine Sanierung der gesamten Wohnfläche erreicht werden könnte.

Ausgegangen wird von einem derzeitigen Sanierungsstand von 70 % für Plattenbauten und 5 % für alle übrigen Gebäude.<sup>128</sup> Für alle zukünftig zu sanierenden Gebäude werden bis 2020 die Höchstwerte für den Jahreswärmebedarf aus der EnEV 2012 angesetzt (vgl. Tabelle 12 in Abschnitt 8). Bis 2030 wird erneut ein Abschlag von 30 % auf die Werte der EnEV 2012 verwendet. Die Sanierungsrate bezieht sich auf die Vollsanierung, d. h. bei Durchführung von Einzelmaßnahmen, wie beispielsweise die Dämmung der obersten Geschossdecke oder die Erneuerung der Fenster, sind entsprechend mehr Gebäude zu sanieren, um den durch die Sanierungsrate vorgegebenen Sanierungsstand zu erreichen. Zudem erfolgte die Berechnung unter der Annahme, dass ausschließlich Gebäude, die bis 1984 gebaut wurden, und Plattenbauten, saniert werden. Plattenbauten gingen mit einer Erhöhung des Sanierungsstands auf 100 % bis 2020 ein. Die Sanierungsraten von 2, 3 und 5 % pro Jahr und die damit zu erreichenden Sanierungsstände beziehen sich auf die Gesamtwohnfläche aller Gebäude (vgl. Abbildung 36).

Die Abbildung 37 zeigt den fossilen Primärenergiebedarf für die verschiedenen Sanierungsszenarien in den Jahren 2020 und 2030 für die Gesamtregion Brandenburg-Berlin, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger. Stein- und Braunkohle sind hier zusammengefasst dargestellt.

<sup>127</sup>Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt et al. (2010)

<sup>128</sup>Abschätzungen der ZukunftsAgentur Brandenburg (ZAB), die von 70 % Sanierungsstand für die Plattenbauten und von 5 bis 10 % für alle übrigen Gebäude ausgeht. Vereinfachend werden für die Sanierungsniveaus im Istzustand die Höchstwerte lt. EnEV 2007 angenommen.

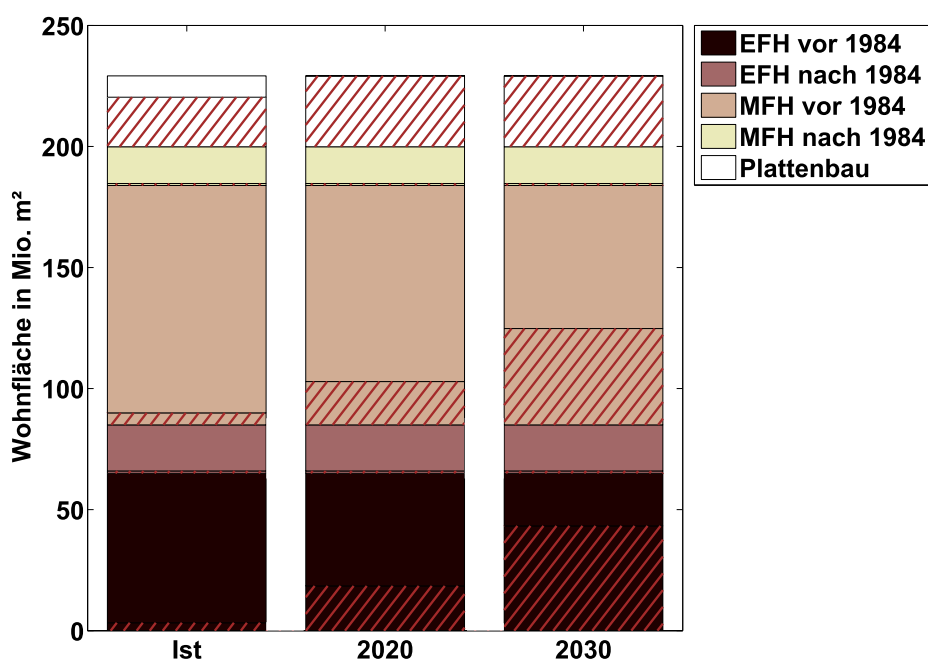


Abbildung 36: Sanierung unterschiedlicher Gebäudetypen bis zum Jahr 2030 bei einer Sanierungsrate von 2 % bezogen auf die Gesamtwohnfläche (die sanierten Flächen sind rot schraffiert dargestellt)

Die Primärenergie, die zur Stromerzeugung aufgewendet wurde<sup>129</sup>, ist extra ausgewiesen. Die Abbildung 38 stellt die entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Die CO<sub>2</sub>-Emission für Strom ist dabei abhängig vom Strommix<sup>130</sup>. Da der Stromanteil beim Primärenergiebedarf und den CO<sub>2</sub>-Emissionen separat ausgewiesen wird, sind die Auswirkungen, die durch eine Reduzierung des fossilen Anteils am Strommix auftreten, leicht ersichtlich. Der klimarelevante fossile Anteil der Bioenergie ist in beiden Abbildungen enthalten (vgl. Tabelle 16).

Die Abbildungen machen deutlich, dass eine Gebäudesanierung starken Einfluss auf die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen hat. Entscheidend ist hier vor allem die Sanierungsrate, also wie schnell einzelne Maßnahmen an den Gebäuden umgesetzt werden. Mit einer Sanierungsrate von 2 % ist beispielsweise eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 3,8 Mio t/a bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Istzustand möglich; eine Sanierungsrate von 3 % hat eine Reduktion von 5,8 Mio t/a zur Folge (vgl. absolute CO<sub>2</sub>-Emissionen von 14,7 Mio t/a im Istzustand, 10,9 Mio t/a (Sanierungsrate 2 %, 2030) und 8,91 Mio t/a (Sanierungsrate 3 %, 2030)).

Mit einer Sanierungsrate von 5 % als Extremszenario ist eine komplette Sanierung aller Gebäude

<sup>129</sup>Verwendung des Primärenergiefaktors 2,6 nach EnEV 2009. Strom wird in der Wärmeversorgung benötigt für die komplette Heizungsanlage bei Stromheizungen (Nachtspeicherheizungen, strombetriebene Wärmepumpen) und als Hilfsenergie für Pumpen und Kontroll- und Regelungstechnik bei allen anderen Heizungssystemen.

<sup>130</sup>hier mit den Emissionen des derzeitigen Strommixes angesetzt (563 g/kWh, Umweltbundesamt (2011b)).

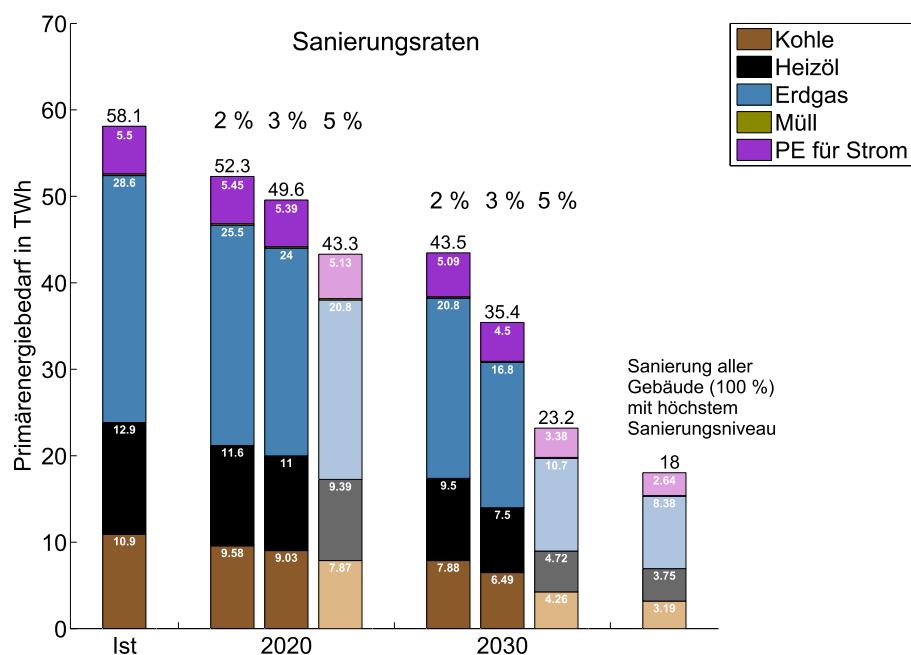


Abbildung 37: Reduzierung des fossilen Primärenergiebedarfs bei Sanierung ohne Veränderung der Heizungssysteme, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat ausgewiesen)

bis zum Jahr 2030 möglich. Zum Vergleich ist der Primärenergiebedarf und die CO<sub>2</sub>-Emission bei der Sanierung aller Gebäude mit dem höchsten Sanierungsniveau (EnEV 2012 -30 %, vgl. Tabelle 12 auf Seite 69) dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass auch mit einer Sanierungsrate von 5 %, bei der die Sanierungsniveaus schrittweise angepasst werden, eine Reduktion des Primärenergiebedarfs und der CO<sub>2</sub>-Emission in ähnlicher Größenordnung erreichbar ist (Reduktion auf 5,82 Mio t/a im Vergleich zu 4,52 Mio. t/a). Eine Erhöhung des Sanierungsniveaus auf einen höheren Standard als den der EnEV 2012 ist daher zunächst nicht unbedingt notwendig. Wichtiger ist eine Erhöhung der Sanierungsrate.



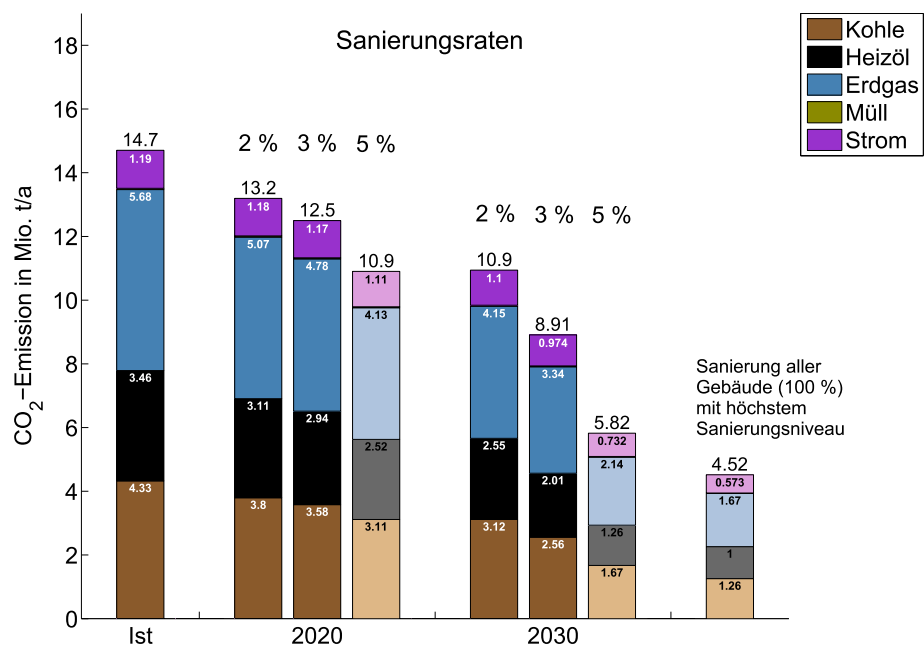


Abbildung 38: Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emission bei Sanierung ohne Veränderung der Heizungs-systeme, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat aus-gewiesen)

## 9.2. Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger bis 2020 und 2030

Eine weitere Simulation geht von den Sanierungsraten 2 und 3 % aus, im folgenden Sanierungsszenario 2 % und Sanierungsszenario 3 %, und untersucht weitere Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Erhöhung des Anteils klimafreundlicher Wärmeerzeuger an der Fernwärme und im dezentralen Bereich. Folgende Maßnahmen für die Zieljahre 2020 und 2030 werden in der Berechnung umgesetzt:

### Feste Biomasse

Der Anteil der Biomasse an der Fernwärme in Berlin wird entsprechend einer Holzmenge von 700.000 t/a<sup>131</sup> erhöht. Das entspricht ungefähr der Hälfte des von Vattenfall<sup>132</sup> geplanten Einsatzes von Biomasse in Berliner Heizkraftwerken<sup>133</sup>. Zusätzliche dezentrale Biomasseheizungen kommen in der Simulation nicht zum Einsatz. In Brandenburg erfolgt kein weiterer Ausbau des Einsatzes von Biomasse, weder in dezentralen Heizungssystemen noch als Brennstoff zur Fernwärmeerzeugung, da, wie bereits im ersten Teil der vorliegenden Studie in der Untersuchung der Stromversorgung, davon ausgegangen wird, dass das einheimische Biomassepotenzial Brandenburgs nahezu ausgeschöpft ist<sup>134</sup>.

### Biogas

Auch der Anteil der Biogasanlagen wird in Brandenburg nicht erhöht. Die vorliegende Untersuchung geht jedoch davon aus, dass die Wärme der Biogasanlagen, die im ersten Teil der Studie als regelbare Kraftwerke eingesetzt werden, genutzt werden kann. Hierfür ist ein Ausbau von Fern- und Nahwärmenetzen erforderlich, da die derzeit installierten Biogasanlagen im Normalfall nicht an ein Wärmenetz angeschlossen sind. Die installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in Brandenburg beträgt 132 MW<sub>el</sub>, die nutzbare Wärmeleistung kann mit 109 MW<sub>th</sub> abgeschätzt werden<sup>135</sup>. Mit 4000 Vollbenutzungsstunden für das Winterhalbjahr ergeben sich 436 GWh, die als nutzbare Wärmemenge in der Simulation berücksichtigt werden. Die nutzbare Wärmemenge geht zu Lasten der Wärmemenge, die sonst dezentrale Erdgasheizungen bereitstellen würden.

Biogaspotenziale in Berlin sind durch eine verstärkte Nutzung biogener Reststoffe vorhanden. Eine Studie der Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz aus dem Jahr

<sup>131</sup>Entspricht 2.660 GWh Heizwärme bei einem Heizwert von 4 kWh/kg und Wärmeverlusten von 5 %.

<sup>132</sup>Chung, M. (2010)

<sup>133</sup>Geplant sind insgesamt 1,3 Mio. t/a Biomasse ab 2019. Im HKW Klingenberg soll eine Holzmenge von 2 \* 350.000 t/a zum Einsatz kommen (Chung, M. (2010)).

<sup>134</sup>A. T. Kearney und Decision Institute (2011)

<sup>135</sup>Gerechnet mit  $\eta_{el} = 0,35$ ,  $\eta_{th} = 0,45$  und einem Eigenverbrauch von 35 %.

2009 stellt die Mengen und die derzeitige Verwertung biogener Reststoffe zusammen und untersucht das Potenzial für eine größere energetische Nutzung.<sup>136</sup> Neben den Bioabfällen der Haushalte, die ab 2013 in der Biogasanlage der Berliner Stadtreinigungsbetriebe (BSR) energetisch genutzt werden<sup>137</sup>, existieren weitere Potenziale für die Vergärung. Rund 63.400 t für Vergärung nutzbare Stoffe werden derzeit offen kompostiert. Daneben befinden sich 400.000 t organische Stoffe im Restmüll. Die Studie der Senatsverwaltung geht in einem „Öko-Szenario“ davon aus, dass langfristig 33.000 t dieser Stoffe, durch Ausweitung der Bioabfallsammlung und Umlenkung von Stoffströmen in die Biotonne, für die Vergärung nutzbar gemacht werden können.

Für die vorliegende Untersuchung werden die 63.400 t biogenen Reststoffe, die nicht durch die BSR genutzt werden, und das Potenzial von 33.000 t, das derzeit noch über den Restmüll entsorgt wird, für die Wärmeversorgung in den Zieljahren 2020 und 2030 berücksichtigt.<sup>138</sup> Für Brandenburg wurde im Rahmen dieser Studie keine Untersuchung zur Nutzung von biogenen Reststoffen vorgenommen.

## **Kohle-, Nachtspeicher- und Ölheizungen**

Alle Kohle-, Nachtspeicher- und Ölelzelheizungen werden bis 2020 zur einen Hälfte durch Wärmepumpen und zur anderen durch moderne Gasbrennwertkessel ersetzt. Gleichzeitig erfolgt ein Austausch von 50 % aller Ölzentralheizungen durch Wärmepumpen und Gasbrennwertkessel. Bis 2030 werden alle verbleibenden Ölheizungen auf die gleiche Weise ausgetauscht. Der Einsatz von Erdgasheizungen ist aufgrund des geringeren CO<sub>2</sub>-Faktors deutlich klimafreundlicher als Kohle-, Nachtspeicher- und Ölheizungen. Zudem haben Erdgasheizungen das Potenzial mit erneuerbarem Methan betrieben zu werden.<sup>139</sup> Bei der Wärmepumpentechnologie wird vorrangig auf Abwasserwärmepumpen gesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass 5 % des Jahresheizwärmebedarfs mit Abwasserwärmepumpen beheizt werden können.<sup>140</sup> Alle restlichen zum Einsatz kommenden Wärmepumpen werden in der Simulation jeweils zur Hälfte mit Luft- und Erdwärmepumpen angesetzt.<sup>141</sup> Die Abbildung 39 stellt die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von modernen Gasbrennwertkesseln und den verschiedenen Wärmepumpentechnologien gegenüber. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom als Energieträger für die Wärmepumpen wurden auch hier mit

<sup>136</sup>Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz (2009)

<sup>137</sup>Rund 60.000 t (Rücker, T. (2012)). Das erzeugte Biogas soll der Versorgung des BSR-Fuhrparks dienen.

<sup>138</sup>Für die Berechnung des Energieinhalts wurde von 50 Nm<sup>3</sup>/t FM und einem Heizwert von 10 kWh/m<sup>3</sup> ausgegangen.

<sup>139</sup>Sterner, M. (2009)

<sup>140</sup>Das wirtschaftliche Potenzial von Abwasserwärmepumpen wird mit einer Nutzung in 5 % aller Gebäude angegeben (Müller, E. (2010)).

<sup>141</sup>Verwendete Erzeugeraufwandszahlen nach DIN 4701-10: Erdwärmepumpe: 0,27; Luftwärmepumpe: 0,3. Die Erzeugeraufwandszahl für die Abwasserwärmepumpe (0,22) orientiert sich an den Jahresarbeitszahlen, die Werte zwischen 4 und 5 erreichen können (Energie in Infrastrukturanlagen (2004)). Die Erzeugeraufwandszahl ist konservativ geschätzt. Die sich ergebende Leistungszahl (COP = 4,5; Kehrwert der Erzeugeraufwandszahl) liegt zwischen den Werten der Jahresarbeitszahlen. Sie ist jedoch als Wirkungsgrad der Anlage in der Realität höher als die Jahresarbeitszahl.

dem Kraftwerksmix Deutschlands im Jahr 2010<sup>142</sup> angesetzt (vgl. Abschnitt 8.3).

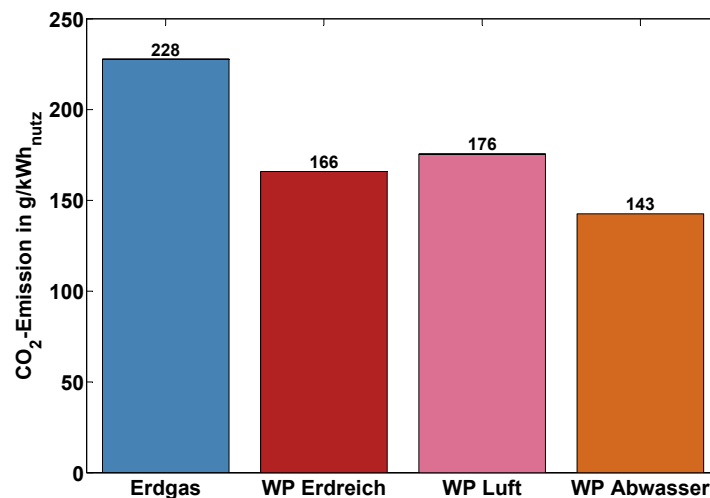


Abbildung 39: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen (bezogen auf den Jahreswärmebedarf als Nutzenergie) von Erdgasheizungen (sanierter Brennwertkessel) und Wärmepumpen. Das Beispiel bezieht sich auf ein saniertes Einfamilienhaus.

## Tiefe Geothermie

Das technische Potenzial von tiefer Geothermie in Brandenburg wird vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) mit mindestens 30 PJ (8,3 TWh) pro Jahr abgeschätzt.<sup>143</sup> Ausgehend von diesem Wert wird im Jahr 2020 1/3 dieser unteren Potenzialabschätzung als Anteil an der Fernwärme in Brandenburg angenommen. Für 2030 wird davon ausgegangen, dass die Fernwärme zu 100 % durch Geothermie zur Verfügung gestellt wird. Genutzt werden damit rund 14 PJ, was deutlich unter der unteren Abschätzung des Potenzials von 30 PJ liegt. Die Nutzung der Geothermie in der Fernwärme geht bis 2020 zu Lasten von Braunkohleheizkraftwerken, deren Einsatz lt. dem ersten Teil der vorliegenden Studie technisch, wirtschaftlich und ökologisch nicht sinnvoll ist.

In Berlin wird auf Untersuchungen der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt im Geoportal des Berliner Umweltatlas<sup>144</sup> zurückgegriffen. Das nutzbare Potenzial wird derzeit auf 144 GWh/a (rund 0,5 PJ) geschätzt.<sup>145</sup> Dieser Wert entspricht zudem den Einschätzungen des IÖW für das Jahr 2030<sup>146</sup> und wird daher als Maßnahme in der Simulation des Zieljahrs 2030 berücksichtigt.

<sup>142</sup>Die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugte Kilowattstunde Strom betrugen 563 g (Umweltbundesamt (2011b)).

<sup>143</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)

<sup>144</sup>Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt (b)

<sup>145</sup>Limberg, A. (2012)

<sup>146</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)

## Solarthermie

Für die Nutzung der Solarthermie in Berlin wird bis 2020 5 % der lt. Berliner Solaratlas für Solarthermie geeigneten Dachfläche in der Simulation zugrunde gelegt.<sup>147</sup> Die Simulation für das Jahr 2030 wird mit einem erhöhten Anteil von 10 % durchgeführt. Eine ähnlich flächendeckende Untersuchung zu geeigneten Dachflächen ist in Brandenburg nicht vorhanden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass geeignete Dachflächen in Brandenburg mindestens in der Größenordnung von Berlin liegen, da Brandenburg zwar weniger EinwohnerInnen hat, jedoch deutlich mehr Einfamilienhäuser vorhanden sind. Die vorliegende Untersuchung geht daher in Brandenburg vom gleichen Dachflächenpotenzial wie in Berlin und von gleichen Nutzungsanteilen für die Jahre 2020 und 2030 aus. Die Nutzung von 5 % der geeigneten Dachfläche entspricht lt. Simulation einer Nutzwärmebedarfsdeckung von rund 700 GWh (2,5 PJ); die Nutzung von 10 % entspricht rund 1.300 GWh (4,7 PJ).

## KWK-Wärme aus erneuerbarem Methan

Mit der KWK-Wärme aus erneuerbarem Methan wird eine weitere Kopplung der Wärmeversorgungsszenarien zur Stromversorgung (neben der KWK-Wärme aus Biogasanlagen) berücksichtigt. Durch die Nutzung der Wärme aus der Verbrennung von erneuerbarem Methan in KWK-Anlagen wird der Anteil an fossilem Erdgas an der Brennstoffzusammensetzung der Fernwärme reduziert und damit einhergehend auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Bilanzierung der nutzbaren Wärme erfolgt stundengenau, d. h. es wird nur soviel Wärme genutzt wie stündlich gebraucht wird und wie Heizkraftwerke in der Lage sind zu liefern.

Die Tabelle 17 stellt den Anteil an erneuerbarem Methan dem Gesamtanteil Gas in der Fernwärme gegenüber. Die Anteile Gas in der Fernwärme entsprechen denen der Abbildung 30 auf Seite 67 (Brandenburg) bzw. sind bereits reduziert durch erhöhten Anteil erneuerbarer Energieträger wie Bioenergie (Berlin). Im Szenario 2030 wird in der Simulation der Region Brandenburg kein erneuerbares Methan für die Fernwärmebereitstellung genutzt, da diese zu 100 % durch Geothermie gedeckt wird.

Alle in der Berechnung umgesetzten Maßnahmen zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger für die Zieljahre 2020 und 2030 sind in Tabelle 18 zusammengefasst.

### 9.2.1. Auswertung der Szenarien 2020 und 2030

Die Abbildungen 40 und 41 zeigen den Einfluss dieser zusätzlichen Maßnahmen und stellen vergleichend den Primärenergiebedarf und die CO<sub>2</sub>-Emission bei Gebäudesanierung als alleinige Maßnahme gegenüber. Mit den hier angenommenen Maßnahmen lassen sich die CO<sub>2</sub>-

<sup>147</sup>Für Solarthermie geeignete Dachfläche: rund 31 Mio. m<sup>2</sup> (Berlin Partner GmbH (2011)).

Tabelle 17: Prozentpunkte erneuerbares Methan, das zur Reduzierung des fossilen Erdgas in der Fernwärme eingesetzt wird; Zielszenarien 2020 und 2030

	<b>Brandenburg</b>		<b>Berlin</b>	
	Anteil Gas in FW	Prozentpunkte erneuerbares Methan	Anteil Gas in FW	Prozentpunkte erneuerbares Methan
Szenario 2020	32 %	2,4 %	44,6 %	1,3 %
Szenario 2030	-	-	29,2 %	8,9 %

Emissionen beispielsweise im Sanierungsszenario 2 % bis 2020 um weitere 5 Mio. t/a im Vergleich zur Gebäudesanierung als einzige Maßnahme senken (Senkung von 13,2 Mio. t/a auf 8,18 Mio. t/a). Bis 2030 wäre eine entsprechend zusätzliche Senkung von rund 6 Mio. t/a möglich (Senkung von 10,9 Mio. t/a auf 4,55 Mio. t/a). Bei einer vollständigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 entfallen die CO<sub>2</sub>-Emissionen für Strom (von den geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Anlagenherstellung abgesehen). Bei konsequenter Durchführung aller Maßnahmen entfällt damit der größte Teil der restlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Erdgas. Hier besteht das Potenzial weiteres erneuerbares Methan, als hier bereits in der Fernwärme berücksichtigt (vgl. Tabelle 17), für die Wärmeerzeugung mit Gasbrennwertkesseln zu nutzen.

Die Abbildung 42 zeigt die Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf im Istzustand und in den Jahren 2020 und 2030 bei der Durchführung des Sanierungsszenarios 2 % und aller weiteren in diesem Abschnitt aufgeschlüsselten Maßnahmen. Die Werte des Istzustands sind die selben als Tortendiagramm dargestellten Werte in der Abbildung 35 auf Seite 77. Im Jahr 2020 sinkt der Jahresheizwärmebedarf auf 16.100 GWh (58 PJ) in Brandenburg und 18.900 GWh (68 PJ) in Berlin; im Jahr 2030 auf 12.700 GWh (45,8 PJ) in Brandenburg und 15.500 GWh (55,8 PJ) in Berlin.

Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist gestrichelt dargestellt. Unter Berücksichtigung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Fernwärmeversorgung läge er im Jahr 2020 bei 34 % in Brandenburg und 28 % in Berlin. Im Jahr 2030 steigt dieser Anteil auf 53 % in Brandenburg (mit einer 100 %-igen Fernwärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien) und 61 % in Berlin (vgl. auch Abbildungen 43a und 43b). Zum Vergleich: Im Energiekonzept Berlin ist bis zum Jahr 2020 eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energie am Wärmebedarf (inkl. Industrie) auf 13 % geplant.<sup>148</sup> Die Brandenburger Energiestrategie sieht einen Anteil Erneuerbarer Energien bis 2030 von 39 % vor.<sup>149</sup> Inwieweit der Wärmebedarf der Industrie Brandenburgs als Bezugsgröße für diesen Anteil enthalten ist, geht aus der Energiestrategie nicht hervor.

Für die Nutzung des bisher ungenutzten Anteils der Wärme aus Biogasanlagen ist ein Ausbau des

<sup>148</sup>Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)

<sup>149</sup>Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012a)

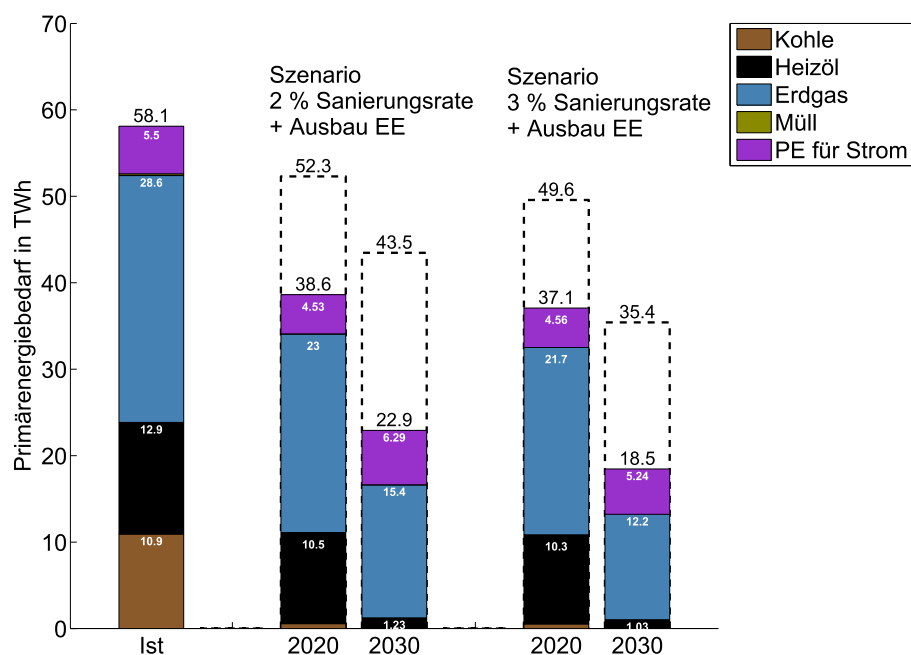


Abbildung 40: Reduzierung des fossilen Primärenergiebedarfs bei Sanierung und zusätzlichem Ausbau Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat ausgewiesen; vergleichsweise gestrichelt dargestellt ist der Primärenergiebedarf bei Sanierung als alleinige Maßnahme aus Abbildung 37)

Fern- und Nahwärmenetzes erforderlich. Möglichkeiten der Kostenreduzierung für die Verlegung von Wärmenetzen werden in einer Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes dargelegt.<sup>150</sup>

Der Anteil der Wärmepumpen am Jahresheizwärmebedarf in Berlin ist in beiden Zieljahren deutlich höher als der in Brandenburg. Hier wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den getroffenen Annahmen für den Einsatz von Wärmepumpen um eine Rechengröße handelt, beruhend auf den Annahmen für den Ersatz von Kohle-, Nachtspeicher und Ölheizungen (vgl. Tabelle 18). Das tatsächliche Potenzial kann im ländlichen Raum höher sein aufgrund der höheren Anzahl von Einfamilienhäusern. Letztlich bestimmen ökonomische Aspekte und regionale Besonderheiten, wo und in welchem Maße Wärmepumpen eingesetzt werden können.

Die Abbildung 44 zeigt die Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf für das Jahr 2030 bei Durchführung des Sanierungsszenarios 2 % und zusammengefasst für die Region Brandenburg-Berlin. Der Anteil Erneuerbarer Energien für die Gesamtregion liegt bei 57 %.

<sup>150</sup>aus Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; DLR-Institut für Technische Thermodynamik; Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig (2006): „Der internationale Vergleich zeigt, dass die Kosten für die Verlegung in Deutschland um den Faktor drei höher liegen als beispielsweise in Dänemark oder Finnland.“

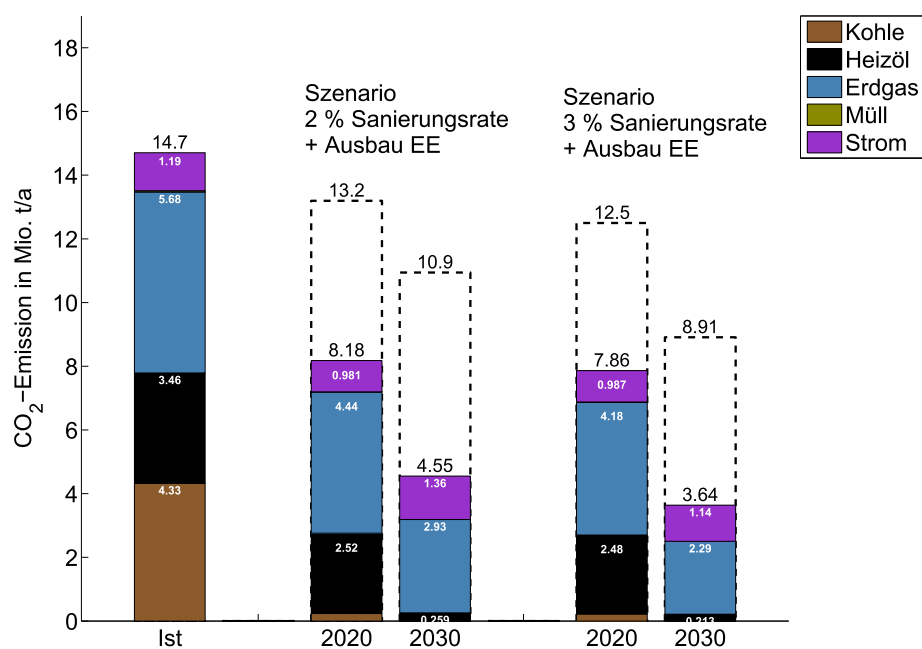


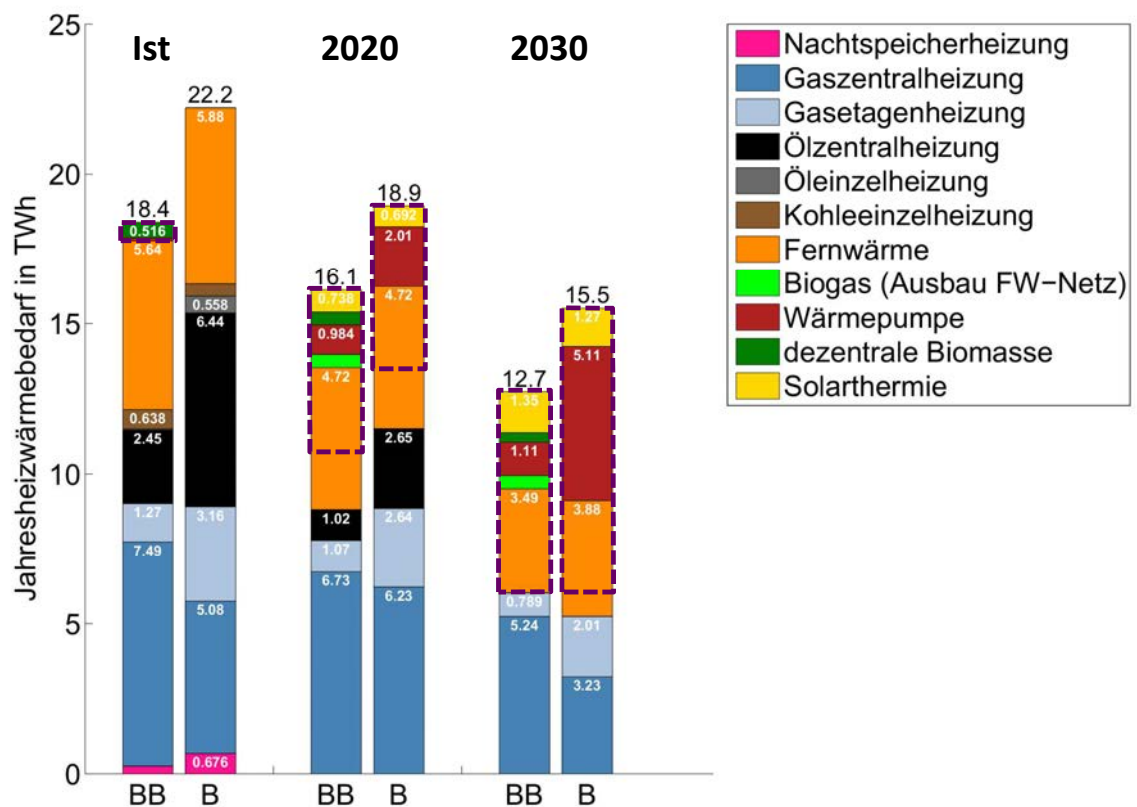
Abbildung 41: Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emission bei Sanierung und zusätzlichem Ausbau Erneuerbarer Energien und anderer klimafreundlicher Wärmeerzeuger, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat ausgewiesen; vergleichsweise gestrichelt dargestellt ist die CO<sub>2</sub>-Emission bei Sanierung als alleinige Maßnahme aus Abbildung 38)



Tabelle 18: Zusammenfassung der Maßnahmen für die Zieljahre 2020 und 2030

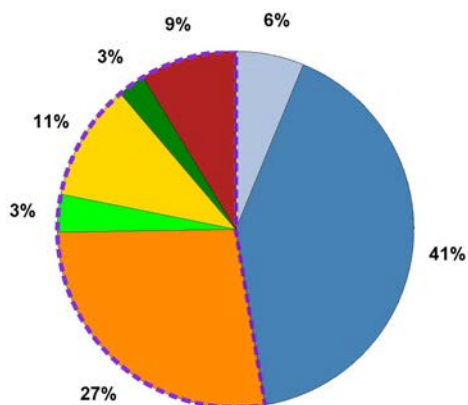
	2020		2030	
	Brandenburg	Berlin	Brandenburg	Berlin
Feste Biomasse	-	700.000 t/a Holz (entspricht 2.660 GWh bzw. 9,6 PJ)	-	700.000 t/a Holz (entspricht 2.660 GWh bzw. 9,6 PJ)
Biogas	436 GWh (1,6 PJ)	48 GWh (0,17 PJ)	436 GWh (1,6 PJ)	48 GWh (0,17 PJ)
Kohle-, Nachtspeicher-, Öl Einzelheizungen	vollständiger Ersatz bis zum Jahr 2020; ersetzt durch 50 % Wärmepumpen und 50 % Gasbrennwertkessel		-	
Öl Zentralheizungen	Ersatz von 50 % bis zum Jahr 2020; ersetzt durch 50 % Wärmepumpen und 50 % Gasbrennwertkessel		Ersatz von 100 % bis zum Jahr 2030; ersetzt durch 50 % Wärmepumpen und 50 % Gasbrennwertkessel	
Tiefe Geothermie	2780 GWh (10 PJ)	-	3.900 GWh (14 PJ)	144 GWh (0,5 PJ)
Solarthermie <sup>a</sup>	5 % aller geeigneten Flächen (rund 700 GWh bzw. 2,5 PJ)		10 % aller geeigneten Flächen (rund 1.300 GWh bzw. 4,7 PJ)	
Erneuerbares Methan	vgl. Tabelle 17 auf Seite 88			
Sanierung von Heizungsanlagen	5 %/Jahr			

<sup>a</sup>geeignete Flächen lt. Berlin Partner GmbH (2011). Für Brandenburg wird aufgrund nicht vorhandener Daten vom gleichen Wert ausgegangen (31 Mio. m<sup>2</sup>).

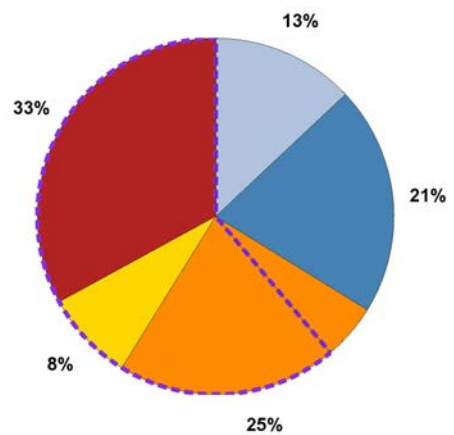


Legende: BB: Brandenburg B: Berlin

Abbildung 42: Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf, aufgeteilt auf die Regionen Brandenburg und Berlin und die Zieljahre 2020 und 2030, Sanierungsszenario 2 % (gestrichelt dargestellt ist der Anteil Erneuerbarer Energien)



(a) Brandenburg



(b) Berlin

Abbildung 43: Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf im Jahr 2030, Sanierungsszenario 2 % (gestrichelt dargestellt ist der Anteil Erneuerbarer Energien, Legende vgl. Abbildung 44)

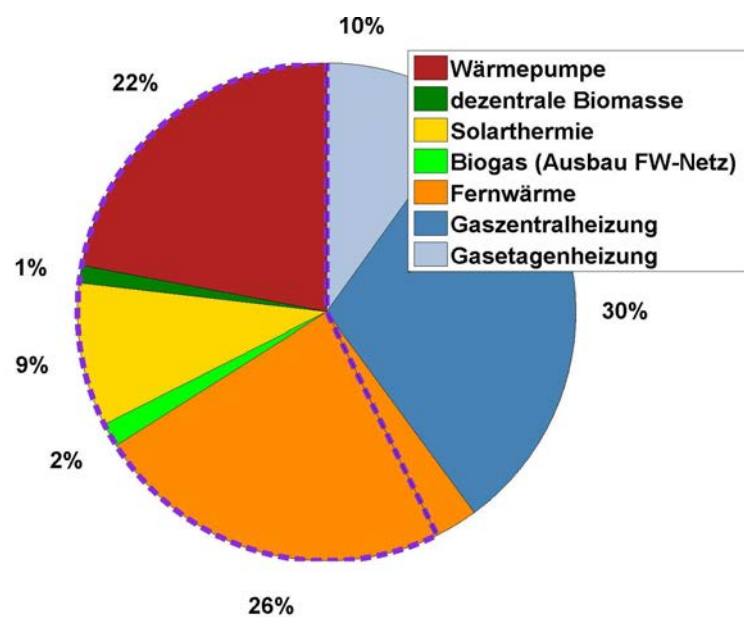
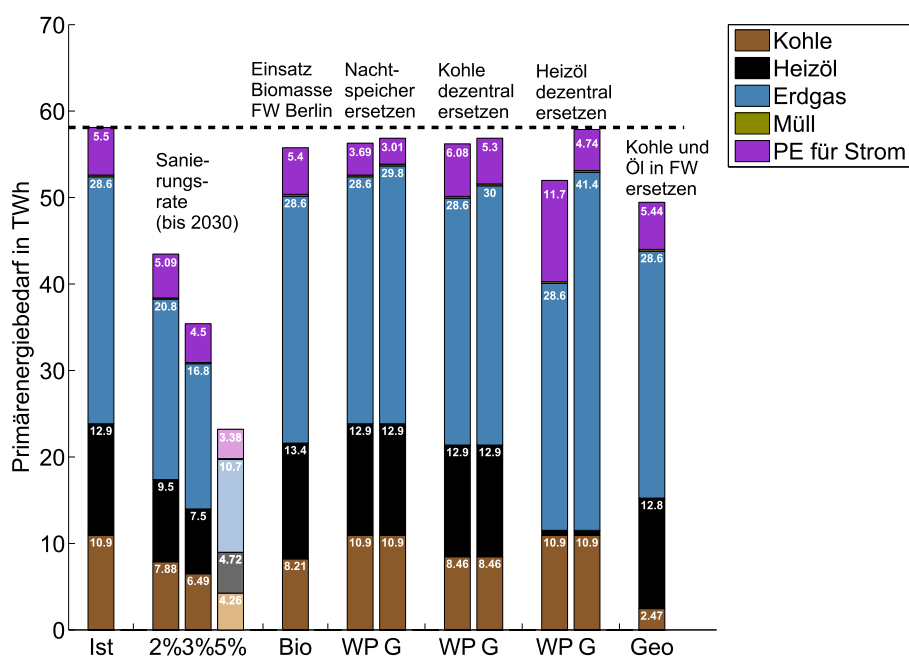


Abbildung 44: Anteile der Heizungssysteme am Jahresheizwärmebedarf der Gesamtregion Brandenburg-Berlin im Jahr 2030, Sanierungsszenario 2 % (gestrichelt dargestellt ist der Anteil Erneuerbarer Energien)

### 9.2.2. Auswertung von Einzelmaßnahmen

Eine abschließende Untersuchung stellt Einzelmaßnahmen, ausgehend vom Istzustand, vergleichend gegenüber (vgl. Abbildungen 45 und 46). In Einzelschritten wird der Anteil Erneuerbarer Energien (Biomasse und Geothermie) an der Fernwärme erhöht und dezentrale klimaschädliche Wärmeerzeuger durch Wärmepumpen<sup>151</sup> und Gasbrennwertkessel ersetzt. Gegenübergestellt ist die Gebäudesanierung bis zum Jahr 2030 anhand der Sanierungsszenarien aus Abschnitt 9.1.

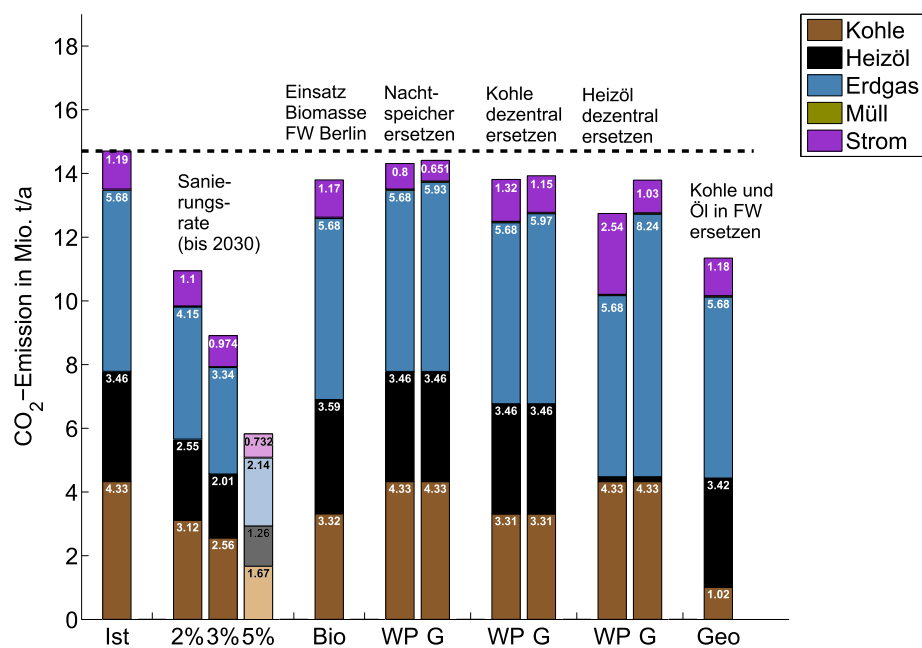
Deutlich zu erkennen ist, dass der Ersatz aller Nachtspeicher-, Kohle- und Ölheizungen nicht das Potenzial hat, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in erheblichem Umfang zu senken. Ein deutlich größeres Potenzial hat der Ausbau Erneuerbarer Energien in der Fernwärmeerzeugung oder das Ersetzen aller Ölheizungen durch Wärmepumpen. Das mit Abstand größte Potenzial hat die Sanierung von Gebäuden. Selbst mit einer Sanierungsrate von 2 % ist es möglich bis 2030 mehr CO<sub>2</sub> einzusparen als beispielsweise durch den Ersatz von Kohle und Öl durch tiefe Geothermie in der Fernwärme.



Legende: WP: Erdwärmepumpe, G: Gasbrennwertkessel, Geo: tiefe Geothermie, FW: Fernwärme

Abbildung 45: Vergleich des fossilen Primärenergiebedarfs bei Durchführung von Einzelmaßnahmen, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat ausgewiesen)

<sup>151</sup>verwendet wurden hier Erdwärmepumpen.



Legende: WP: Erdwärmepumpe, G: Gasbrennwertkessel, Geo: tiefe Geothermie, FW: Fernwärme

Abbildung 46: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Durchführung von Einzelmaßnahmen, aufgeteilt auf die verursachenden Energieträger (Strom ist separat ausgewiesen)

### 9.3. Gemeinsame Betrachtung der Strom- und Wärmeversorgung am Beispiel von Wärmepumpen

Um einen Ausblick auf die gemeinsame Simulation der Strom- und Wärmeversorgung zu geben sind in Abbildung 47 die Überschussleistung des Alternativszenarios 2020 aus dem ersten Teil der vorliegenden Studie und der elektrische Leistungsbedarf der Wärmepumpen im Sanierungsszenario 2 % für das Jahr 2020 gegenübergestellt. Es wird die Überschussleistung der unregelbaren Erneuerbaren Energien, also die Überschüsse, die vor dem Einsatz der Speicher auftreten, dargestellt.

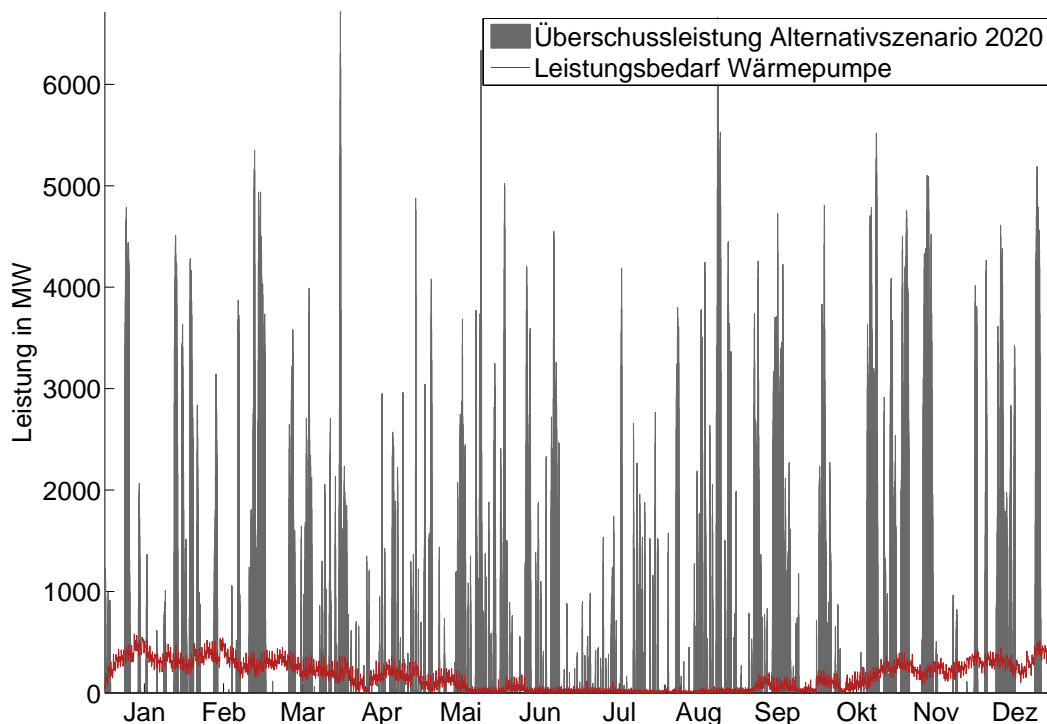


Abbildung 47: Leistungsbedarf der Wärmepumpen im Sanierungsszenario 2 % im Jahr 2020 der Überschussleistung des Alternativszenarios 2020 (aus: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien) gegenübergestellt

Die Auswertung des Diagramms ergibt eine mögliche Nutzung von rund 3 % der Überschussenergie im gesamten Jahr 2020. Damit können rund 35 % des Energiebedarfs der Wärmepumpen gedeckt werden. Unter Einbezug von Wärmespeichern, die im Rahmen dieser Studie noch nicht betrachtet wurden, könnte sich eine bessere Ausnutzung der Überschussenergie und damit eine Optimierung der Nutzung Erneuerbarer Energien im Stromsektor ergeben.

## 10. ZIELFÜHRENDE MAßNAHMEN UND AUSBLICK

Die dargestellten Szenarien geben nur einen kleinen Einblick in die möglichen Berechnungen. Es gibt noch vielfältige Fragestellungen, um die wirkungsvollsten Handlungsfelder zu bestimmen. Eine davon wäre z. B. was eine flächendeckende Anlagenmodernisierung (Standardkessel zu Brennwertkessel) für einen Effekt haben könnte.

Ein wesentliches Problem bei der Betrachtung solcher Variationen ist die unklare Ausgangslage. So lange es keine gesicherte Datenlage zum Bestand gibt, können Effekte nur bezogen auf die erläuterten Annahmen ermittelt werden. Aus den laufenden Erhebungen in den regionalen Planungsgemeinschaften in Brandenburg ist eine erheblich verbesserte Basis von Daten zu erwarten.

Die Effekte, die durch den Ersatz der dezentralen Kohle- und Nachtspeicheröfen entstehen, sind verglichen mit anderen Maßnahmen sehr gering, da der Bestand nicht mehr so groß ist. Ihr Ersatz wird desweiteren durch die Energieeinsparverordnung geregelt, so dass sich hier nur eingeschränkt Handlungsbedarf ergibt.

Erwartungsgemäß hat die Gebäudesanierung den größten Effekt gegenüber anderen Einzelmaßnahmen. Die Annahmen der Sanierungsraten von „nur“ 2 % oder 3 % in der Studie basieren auf Beschränkungen aus öffentlichen Diskussionen, die auf die Finanzierbarkeit zurück gehen. Auch die großen vorhandenen Potenziale der Erneuerbaren Energien insbesondere der Solar- und Geothermie werden in ihrer Nutzung v. a. durch wirtschaftliche Faktoren begrenzt. Der in der Studie angenommene Einsatz von Geothermie für 100 % der in Brandenburg genutzten Fernwärme ist sehr optimistisch, da mit hohen Kosten für die Verbindung der Netze mit den geothermischen Quellen gerechnet werden muss. Das dafür genutzte Potenzial der Geothermie liegt dabei unterhalb der untersten Grenze der Potenzialschätzungen des IÖW<sup>152</sup>.

Die folgenden Vorschläge zu zielführenden Maßnahmen ergeben sich sowohl aus den bisherigen Ergebnissen der Simulation wie auch aus Recherchen und Diskussionen im Rahmen der Erstellung der Studie. An erster Stelle stehen regulierende Maßnahmen der Gesetzgebung und insbesondere auch der Umsetzung schon bestehender Verordnungen. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass die in dieser Studie für 2030 simulierten Umrüstungsmaßnahmen allein durch finanzielle Anreize oder Finanzierungsmodelle realisiert werden können. Vorschläge für eine notwendige Begleitung der regulierenden Maßnahmen finden sich ebenfalls in den folgenden Punkten.

- Fossile Energieträger in dezentralen Gebäudeheizungen mittelfristig stoppen: Die Standzeiten von Gebäudeheizungen gehen oft weit über die rechnerischen 20 Jahre hinaus (bis 38 Jahre mit einem Durchschnitt bei 24 Jahren<sup>153</sup>). Um gemäß dem Plan der Bundesregierung eine mind. 85 %-ige Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2050 auch im Wärmesektor zu erreichen, müssen zeitnah Verordnungen für dezentrale Gebäudeheizungen durchgesetzt werden. Hier muss der Ersatz und Neubau von Kesseln durch Kessel, die nur auf Basis fossiler Energieträger betrieben werden können, gestoppt werden.

<sup>152</sup>Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2012)

<sup>153</sup>Kleemann, M. (2006)

- Umsetzung der Energieeinsparverordnung (EnEV) und Ausführungsmonitoring: Bisher ist für den Nachweis der Einhaltung der EnEV eine Ausführungsplanung mit Berechnung notwendig. Ob der Bau tatsächlich entsprechend der Planung ausgeführt ist, wird nicht geprüft (Möglichkeiten bieten hier Materialnachweise über Rechnungen, Fotodokumentationen, vorgeschriebene Baubegleitung durch eingetragene Experten etc.). Im Bestandsbau ist dieses Problem noch gravierender, da die EnEV auch für Maßnahmen greift, die keiner Baugenehmigung bedürfen. Bisher werden Verstöße hier jedoch nicht verfolgt, womit große Einsparpotenziale nicht realisiert werden können. Großflächige Schönheits-sanierungen an der Gebäudehülle ohne Wärmeschutzmaßnahmen können öffentlich sichtbar durchgeführt werden ohne rechtliche Folgen zu befürchten. Hier ist dringend Handlungsbedarf notwendig, um die Rechtswidrigkeit und den volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Schaden solcher Maßnahmen in das Bewusstsein der Bevölkerung zu rücken (Thematisierung in Medien, Vorteile für die NutzerInnen herausstellen, Rechtsprechung öffentlichkeitswirksam bekannt machen etc.).
- Erhöhung der Sanierungsrate: Neben der Verbesserung der Sanierungsqualität ist die Erhöhung der Sanierungsrate ein entscheidendes Mittel, um die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Wärmeerzeugung zu verringern. In dieser Studie wurde keine wirtschaftliche Analyse durchgeführt. Dennoch kann abgeschätzt werden, dass hohe Investitionen benötigt werden, um die notwendige Tiefe der Sanierung zu erreichen. Es wird davon ausgegangen, dass Sanierungsaktivitäten nur erhöht werden können, wenn von staatlicher Seite ein großer Anteil zu den Sanierungskosten beigetragen wird (oder andersrum wirtschaftliche Nachteile oder Sanktionen bei Sanierungsunterlassung drohen). Dabei sollten, wie in den hier beschriebenen Szenarien auch berücksichtigt, Bestandsgebäude mit schlechtem Energiestandard deutlich priorisiert werden. Hier wurden in der Vergangenheit insbesondere Investitionszuschüsse und zinsgünstige Kredite als wirksamstes Mittel eingesetzt.<sup>154</sup> Auch steuerliche Anreize wie Investitionsfreibeträge und Sonderabschreibungen sollten hier weiter diskutiert werden. Insbesondere von der Politik werden dringend auch rechtliche Lösungen für eine faire Verteilung von Kosten und Nutzen im Mietwohnungsbereich erwartet. Ausdrücklich soll unter diesem Punkt auch die Anlagensanierung angesprochen werden, die in vielen Fällen mit geringen Investitionen schon einen Effekt erzielen kann. Neben dem Austausch des Kessels und der Pumpen sollten auch Maßnahmen wie ein Hydraulischer Abgleich und der Einbau von energiesparenden Thermostatventilen massiv in das Bewusstsein der GebäudeeigentümerInnen gebracht werden. Im Anlagenbereich ist zusätzlich zu den genannten finanziellen Maßnahmen auch die Förderung von Contractinglösungen sinnvoll, um Finanzierungsengpässe zu überwinden.
- Bewusstsein der NutzerInnen: Wie in Abbildung 34 in Abschnitt 8 beschrieben, steigt mit wachsendem Sanierungsniveau der Einfluss des Verhaltens der NutzerInnen. Die Investitionen in Gebäudesanierungen zur Erreichung geringer Wärmebedarfe lohnen nur bei entsprechenden Verhaltensschulungen. Ebenso können erhebliche Einsparungen über den berechneten Wärmebedarf hinaus durch Verhaltensmaßnahmen erreicht werden. Hier müssen, wie auch schon in den obigen Punkten besprochen, Maßnahmen der Bewusstseinsbil-

<sup>154</sup>Klinckenberg Consultants (2010)



derung und Verhaltensänderung diskutiert werden (Medien, Verpflichtungen im öffentlichen Raum etc.).

- Verstärkte Unterstützung des Einsatzes von stromgeführten Wärmepumpen: Entsprechend unserer Simulation kommt den Wärmepumpen eine große Bedeutung zu. Diese steigt mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energie in der Stromversorgung. Laut einer Studie von Ecofys und Prognos können durch eine größere Flexibilität in der Raumsolltemperatur und einem damit verbundenen Einsatz von stromgeführten Wärmepumpen deren CO<sub>2</sub>-Emission in der Größenordnung von 20 % reduziert werden.<sup>155</sup>
- Moderne Fernwärmenetze: Fernwärmenetze ermöglichen eine zügigere Integration Erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung, da durch sie eine größere Anzahl von Gebäuden versorgt werden und der Nutzungsgrad der Technologien erhöht werden kann. Um die Fernwärmenetze zukunftsfähig zu machen, müssen sie den lokalen Anforderungen angepasst werden. Hier spielt das Temperaturniveau der einspeisenden Technologien eine Rolle und auf der Bedarfsseite die Wärmedichte und die Temperaturanforderungen seitens der versorgten Gebäude. Maßnahmen sind hier z. B. die Kostenreduzierung der Einzelanschlüsse in Gebieten geringer Wärmedichte; Erhöhung der Wärmetransportkapazitäten in Gebieten wachsender Wärmeanforderung (Paraffine, Leitungsausbau); Nutzung moderner Speichertechnik; Integration von Wärme aus solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze; Erhöhung der Anschlussquoten etc. Hier sind auch ordnungsrechtliche Maßnahmen zu sehen, um die Netze für verschiedene Wärmeanbieter zu öffnen sowie ein Überarbeiten der Anforderungen an den Netzausbau mit Blick auf die Reduzierung der Kosten.
- Regional differenzierte Betrachtung der Biomasse: In der Studie wurde keine Erhöhung des einheimischen Biomasseanteils betrachtet, da das laut Energiestrategie nutzbare Biomasepotenzial Brandenburgs bereits ausgenutzt wird. Hier wird eine regional differenzierte Betrachtung organischer Stoffströme und Flächennutzungen in den Gemeinden empfohlen, um evtl. noch ungenutzte vorhandene Potenziale zu identifizieren. Dabei sollte auch die schon bestehende Nutzung auf Nachhaltigkeit überprüft werden, um hier bei Bedarf Modifikationen zu erarbeiten. Um bisher ungenutzte Wärme aus Biogasanlagen auch für die Wärmeversorgung nutzen zu können, müssen finanzielle Anreize für den Ausbau der Fernwärmenetze diskutiert werden.
- Ausbau tiefe Geothermie: Die Nutzung der tiefen Geothermie ist auf Fernwärmenetze angewiesen. Neben der Integration geothermischer Wärme in die vorhandenen Netze sollten hier Standorte zur Vergrößerung des Fernwärmeanteils identifiziert und ausgebaut werden. Ein Ersatz fossiler Heizwerke durch den Ausbau des geothermischen Anteils muss mit rechtlichen und fördertechnischen Mitteln begleitet werden.
- Ausbau solarer Anteil an der Wärme: Das Potenzial solarer Wärmeerzeugung wird erst zu einem Bruchteil genutzt. Hier ist eine Förderung dezentraler Betreiber wichtig. In den Szenarien dieser Studie werden durch die genutzte Solarthermie dezentrale Wärmeerzeuger ersetzt. Durch Einspeisung solarer Wärme in das Fernwärmenetz könnten die

---

<sup>155</sup>Nabe, Ch. et al. (2011)

Potenziale besser genutzt werden. Deshalb sollten zur Integration der Solarthermie in die Fernwärme Pilotvorhaben in Berlin und Brandenburg angestoßen werden. Auch Regelungen (wie z. B. in Hamburg), die eine Einspeiseerlaubnis solar erzeugter Wärme in das Fernwärmenetz ab einer definierten Leistung zusichern, sind notwendig. Eine Frage, deren Untersuchung in zukünftigen Studien ansteht, ist die Wahl der effizientesten Systemtechnik zur solaren Wärmeerzeugung. Mit dem Absinken der PV-Modulpreise konkurriert das konventionelle Solarthermiesystem sowohl im Preis wie auch im Platzbedarf mit einer PV-Wärmepumpenkombination.

- Ausbau von Solarthermie in Kombination mit Erdwärmepumpen: Zwischen Erdwärmepumpen müssen, aufgrund der sich bildenden Kältefahnen, Mindestabstände eingehalten werden. Durch Kombination mit solarthermischen Anlagen, die ihre Überschüsse über die Wärmetauscher der Wärmepumpen im Erdreich einspeichern, können die Abstände vermindert werden und die Jahresarbeitszahlen des Wärmepumpensystems zusätzlich erhöht werden. Hier gibt es auch die Möglichkeit, solarthermische Anlagen nur für die Regeneration des Erdreiches zu installieren. Diese Solarsysteme können sehr einfach und damit kostengünstig gestaltet werden. Durch Förderung solcher Kombinationen können die Anwendungsbereiche von Erdwärmepumpen vergrößert werden. Die Stromlast kann damit gegenüber dem Einsatz von Luftwärmepumpen erheblich verringert werden.
- Top-Runner: Genau wie im Strombereich ist auch hier zu empfehlen, den Einsatz von Anlagen auf die Technologien mit der höchsten Effizienz zu beschränken. Das kann z. B. durch Einführung eines Top-Runner-Programms<sup>156</sup> befördert werden.
- Kommunikation und Verantwortlichkeit: Alle diese Lösungsansätze, die zum großen Teil nicht neu sind, müssen kommuniziert werden. Auch in diesem Bereich gibt es viele Projekte und auch erhebliche Fortschritte. Was fehlt ist die Verantwortlichkeit für die Umsetzung der Ziele. Mit dem Einsatz von KlimamanagerInnen kann hier ein großer Schritt zur Umsetzung der lokalen Klimaschutzkonzepte getan werden. Dabei ist darauf zu achten, dass diese mit den nötigen Kompetenzen und der nötigen Unterstützung ausgestattet werden. Auch für die überregionalen Ziele müssen Verantwortlichkeiten für die Umsetzung und das Monitoring geschaffen werden. Um der Bevölkerung den Handlungsbedarf aufzuzeigen und Informationen gezielt weiterzugeben, sind breit angelegte Kampagnen notwendig.
- Öffentliche Vorbildfunktion: Eine große Verantwortlichkeit liegt auch im gesamten öffentlichen Raum (inkl. der Bildungseinrichtungen). Wenn hier nicht konsequent Effizienz und Erneuerbare Energien zum Einsatz kommen ist die Botschaft eindeutig „es ist nicht so wichtig“.

<sup>156</sup> „Ein Top-Runner-Programm ist ein politisches Instrument zur Steigerung der Energieeffizienz. Es sieht vor, dass zu einem bestimmten Stichtag eine Marktübersicht beispielsweise über Elektrogeräte erstellt wird. Der Verbrauch der effizientesten unter den gesichteten Geräten wird dann zum Standard für die Branche erhoben, der zu einem gewissen Zeitpunkt in der Zukunft erreicht werden muss, etwa in 5 oder 7 Jahren. Kann ein Hersteller nach Ablauf der Frist nicht die neuen Effizienzstandards erfüllen, so drohen ihm, je nach nationaler Ausgestaltung des Gesetzes, Strafzahlungen oder sogar ein Verkaufsverbot.“ (<http://de.wikipedia.org/wiki/Top-Runner-Programm>)

- Zusammenführung der ordnungsrechtlichen Maßnahmen in einem Klimaschutzgesetz, z. B. in Form eines Artikelgesetzes mit einer Sammlung von Änderungsgesetzen der betroffenen Landesgesetze.

## Quellenverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH. 380/220-kV-Netz. Berlin, Dezember 2010.
- 50Hertz Transmission GmbH. Eingetretene Regelzonenlast 2010. Berlin. URL <http://www.50hertz.com/de/2017.htm>.
- 50Hertz Transmission GmbH. Infomappe 380-kV-Nordring Berlin - EEG-bedingter Neubau der 380-kV-Freileitung von Neuenhagen nach Wustermark. Berlin, Oktober 2011a. URL [http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm\\_de/hs.xsl/2597.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCQq=SID-4559634A-5AE8B8B1](http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/2597.htm?rdeLocaleAttr=de&rdeCQq=SID-4559634A-5AE8B8B1).
- 50Hertz Transmission GmbH. Infomappe Uckermarkleitung - EEG-bedingter Neubau der 380-kV-Freileitung von Prenzlau nach Berlin. Berlin, Oktober 2011b. URL <http://www.50hertz-transmission.net/de/1601.htm>.
- A. T. Kearney und Decision Institute. Grundlagen für die Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Berlin, August 2011.
- Agentur für Erneuerbare Energien. föderal erneuerbar: Bundesländer mit neuer Energie. Berlin, 2011. URL <http://www.foederal-erneuerbar.de>.
- AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. AGFW – Hauptbericht 2010 (Version 2). Technical report, Frankfurt am Main, 2011.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz im Land Brandenburg 2008. Potsdam, November 2011a.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Berlin 2008. Potsdam, Juli 2011b.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Berlin 2005. Potsdam, April 2008.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Fortschreibung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes im Land Brandenburg am 31. Dezember 2010. Statistischer bericht, Amt für Statistik Berlin Brandenburg, Potsdam, Juli 2011c.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Ergebnisse des Mikrozensus im Land Brandenburg 2006 - Wohnsituation. Technical report, Potsdam, Juni 2009.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Ergebnisse des Mikrozensus im Land Berlin 2006 - Wohnsituation. Technical report, Potsdam, Juni 2010.
- anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Windlatlas für Europa. Adendorf, Oktober 2011.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland im Jahr 2008. Technical report, Berlin, February 2011.
- Berlin Partner GmbH. Solaratlas Berlin. Berlin, Februar 2011. URL <http://www.businesslocationcenter.de/de/3d-stadtmodell/das-projekt/projektbeispiele/solaratlas>.

- Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Energiekonzept 2020. Berlin, April 2011.
- Bolman, C., Boas, R., Farber M., Meyers, M., Porter, C., Rogol, M., Song, J., Tracy, P., Trangucci, R., und Zuboff, G. Solar Annual 2010-2011: Cash In. In *Photon Consulting*, Boston, 2011.
- Bosch & Partner GmbH. Erarbeitung von Suchräumen als Grundlage der regionalplanerischen Steuerung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Brandenburg und der Region Havelland-Fläming. Hannover, November 2009.
- Bosch & Partner GmbH, GÖTZE Rechtsanwälte, und Solar Engineering Decker & Mack GmbH. Erarbeitung von Grundlagen zur regionalplanerischen Steuerung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen am Beispiel der Region Lausitz-Spreewald. Hannover, Leipzig, Oktober 2009.
- Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg. Cottbus, Juli 2011.
- Breyer, Ch. The Photovoltaic Reality Ahead: Terawatt Scale Market Potential Powered by Pico to Gigawatt PV Systems and Enabled by High Learning and Growth Rates. In *26th EU PVSEC*, Hamburg, September 2011. doi: 10.4229/26thEUPVSEC2011-6EP.1.2.
- Breyer, Ch. und Gerlach, A. Global Overview on Grid-Parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, published online, Februar 2012. doi: DOI:10.1002/pip.1254.
- Breyer, Ch., Birkner, Ch., Kersten, F., Gerlach, A., Stryi-Hipp, G., Goldschmidt, J.Ch., Montoro, D.F., und Riede, M. Research and Development Investments in PV - A limiting Factor for a fast PV Diffusion. In *25th EU PVSEC/ WCPEC-5*, Valencia, September 2010. doi: 10.4229/25thEUPVSEC2010-6CV.5.22.
- Breyer, Ch., Rieke, S., Sterner, M., und Schmid, J. Hybrid PV-Wind-Renewable Power Methane Plants – An Economic Outlook. In *6th International Renewable Energy Storage Conference*, 2011.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Technical report, Berlin, Oktober 2010.
- Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 26.09.2011. Bonn, 2011. URL [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste\\_node.html;jsessionid=685AF102A1274993E0E703C81ACC21DB](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html;jsessionid=685AF102A1274993E0E703C81ACC21DB).
- Bundesverband WindEnergie e. V. Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin, 2011.
- Chung, M. Einsatz von Biomasse in städtischen Großkraftwerken. In Vattenfall Europe New Energy GmbH, editor, *Berliner Energietage*, Berlin, 2010.

- Deutsche Energieagentur - Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan. Plenarrunde der Plattform Zukunftsfähige Energienetze. Berlin, Juli 2011.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. EEG-Anlagenregister. Berlin, Juni 2011. URL <http://www.energymap.info>.
- Deutscher Wetterdienst. Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse (TRY). Technical report, Offenbach. URL <http://www.dwd.de/TRY>.
- Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum gGmbH. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Leipzig, Juni 2011.
- 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, Dezember 2010.
- DEWI GmbH Deutsches Windenergie-Institut. Wilhelmshaven.
- Eden, Jan und Kluge, Hartmut. Kostensituation bei der Projektfinanzierung von Windenergieanlagen. In *BWE Fachtagung Windenergie in Deutschland - Beitrag zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit*, Berlin, September 2007.
- ENERCON GmbH. Enercon Produktübersicht. Aurich, März 2011. URL [http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON\\_P\\_D\\_web.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_P_D_web.pdf).
- Energie in Infrastrukturanlagen. Wärmenutzung aus Abwasser - Leitfaden für Inhaber, Betreiber und Planer von Abwasserreinigungsanlagen und Kanalisationen. Technical report, Bern/Zürich, November 2004.
- Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Frankfurt am Main, 2009.
- European Environment Agency. Europe's onshore and offshore wind energy potential. Copenhagen, 2009. URL [www.eea.europa.eu](http://www.eea.europa.eu).
- European Photovoltaic Industry Association. Market Report 2011. Brüssel, 2012.
- Federal Energy Regulatory Commission. Current state of and issues concerning underground natural gas storage. Washington, D. C., September 2004.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Primärenergetische Bewertung von Fernwärme aus KWK. Technical report, München, 2009.
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Kassel, Februar 2011.
- Hlusiak, M., Arnhold, O., und Breyer, Ch. Optimising a Renewables Based Island Grid and Integrating a Battery Electric Vehicles Concept on the Example of Graciosa Island, Azores Archipelago. In *6th European Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids*, Chambéry, April 2012.

- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030 - Erschließbare technische Potenziale sowie Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte - eine szenariobasierte Analyse. Hamburg, Januar 2012.
- Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Potenziale erneuerbarer Energien in Berlin 2020 und langfristig - Quantifizierung und Maßnahmengenerierung zur Erreichung ambitionierter Ausbauziele. Technical Report Anlage 6, Berlin, April 2011.
- Institut für Wohnen und Umwelt GmbH. Deutsche Gebäudetypologie. Technical report, Darmstadt, 2003.
- International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2008 – Scenarios and Strategies to 2050. Paris, 2008.
- Jordan, U. und Vajen, K. Realistische Trinkwarmwasser-Profile für bis zu 100 Wohneinheiten. In *11. Symposium Thermische Solarenergie*, pages S. 384–389, Staffelstein, Mai 2001. Universität Marburg, FB Physik.
- Jordan, U. und Vajen, K. DHWcalc : Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis (Version 1.10). Handbuch, Technical University of Denmark, DTU, Department of Civil Engineering ; Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik Solar und Anlagentechnik, 2003.
- Kersten, F., Doll, R., Kux, A., Huljić, D.M., Görig, M.A., Breyer, Ch., Müller, J., und Wawer, P. PV-Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction. In *26th EU PVSEC*, Hamburg, September 2011. doi: 10.4229/26thEUPVSEC2011-6CV.1.63.
- Kleemann, M. Zusammenfassung der Studie "Verdopplung des Modernisierungstempos bis 2020" unter Berücksichtigung der contractingrelevanten Fakten. Technical report, Verband für Wärmelieferung, Hannover, August 2006.
- Klinckenberg Consultants. Making Money Work for Buildings Financial and Fiscal Instruments for Energy Efficiency in Buildings. Technical Report September, EuroACE (The European Alliance of Companies for Energy Efficiency in Buildings), Brüssel, 2010.
- Länderarbeitskreis Energiebilanzen. Glossar zu den Energiebilanzen der Länder. Technical report, 2011.
- Landesamt für Bauen und Verkehr. Strukturatlas Land Brandenburg. Potsdam, 2010.
- Landesamt für Bauen und Verkehr. Stadtumbaumonitoring im Land Brandenburg. Berichtsjahr 2009, Im Auftrag des Ministeriums für Infrastruktur und Landwirtschaft des Landes Brandenburg, Hoppegarten, 2011.
- Landesregierung Brandenburg. Energiestrategie 2020 des Landes Brandenburg – Umsetzung des Beschlusses des Landtages, DS 4/2893-B, vom 18. Mai 2006. Potsdam, 2006.
- Landesregierung Brandenburg. Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 1552 der Abgeordneten Steeven, Bretz, Dieter Dombrowski und Sven Petke (Fraktion der CDU) - Landesdrucksache 5/3813. Potsdam, August 2011.

- Limberg, A. Potenziale der Geothermie in Berlin. In *Berliner Energietage*, Berlin, 2012.
- Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs. Energiestrategie 2030. Potsdam, Februar 2012a.
- Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs. Entwurf der Energiestrategie 2030. Potsdam, Januar 2012b.
- Ministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg. Biomassestrategie des Landes Brandenburg. Potsdam, August 2010.
- Müller, E. Abwasserwärme: Prinzip und Überblick, Erfahrungen und Wirtschaftlichkeit. In *Wärmegewinnung aus Abwasser*, Stuttgart, 2010.
- Murray, J. und King, D. Oil's tipping point has passed. *nature*, 481:433–435, 2012.
- Nabe, Ch., Hasche, B., und Offermann, M. Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Technical report, Ecofys und Prognos für Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2011.
- Nemet, G.F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, 34:3218–3232, 2006.
- Öko-Institut e.V. Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS).
- Pforte, R. *Untersuchungen zur Integration der fluktuierenden Windenergie in das System der Elektroenergieversorgung*. PhD thesis, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2010.
- Pietzcker, R., Manger, S., Bauer, N., Luderer, G., und Bruckner, T. The role of concentrating solar power and photovoltaics for climate protection. In *10th IAAE European Energy Conference*, Vienna, September 2009.
- Quaschnig, V. *Regenerative Energiesysteme*. Hanser Verlag, München, 6 edition, 2009.
- Rücker, T. Gasnetz meets Erneuerbare: Das Biogasprojekt der BSR. In *Berliner Energietage*, Berlin, 2012.
- RWE Innogy Essen. No Title. Technical report, Essen. URL <http://www.rwe.com/web/cms/de/87066/rwe-innogy/anlagen/biomassekraftwerke/deutschland/anlagen-in-betrieb/holz-heizkraftwerk-berlin-neukoelln-gropiusstadt/>.
- RWTH Aachen und E.ON Energy Research Center. Quartierskonzept Energieeffizientes Rintheim. In *EnEff:Stadt EnEff:Wärme*, pages 1–24, Hamburg, 2012.
- Schlandt, J. Länder planen Energierevolution. *Berliner Zeitung*, 2011. URL <http://www.berliner-zeitung.de/newsticker/laender-planen-energierevolution,10917074,10924922.html>.
- Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt und Verbraucherschutz. Nutzung von Biomasse in Berlin. Technical report, Berlin, 2009.
- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt. FIS-Broker (Fachübergreifendes Informationssystem), a. URL <http://fbinter.stadt-berlin.de/fb/index.jsp>.

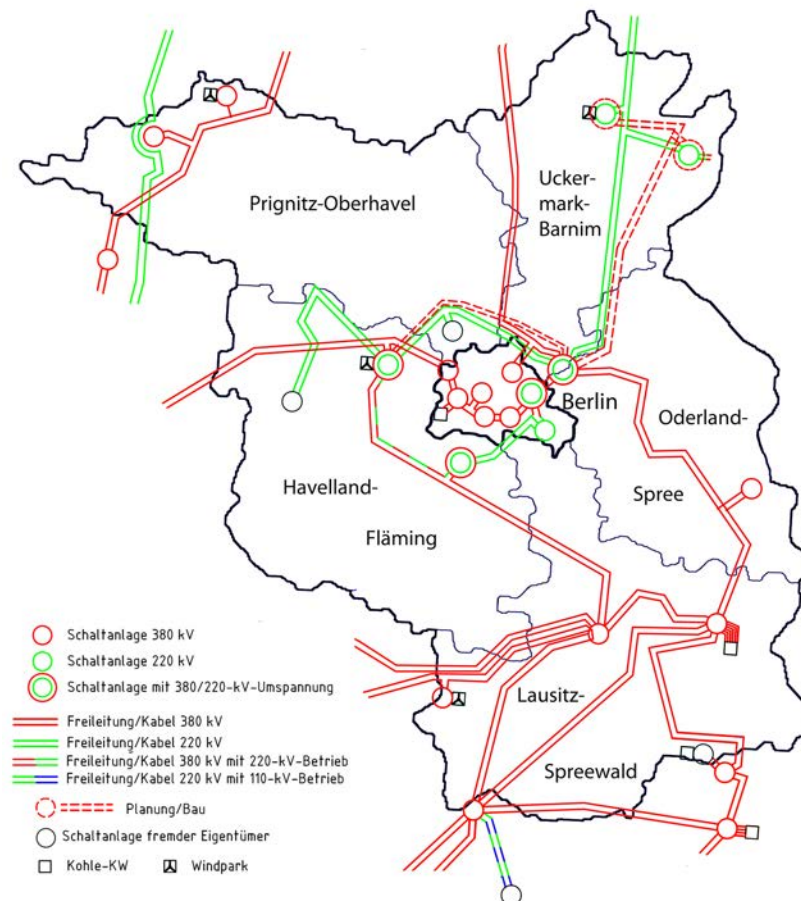


- Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt. Umweltatlas Berlin, b. URL <http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/index.shtml>.
- SMA Solar Technology AG. Durchschnittliche spezifische Leistungen für regionale Geräte, räumlich aufgelöst auf die zweistelligen Postleitzahlengebiete Deutschlands. Niestetal, November 2011.
- Solaranlagen-Portal.de. Richtfest für Solarpark Finsterwalde, Juli 2009. URL <http://www.solaranlagen-portal.de/news/richtfest-fuer-solarpark-finsterwalde/>.
- Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. Frankfurt (Oder), Februar 2012. URL <http://www.solarregion-berlin-brandenburg.de/de/neues-aus-der-solarregion/mitglieder-branchennews/news:92,n:pv-ausbau-in-brandenburg-legt-2011-mit-610-mwp-installierter-leistung-deutlich-zu>.
- Stadtwerke Bietigheim-Bissingen. Gasspeicher. Bietigheim-Bissingen, 2001. URL <http://www.sw-bb.de/de/privatkunden/erdgas/service-erdgas/kundeninformationen/gasspeicher/>.
- Statistisches Bundesamt. Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010 (Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte). Technical report, Wiesbaden, March 2012.
- Sterner, M. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems*. PhD thesis, Universität Kassel, Kassel, September 2009.
- The Windpower. Wind turbines and wind farms database. Buc, France, 2011. URL [http://www.thewindpower.net/zones\\_en\\_2\\_brandenburg.php](http://www.thewindpower.net/zones_en_2_brandenburg.php).
- Umweltbundesamt. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2009. Technical report, Dessau-Roßlau, Juni 2011a.
- Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2009 und erste Schätzung 2010 im Vergleich zum Stromverbrauch. Technical report, March 2011b. URL <http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/co2-strommix.pdf>.
- unlimited energie GmbH. Implementation of the 39 MWp – Solar Park Finsterwalde II and Finsterwalde III. Berlin, Juni 2010. URL [http://www.u-energy.de/download/2010\\_06\\_18\\_realisierung\\_solarpark\\_finsterwalde\\_2\\_und\\_3\\_eng.pdf](http://www.u-energy.de/download/2010_06_18_realisierung_solarpark_finsterwalde_2_und_3_eng.pdf).
- Vattenfall Europe AG. Höchstspannungsnetze: Freileitung oder Kabel? Berlin, 2005.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Effizienz- und Einsparpotentiale elektrischer Energie in Deutschland. Perspektive bis 2025 und Handlungsbedarf. Frankfurt am Main, Januar 2008.
- Wagner, P. Potenziale und Nutzung der Windenergie im Stadtgebiet Berlin. Master's thesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Berlin, 2011.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; DLR-Institut für Technische Thermodynamik; Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig. Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020. Technical report, Umweltbundesamt (UBA), Wuppertal, Stuttgart, Leipzig, Dezember 2006.

## A. Anhang

### A.1. Übertragungsnetz in der Region Brandenburg-Berlin



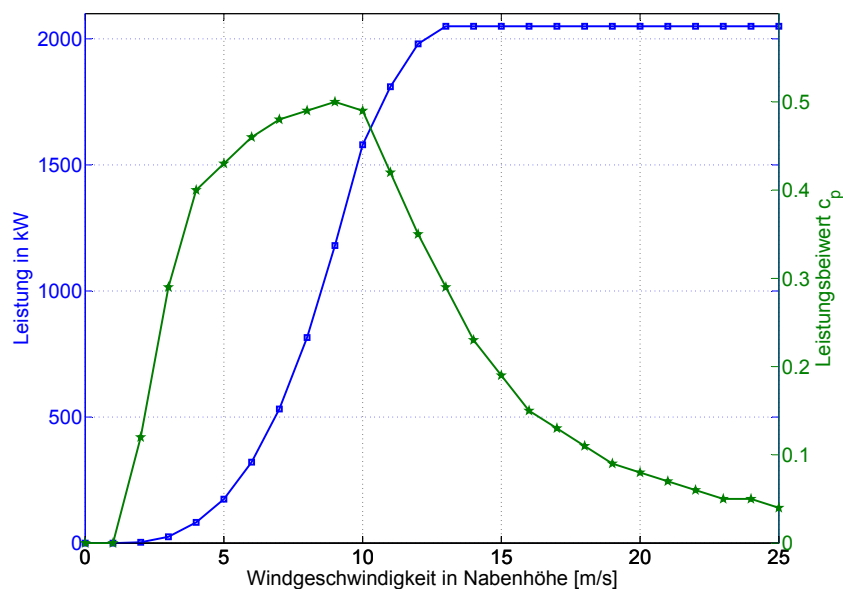
Quelle: 50Hertz Transmission GmbH (2010)

### A.2. Kennwerte der Windkraftanlage Enercon E82

Nennleistung	2 MW
Rotordurchmesser	82 m
Einschaltgeschwindigkeit	3,5 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	28,0 m/s
Nenngeschwindigkeit	13,0 m/s

Quelle: ENERCON GmbH (2011)

### A.3. Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon E82



Quelle: ENERCON GmbH (2011), eigene Darstellung

### A.4. Wachstums- und Lernraten im Kostenszenario 1

#### Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten

	2012 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
Windkraft <b>Kostenszenario 1</b>	22 %	15 %	10 %
Photovoltaik	29 %	21 %	15 %
Batterie (Pb)	5 %	0	0
Batterie (NaS)	107 %	29 %	25 %
Methanisierung	134 %	49 %	27 %

#### Durchschnittliche Lernraten

	2012 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
Windkraft <b>Kostenszenario 1</b>	9 %	5 %	5 %
Photovoltaik	15 %	10 %	10 %
Batterie (Pb)	5 %	5 %	5 %
Batterie (NaS)	15 %	12 %	12 %
Methanisierung	15 %	12 %	10 %

## A.5. Weitere Parameter für die Simulation im Ein-Knoten-Modell

### Wirkungsgrade und Verluste

Wirkungsgrad GuD-Kraftwerk	58 %
Wirkungsgrad Methanisierung	50 %
Zykluswirkungsgrad Batterie	85 % <sup>a</sup>
Selbstentladung Batterie	0,1 %/h
Speicherreichweite Batterie	5 h

<sup>a</sup> vgl. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) (2009); Die Studie geht von Zykluswirkungsgraden für Bleibatterien zwischen 80 und 90 % aus.

### Weitere Kostenannahmen

	feste Betriebskosten (als Anteil an den Investitionskosten)	Lebensdauer [Jahre]
Windkraft	2 %	25
Photovoltaik	1,5 %	30
Batterie	2 %	10
Methanisierung	2 %	30
Gasspeicher	0	100
GuD-Kraftwerk	2 %	30

Investitionskosten GuD-Kraftwerk	750 €/kW
Erdgaspreis	0,05 €/kWh <sub>th</sub>
Zinssatz	6,4 %/a

Variable Betriebskosten, die durch die Energieerzeugung neben den Brennstoffkosten und neben den festen Betriebskosten anfallen, sind vernachlässigt.

### Kostenannahmen Verbrauchersicht

Strompreis Haushalte	0,28 €/kWh <sup>a</sup>
Energieanteil der Haushalte	27 %
Anteil der PV-NutzerInnen unter den Haushalten	20 %
Strompreis Landwirtschaft	0,20 €/kWh
Energieanteil der Landwirtschaft	2 %
Anteil der PV-NutzerInnen in der Landwirtschaft	70 %
Einspeisevergütung	0,02 €/kWh

<sup>a</sup> eigene Annahmen unter Berücksichtigung des derzeitigen Strompreises und Preissteigerungen in den kommenden Jahren.

Diese Kostenannahmen werden in der unter Einbeziehung von dezentralen PV-Batteriespeicher-Systemen durchgeführten Simulation in Abschnitt 4.2.2 berücksichtigt.





**[www.gruene-fraktion.brandenburg.de](http://www.gruene-fraktion.brandenburg.de)**  
**[www.gruene-fraktion-berlin.de](http://www.gruene-fraktion-berlin.de)**

ISBN 978-3-9815807-0-9

Diese Publikation wurde  
klimaneutral gedruckt

