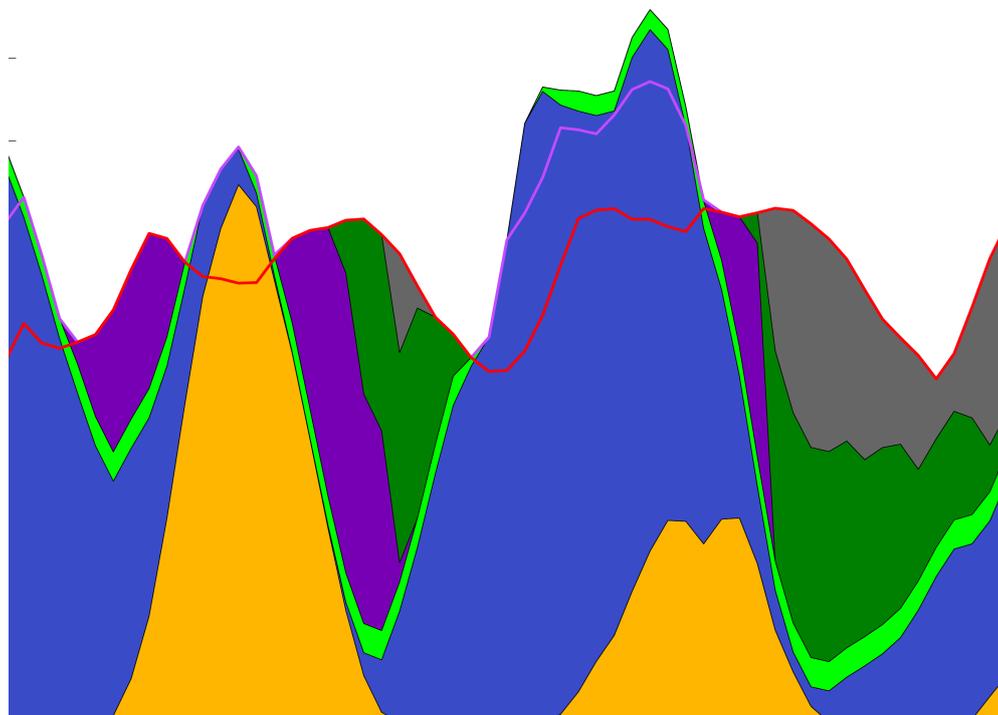


SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN

Teilstudie: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis
Erneuerbarer Energien



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

**Teilstudie: Stromversorgung 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. (FH) Michael Kastner

Durchführungszeitraum 01.08.2011 - 08.03.2012

Im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Brandenburger Landtag

Stand 08.03.2012

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Abkürzungen	5
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	9
1. Ausgangssituation und Aufgabenstellung	10
2. Status Quo der Stromversorgung Brandenburgs und Berlins	11
3. Aufbau des Simulationsmodells (Mehr-Knoten-Modell)	12
4. Allgemeine Datengrundlagen und Annahmen für die Simulation der Szenarien	16
4.1. Energieeinsparung	16
4.2. Lastprofil	16
4.3. Windenergie	18
4.4. Photovoltaik	20
4.5. Bioenergie	22
4.6. Im- und Export	24
5. Entwicklung eines Alternativszenarios unter Berücksichtigung der Investitionskosten	24
5.1. Referenzszenario 2020	24
5.2. Alternativszenario 2020	26
5.2.1. Optimierung der zu installierenden Leistungen auf minimale Systemkosten	26
5.2.2. Ausgangsdaten für die Simulation des Alternativszenarios im Mehr-Knoten-Modell	37
6. Ergebnisse und Auswertung	41
6.1. Lastdeckung durch Erneuerbare Energien und Bedarf an fossilen Kraftwerken .	41
6.2. Leitungsbelastung zwischen den Teilregionen	50
7. Zielführende Maßnahmen und Ausblick	52
Quellenverzeichnis	54
A. Anhang	58
A.1. Übertragungsnetz in der Region Brandenburg-Berlin	58
A.2. Kennwerte der Windkraftanlage Enercon E82	58
A.3. Leistungskennlinie der Windkraftanlage Enercon E82	59

A.4. Wachstums- und Lernraten im Kostenszenario 1	59
A.5. Weitere Parameter für die Simulation im Ein-Knoten-Modell	60

ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie untersucht eine Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien in der Region Brandenburg-Berlin. 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 Teilregionen 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 ca. 5 GWh auf Batteriespeicher. 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.

Ein Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken bei gleichzeitigem Ausbau und Vorrang Erneuerbarer Energien ist wirtschaftlich nicht realisierbar und ökologisch kontraproduktiv. 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. 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 der vorliegenden Studie ergeben sich notwendige Maßnahmen, wie z. B. Benchmarks für effiziente Geräte, Flächenausweisungen, Maßnahmen zur Gestaltung des fossilen Kraftwerksparks und das Forcieren von Pilotanlagen im Speicherbereich. Es wird empfohlen, hier öffentliche Planungsprozesse zu wählen, um eine Beteiligung interessierter Akteure 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.

Abkürzungen

B	Berlin
Brdbg	Brandenburg
BTU	Brandenburgische Technische Universität
BWE	Bundesverband WindEnergie e. V.
c-Si	kristallines Silizium
EE	Erneuerbare Energien
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
ha	Hektar
HF	Havelland-Fläming
HKW	Heizkraftwerk
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KW	Kraftwerk
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt peak
LCOE	levelised cost of electricity (Kosten je Elektrizitätsmenge)
LS	Lausitz-Spreewald
m	Meter
MW	Megawatt

MWh	Megawattstunde
MWp	Megawatt peak
NaS	Natrium-Schwefel
OS	Oderland-Spree
Pb	Blei
PO	Prignitz-Oberhavel
PV	Photovoltaik
s	Sekunde
th	thermisch
TWh	Terrawattstunde
UB	Uckermark-Barnim
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Abbildungsverzeichnis

1.	Aufbau des Simulationsmodells - vereinfachte Darstellung	13
2.	Teilregionen des Gebiets Brandenburg-Berlin	14
3.	Im Simulationsmodell hinterlegte Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen	15
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)	17
5.	Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Mitte 2011), meteorologisches Jahr 2010	19
6.	Zweistellige Postleitzahlengebiete der Region Brandenburg-Berlin	20
7.	Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Ende 2011), meteorologisches Jahr 2010	21
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)	23
9.	Kostenentwicklung der Energieerzeugungs- und Speichertechnologien	29
10.	Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 1	31
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	32
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	33
13.	Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus	34
14.	Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus	35
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	36
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	39
17.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Alternativszenario 2020	42
18.	Woche der Maximallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)	43

19.	Woche der Minimallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)	44
20.	Woche der höchsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)	45
21.	Woche der geringsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)	46
22.	Einsatzplan der fossilen Kraftwerke für die Residuallast am Beispiel der Wintermonate, Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)	47
23.	Jahresdauerlinie der fossilen Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast, Szenarien 2020	48
24.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Referenzszenario 2020	49
25.	Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Ein-Knoten-Modell, Alternativszenario 2030	49
26.	Belastung des Höchstspannungsnetzes zwischen den Teilregionen als Jahresdauerlinie, Alternativszenario 2020	50

Tabellenverzeichnis

1.	Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin	12
2.	Installierte Leistung Biogas und feste Biomasse in den Teilregionen, bleibt unverändert in den Simulationen	22
3.	Überblick über die Investitionskosten ausgewählter Jahre	30
4.	Installierte Leistungen Erneuerbare Energien und Speicher in der Region Brandenburg-Berlin, Szenarienübersicht	35
5.	Für Photovoltaikanlagen geeignete Dachflächen in Berlin,	38
6.	Installierte Leistung Photovoltaik in MW in den Teilregionen	38
7.	Installierte Leistung Wind in MW in den Teilregionen	40
8.	Installierte Leistung Methanisierung in MW und Speicherkapazität in MWh in den Teilregionen, Alternativszenario 2020	41
9.	Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin und Summe der Erdgaskraftwerke (aufgrund ihrer besonderen Bedeutung blau hervorgehoben)	48

1. AUSGANGSSITUATION UND AUFGABENSTELLUNG

Die Landesregierung Brandenburg hat in ihrer Energiestrategie 2020¹ die Ziele der Energieversorgung für das Jahr 2020 formuliert und im Februar 2012 die Energiestrategie 2030² beschlossen. In beiden Strategien steht neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien ein Weiterbetrieb der Braunkohlekraftwerke Jänschwalde und Schwarze Pumpe im Fokus. Die vorliegende Studie untersucht, im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und abweichend von den Konzepten der Landesregierung Brandenburg, eine vollständige Stromversorgung auf Basis Erneuerbarer Energien. 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 Energielandschaft ist demnach für beide Länder von großer Bedeutung.

Die Studie entstand im Rahmen der Entwicklung eines Simulationsmodells zur Berechnung von Energieversorgungsszenarien mit stündlicher Bilanzierung³ und unter Berücksichtigung der Kapazitäten des Übertragungsnetzes. Ziel der Untersuchung 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 Kapitel 2 auf den Status Quo der Energieversorgung in beiden Ländern eingegangen. Anschließend wird im Kapitel 3 die Funktionsweise des Simulationsmodells erläutert und der Bezug zur Region Brandenburg-Berlin dargestellt. Kapitel 4 stellt weitere Datengrundlagen und Annahmen für die Simulation vor.

In Kapitel 5 wird ein Szenario für das Jahr 2020 (Alternativszenario 2020), das alternativ zur Energiestrategie 2020 der Landesregierung Brandenburgs 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

¹ Landesregierung Brandenburg (2006)

² Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012a)

³ 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.

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 Berlin⁴ zurückgegriffen. Die Ergebnisse aller Szenariensimulationen werden anschließend im Kapitel 6 ausgewertet. Kapitel 7 zeigt Maßnahmen auf, um die Ziele der Alternativszenarien zu erreichen.

Die vorliegende Studie ist Teil einer Gesamtstudie, die sich zusätzlich mit der Wärmeversorgung der betrachteten Region beschäftigt und Synergien zur Stromversorgung untersucht.

2. STATUS QUO DER STROMVERSORGUNG BRANDENBURGS UND BERLINS

Brandenburg deckt seinen Strombedarf⁵ (15 TWh im Jahr 2008)⁶ bilanziell bereits zu über 60 % aus Erneuerbaren Energien⁷. 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 installiert⁸. Die installierte Photovoltaikleistung betrug Ende 2011 1.240 MW⁹. Weitere in Brandenburg installierte Erneuerbare Energien sind Bioenergie mit rund 350 MW und Wasserkraft mit rund 5 MW¹⁰ installierter Leistung.

In Berlin ist der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch (13,4 TWh im Jahr 2008)¹¹ mit rund 40 MW installierter Photovoltaik- und 2 MW installierter Windkraftleistung derzeit noch verschwindend gering. Berechnungen aus der Energiebilanz Berlin für das Jahr 2008¹² 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.

⁴ Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011)

⁵ Gemeint ist hier und im Folgenden der Nettostromverbrauch.

⁶ Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a)

⁷ 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.

⁸ The Windpower (2011)

⁹ Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)

¹⁰ Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

¹¹ Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)

¹² Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011b)

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.

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

	Brandenburg	Berlin
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)

3. 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 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).

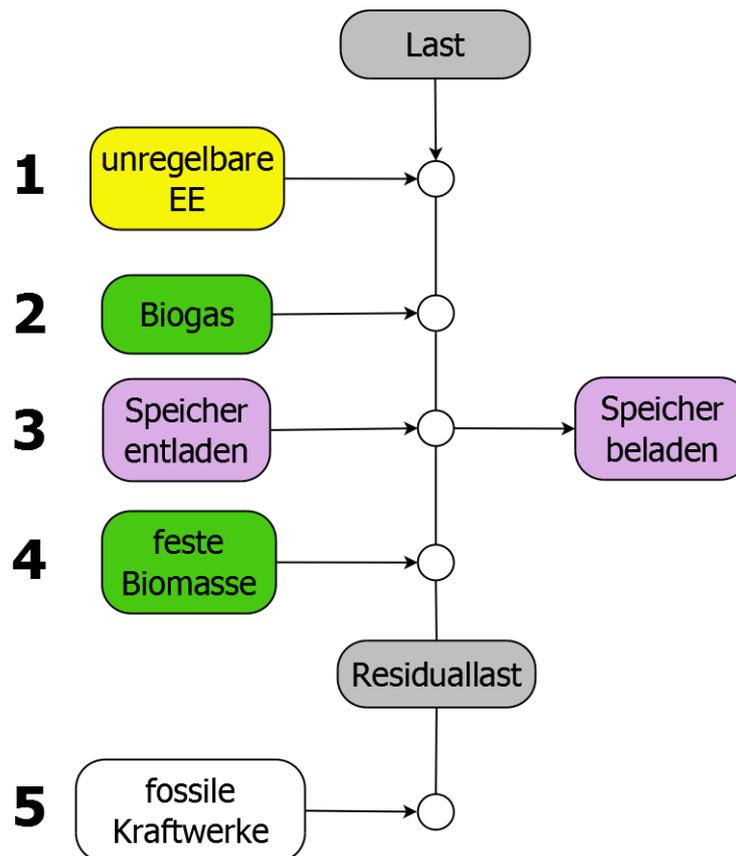


Abbildung 1: Aufbau des Simulationsmodells - vereinfachte Darstellung

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 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 Re-



Abbildung 2: Teilregionen des Gebiets Brandenburg-Berlin

gion. 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 50Hertz¹³ und sind der begrenzende Faktor für den Austausch. Der geplante Ausbau des Übertragungsnetzes bis zum Jahr 2014¹⁴ wurde berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die Übertragungskapazitäten, die im Simulationsmodell hinterlegt sind. Die Werte basieren auf eigenen Berechnungen und Annahmen¹⁵ und liegen im Rahmen allgemeiner Aussagen der Netzbetreiber_innen. Eine Karte mit dem

¹³ 50Hertz Transmission GmbH (2010)

¹⁴ 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)

¹⁵ 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 1100 MW (vgl. Vattenfall Europe AG (2005)). Bei der Verbindung der Teilregionen wurden einzelne Leitungen zu jeweils einer Ersatzleitung zusammengefasst.

Höchstspannungsnetz in Brandenburg und Berlin befindet sich im Anhang A.1.

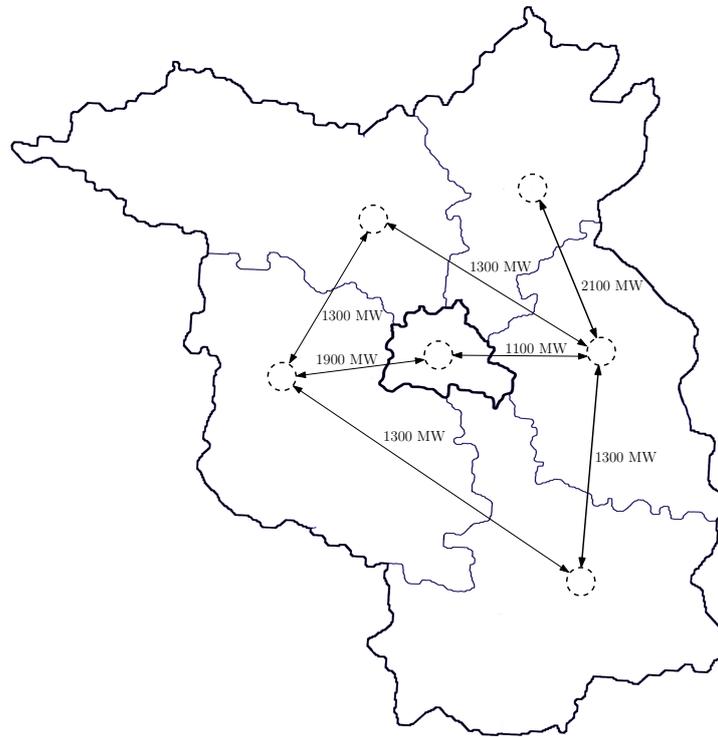


Abbildung 3: Im Simulationsmodell hinterlegte Übertragungskapazitäten zwischen den Teilregionen

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 quantifiziert¹⁶.

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 Biomassespeicherstand vorrangig Energie beziehen. Teilregionen mit höherem Biomassespeicherstand können ihren Bedarf im nächsten Simulationsschritt tendenziell selbst decken und die Netze werden entlastet.

¹⁶ Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

4. 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 3 erläutert, als regelbare Energie in der Simulation genutzt, ein Ausbau wird jedoch nicht weiter vorangetrieben. Wasserkraft und Geothermie bleiben in allen Szenarien unberücksichtigt¹⁷. Vergleichswerte der installierten Leistungen des Istzustands werden möglichst aktuell wiedergegeben. Aufgrund unterschiedlicher Aktualisierungsstände können sich die Jahresangaben der Quellen einzelner Technologien unterscheiden.

4.1. 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 möglich¹⁸.

4.2. 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 verwendet. Diese Leistungsnachfrage wird als Zeitreihe mit 15-Minuten-Werten veröffentlicht¹⁹. Sie wurde über die Stunden des Jahres gemittelt und mit dem Verbrauch pro Einwohner_in in den Teilregionen skaliert. Für die Ermittlung der Verbräuche pro Einwohner_in wurden die Stromendenergieverbräuche aus den Energiebilanzen 2008 der Bundesländer Brandenburg und Berlin²⁰ herangezogen, wodurch eine Unterscheidung zwischen

¹⁷ 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.

¹⁸ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (2008)

¹⁹ 50Hertz Transmission GmbH

²⁰ Amt für Statistik Berlin Brandenburg (2011a,b). Brandenburg: 15,0 TWh, Berlin: 13,4 TWh.

den beiden Ländern möglich ist. Aus den Werten der Energiebilanzen ergeben sich Verbräuche von 5999 kWh/Einwohner_in für Brandenburg und 3872 kWh/Einwohner_in für Berlin²¹. Die Verbräuche berücksichtigen die Stromenergieleistungen aller Sektoren (Industrie, Verkehr, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) 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 %²². 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.

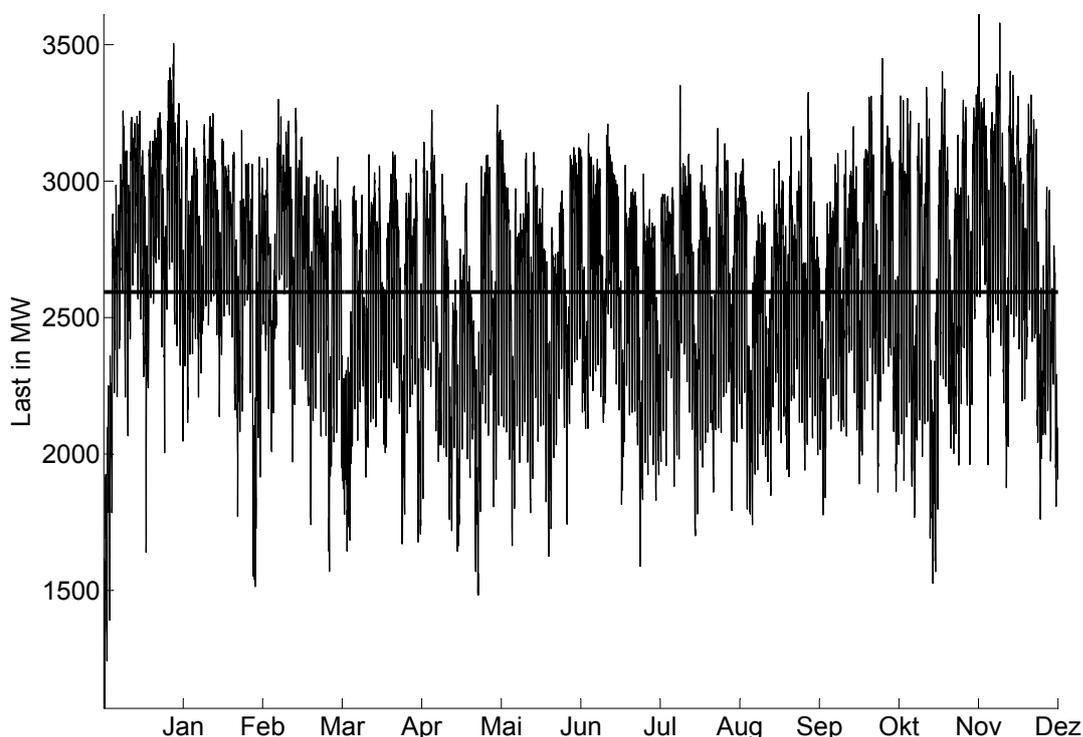


Abbildung 4: In den Simulationen der Alternativszenarien verwendeter Jahresverlauf der Last und Durchschnittslast der Region Brandenburg-Berlin (berechnet aus der im Jahr 2010 eingetretenen Leistungsnachfrage in der Regelzone des ÜNB 50Hertz)

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.

²¹ bei 2.500.259 Einwohner_innen in Brandenburg und 3.460.725 Einwohner_innen in Berlin (Landesamt für Bauen und Verkehr (2010))

²² 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.

4.3. Windenergie

Zur Berechnung der stündlichen Erzeugung elektrischer Energie aus Windenergie werden im Simulationsmodell Windgeschwindigkeits- und Temperaturzeitreihen der anemos GmbH²³ 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 (vgl. Anhang A.2) 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 ²⁴ 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 durchgeführt²⁵. Die Vollbenutzungstunden 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 %²⁶ 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 0,97²⁷, der den Stillstand der Anlagen durch Wartung und Reparatur berücksichtigt. Die Vollbenutzungstunden 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.

²³ anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH (2011)

²⁴ 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 von der Windgeschwindigkeit befindet sich im Anhang A.3.

²⁵ Jahresertrag lt. 50Hertz Transmission GmbH pro installierte Leistung: 4.690.800 kWh/2.000 kW

²⁶ Pforte, R. (2010)

²⁷ nach European Environment Agency (2009), availability of onshore wind energy (Verfügbarkeit von Onshore-Windenergieanlagen)

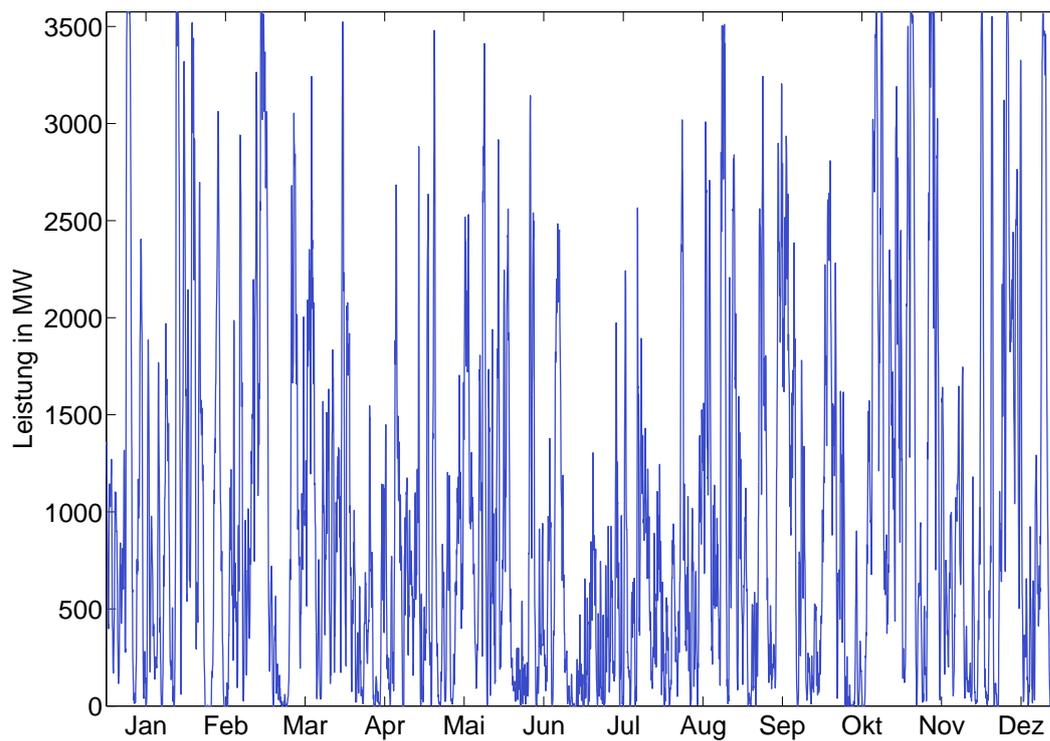


Abbildung 5: Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Mitte 2011), meteorologisches Jahr 2010

Die Abbildung 5 veranschaulicht den Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Windkraft für die gesamte Region Brandenburg-Berlin mit 4.470 MW installierter Leistung im Istzustand²⁸.

²⁸ The Windpower (2011)

4.4. Photovoltaik

Die Einspeisezeitreihen für die Photovoltaik-Anlagen wurden aus durchschnittlichen spezifischen Leistungen regionaler Geräte der Firma SMA Solar Technology AG²⁹ 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.

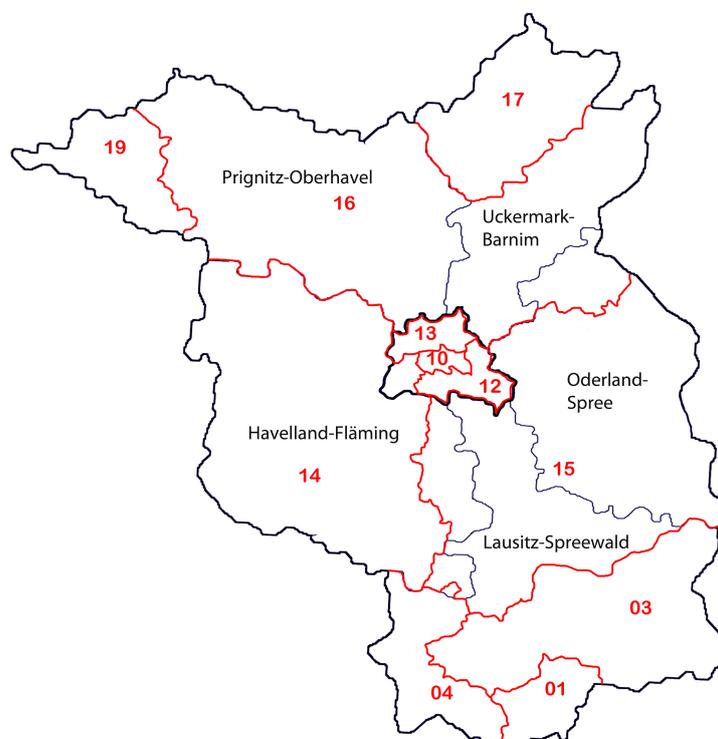


Abbildung 6: Zweistellige Postleitzahlengebiete der Region Brandenburg-Berlin

Die Abbildung 7 zeigt die stündliche Erzeugung aus Photovoltaik für die Gesamtregion Brandenburg-Berlin bei 1.280 MW installierter Leistung im Istzustand³⁰.

²⁹ SMA Solar Technology AG (2011), Werte in kWh/kWp

³⁰ 1.240 MW in Brandenburg (Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012)) und 40 MW in Berlin (Landesamt für Bauen und Verkehr (2010))

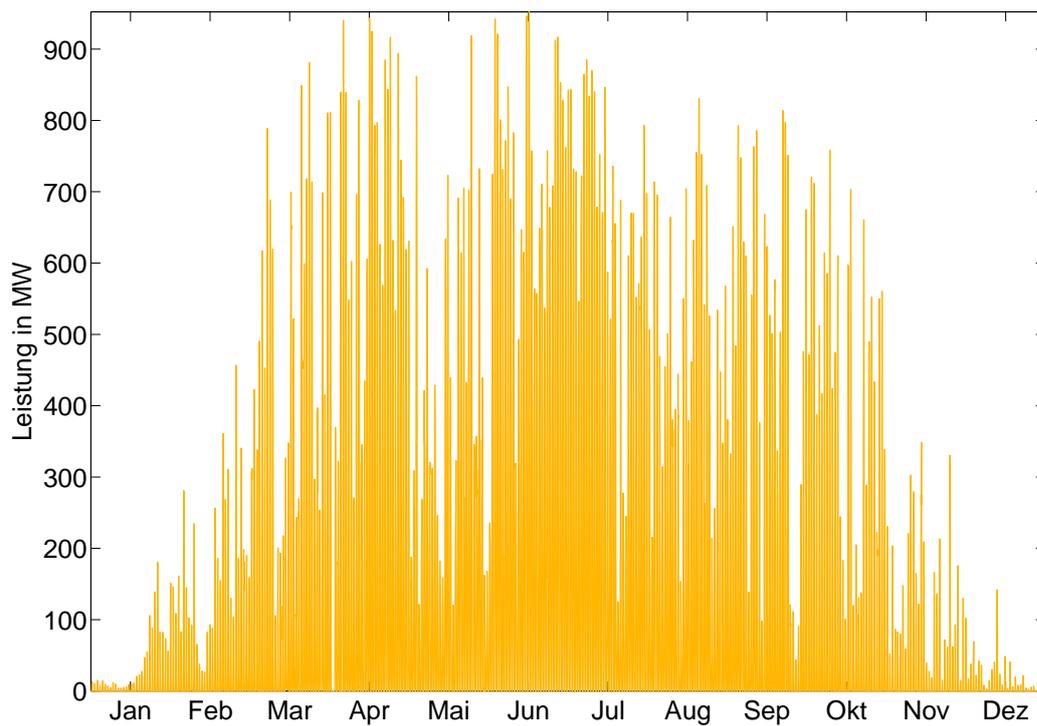


Abbildung 7: Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Photovoltaik in der Region Brandenburg-Berlin, simulierter Istzustand (Ende 2011), meteorologisches Jahr 2010

4.5. Bioenergie

Laut den Grundlagen für die Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg ist das Flächenpotenzial für Bioenergie in Brandenburg weitgehend ausgeschöpft³¹. Auf eigene Untersuchungen zu einer möglichen Nutzung weiterer Potenziale wie z. B. die vollständige Verwertung von Bioabfällen und Reststoffen wurde im Rahmen dieser Studie verzichtet.

Die installierte Leistung der Biogasanlagen in den Teilregionen Brandenburgs ist bekannt³². Mit einem Gesamtwert aller Bioenergieanlagen Brandenburgs von rund 340 MW³³ 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 MW³⁴. Tabelle 2 enthält die bekannten und berechneten Leistungen, die in der Simulation verwendet werden.

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

	Biogas^a	feste Biomasse
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 ^b	45 ^c

^a Landesregierung Brandenburg (2011)

^b Agentur für Erneuerbare Energien (2011)

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

Die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse ist im Simulationsmodell, wie in Kapitel 3 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 h³⁵. Der Jahresertrag wird vereinfacht gleichmäßig auf die Stunden des Jahres verteilt, jedoch aufgrund

³¹ A. T. Kearney und Decision Institute (2011)

³² Landesregierung Brandenburg (2011)

³³ Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

³⁴ Agentur für Erneuerbare Energien (2011) in Abgleich mit Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

³⁵ nach Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum gGmbH (2011)

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 wurde anhand von Testsimulationen im Hinblick auf eine optimale Ausnutzung der vorhandenen Biomassekapazität ermittelt.

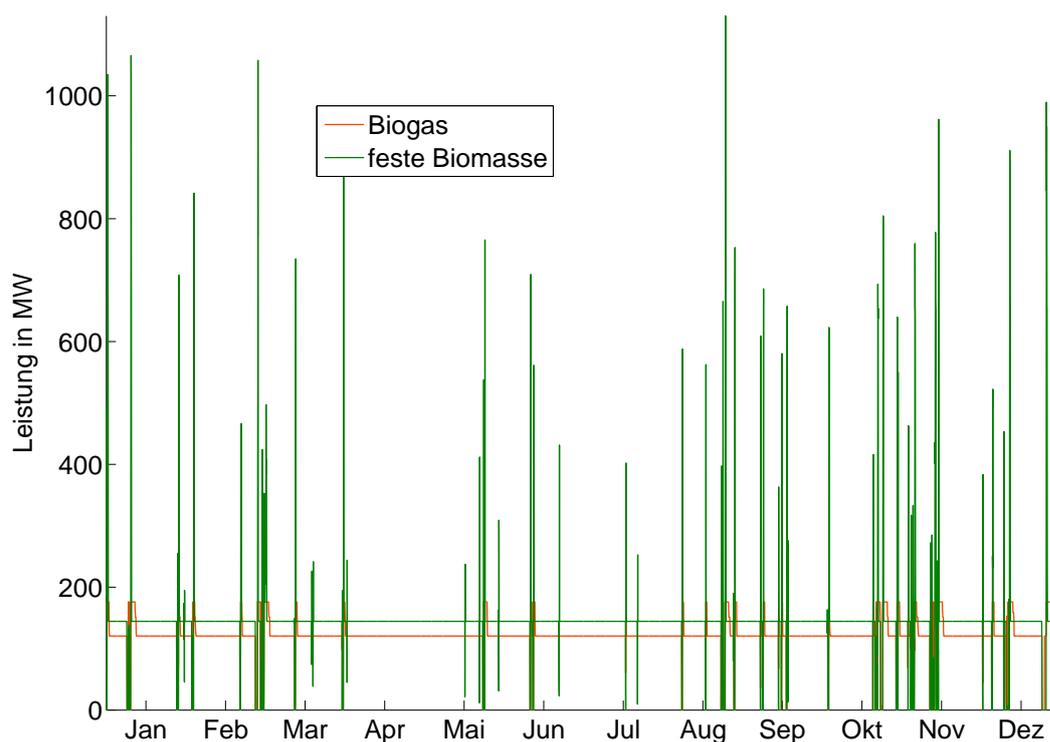


Abbildung 8: Simulierter Jahresverlauf der Stromerzeugung aus Bioenergie in der Region Brandenburg-Berlin (geregelter Einsatz bei Verwendung des Jahresverlaufs der Stromerzeugung aus Wind und PV im meteorologischen Jahr 2010)

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

4.6. 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.

5. ENTWICKLUNG EINES ALTERNATIVSZENARIOS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER INVESTITIONSKOSTEN

5.1. Referenzszenario 2020

Für die Simulation des Referenzszenarios werden die Ausbauziele für Windkraft und Photovoltaik der Energiestrategie 2020 (Brandenburg) und des Energiekonzepts 2020 (Berlin) verwendet³⁶. 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 2.750 MWp³⁷. Im Energiekonzept Berlins werden als Ausbaupfad ebenfalls nur die zu erreichende Energieproduktion aus Erneuerbaren Energien angegeben. Rückgerechnet ergibt sich eine

³⁶ 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))

³⁷ 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)).

zu installierende Leistung von rund 190 MW Photovoltaik und 140 MW Windkraft³⁸. Speicher werden nicht berücksichtigt, da diese in beiden Konzepten nicht quantifiziert sind. Die Tabelle 4 in Abschnitt 5.2.1 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 2 dargestellt, vorausgesetzt. Bei Bioenergie wird auch im Referenzszenario nicht von einer stärkeren Nutzung ausgegangen. Das Land Berlin plant zwar einen starken Ausbau an Biomassekraftwerken³⁹, 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 berücksichtigt. In der Energiestrategie Brandenburgs wird für den Endenergieverbrauch 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 bezogen⁴⁰. 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 übereinstimmt⁴¹. 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 4.2).

³⁸ Gerechnet mit 2000 Vollbenutzungsstunden für Windkraft und 900 Vollbenutzungsstunden für Photovoltaik. PV: 173.400 MWh/900 h = 190 MW. Wind: 283.212 MWh/2000 h = 140 MW. vgl. Berliner Energieagentur und Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011).

³⁹ 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)).

⁴⁰ vgl. Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b). 2010: 276 PJ, 2020: 263 PJ.

⁴¹ 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).

5.2. Alternativszenario 2020

5.2.1. 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 bezogen⁴². 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 bezogen⁴³. Die Ergebnisse aus der Kostenoptimierung sind die installierten Leistungen, die als Eingangsparameter im „Mehr-Knoten-Modell“ aus Kapitel 3 Verwendung finden und in Kapitel 6 ausgewertet werden.

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 Ausbauteilung 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 4.5). Die Stromerzeugung aus Bioenergie geht bei 8000 Vollbenutzungsstunden für Biogasanlagen und 5000 Vollbenutzungsstunden für Anlagen mit fester Biomassebefuerung (vgl. Abschnitt 4.5) ungefähr mit einem Anteil von 10 % in die Lastdeckung ein⁴⁴. 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 Methan⁴⁵. 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,

⁴² Breyer, Ch. et al. (2011)

⁴³ Die verwendete geographische Koordinate lautet 52,5 N und 13,4 E (Berlin Kreuzberg). Das verwendete Lastprofil ist die Summe der in Abschnitt 4.2 beschriebenen Teillastgänge.

⁴⁴ $(132 \text{ MW} \cdot 8000 \text{ h} + 253 \text{ MW} \cdot 5000 \text{ h}) / 22,7 \text{ Mio. MWh} = 0,10$. Die tatsächliche Deckung durch Bioenergie schwankt in den Simulationen im Mehrknotenmodell leicht aufgrund ihres geregelten Einsatzes.

⁴⁵ Herstellung von Methan aus Wasser und Kohlenstoffdioxid durch Wasserelektrolyse und Sabatier-Reaktion. Wasserelektrolyse: $4H_2O \rightarrow 4H_2 + 2O_2$, Sabatier-Reaktion: $4H_2 + CO_2 \rightarrow 4CH_4 + 2H_2O$ (Sterner, M. (2009); Breyer, Ch. et al. (2011))

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 Kupferpreis⁴⁶. 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 Photovoltaik⁴⁷, 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 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 %⁴⁸. 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 €/kW⁴⁹. 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-Aufdächanlagen 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 Veränderungsraten daher kritisch hinterfragt werden. Das langfristige Wachstumspotenzial stellt im Bereich der PV auf

⁴⁶ vgl. Vortrag anlässlich der BWE-Fachtagung zu Preissteigerungen von Windkraftanlagen durch den Anstieg von Rohstoffpreisen (Eden, Jan und Kluge, Hartmut (2007))

⁴⁷ Breyer, Ch. et al. (2010); Kersten, F. et al. (2011); International Energy Agency (2008)

⁴⁸ Breyer, Ch. und Gerlach, A. (2012)

⁴⁹ Bolman, C. et al. (2011)

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 kann⁵⁰ und bis 2050 auf ca. 12.000 GW steigt⁵¹. Ein erhebliches Wachstum ist daher möglich, da Ende 2011 erst 67 GW weltweit installiert waren⁵². Die Lernrate der PV wiederum wird zu ungefähr 50 % durch die industriellen Skaleneffekte in der Produktion und Marktentwicklung realisiert⁵³ 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 kostensenkenden Technologien⁵⁴. 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 wird⁵⁵.

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

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 €/kWh installierte Speicherkapazität angenommen und stellen damit den „worst case“ aller untersuchten Studien dar⁵⁶. Günstiger wären die Varianten, vorhandene Geologie⁵⁷ oder das Erdgasnetz zu nutzen.

Die Priorität für die Nutzung der Speicher während der Simulation, sowohl beim Einspeichern

⁵⁰ Breyer, Ch. (2011)

⁵¹ Breyer, Ch. et al. (2010)

⁵² European Photovoltaic Industry Association (2012)

⁵³ Nemet, G.F. (2006)

⁵⁴ Breyer, Ch. et al. (2010)

⁵⁵ Pietzcker, R. et al. (2009)

⁵⁶ Stadtwerke Bietigheim-Bissingen (2001). Errichtung eines oberirdischen Methanspeichers mit ca. 1 GWh Speicherkapazität, Investitionskosten ca. 1 Mio. €.

⁵⁷ Federal Energy Regulatory Commission (2004). Die Kosten für geologische Speicher liegen unterhalb von 0,10 €/kWh installierte Speicherkapazität.

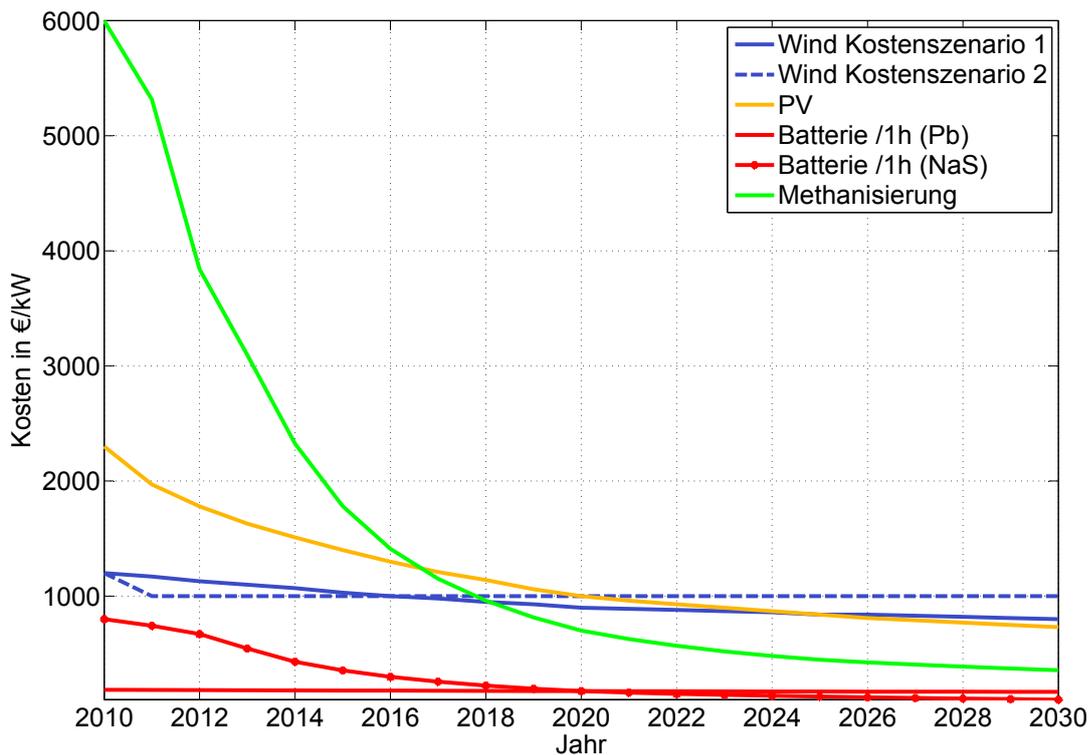


Abbildung 9: Kostenentwicklung der Energieerzeugungs- und Speichertechnologien

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 3 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 zusam-

menhängt. 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.

Tabelle 3: Überblick über die Investitionskosten ausgewählter Jahre

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

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 und die Kostenoptimierung erneut mit den Annahmen aus Kostenszenario 2 durchgeführt⁵⁸. Die Abbildung 12 veranschaulicht die Ergebnisse für das Jahr 2030.

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_{th} angenommen⁵⁹. Erkennbar sind diese Kosten in den Abbildungen 13 und 14 als Stromerzeugungskosten

⁵⁸ Die Erläuterung zu den für 6 GW installierte Photovoltaikleistung benötigten Flächen ist in Abschnitt 5.2.2 zu finden.

⁵⁹ Das gewählte fossile Brennstoffpreisszenario von 5 Cent/kWh bzw. 50 €/MWh_{th} (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 Preiserhöhungen führt. Dieser nur geringe Brennstoffpreisanstieg ist jedoch als eher unwahrscheinlich einzustufen (Murray, J. und King, D. (2012)).

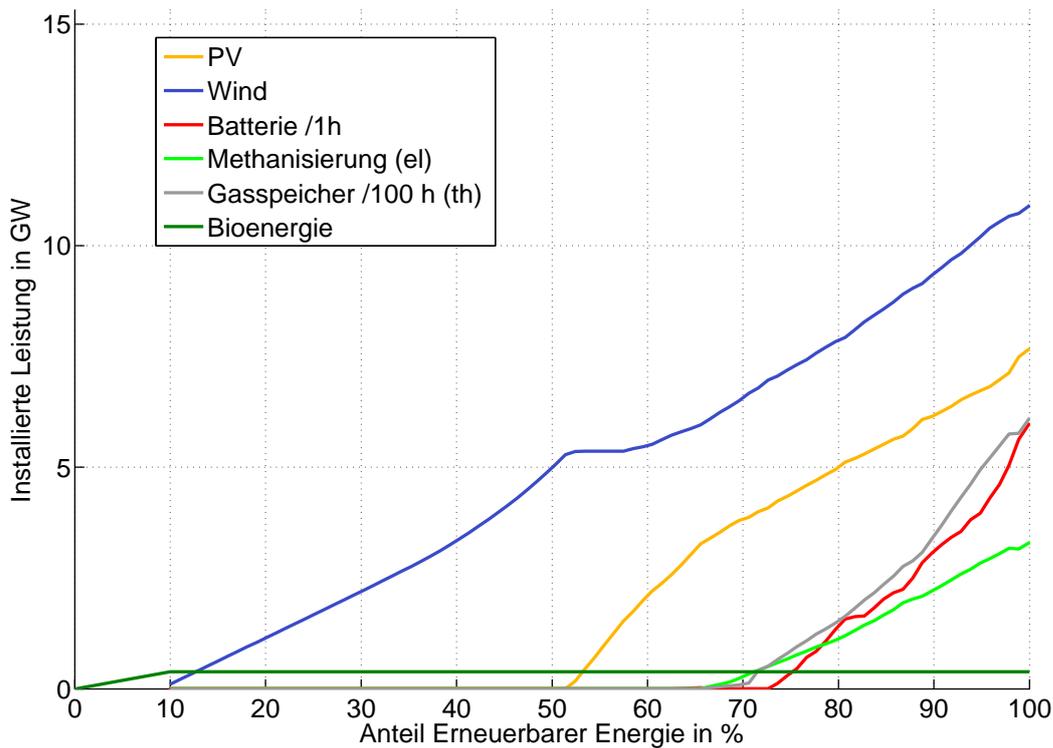


Abbildung 10: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 1

gungskosten (rund 0,85 Cent/kWh bei Berücksichtigung des Wirkungsgrads) 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 veranschlagt. Die gesamten Stromerzeugungskosten liegen mit einer 100 %-igen Versorgung durch Erneuerbare Energien bei 10,5 Cent/kWh im Kostenszenario 2. Mit einer Begrenzung des PV-Ausbaus steigen sie auf 10,7 Cent/kWh (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 ausschließlichem 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 die Kosten einer Energieversorgung ohne EE oder auf dem gleichen Niveau. Nur der erhebliche

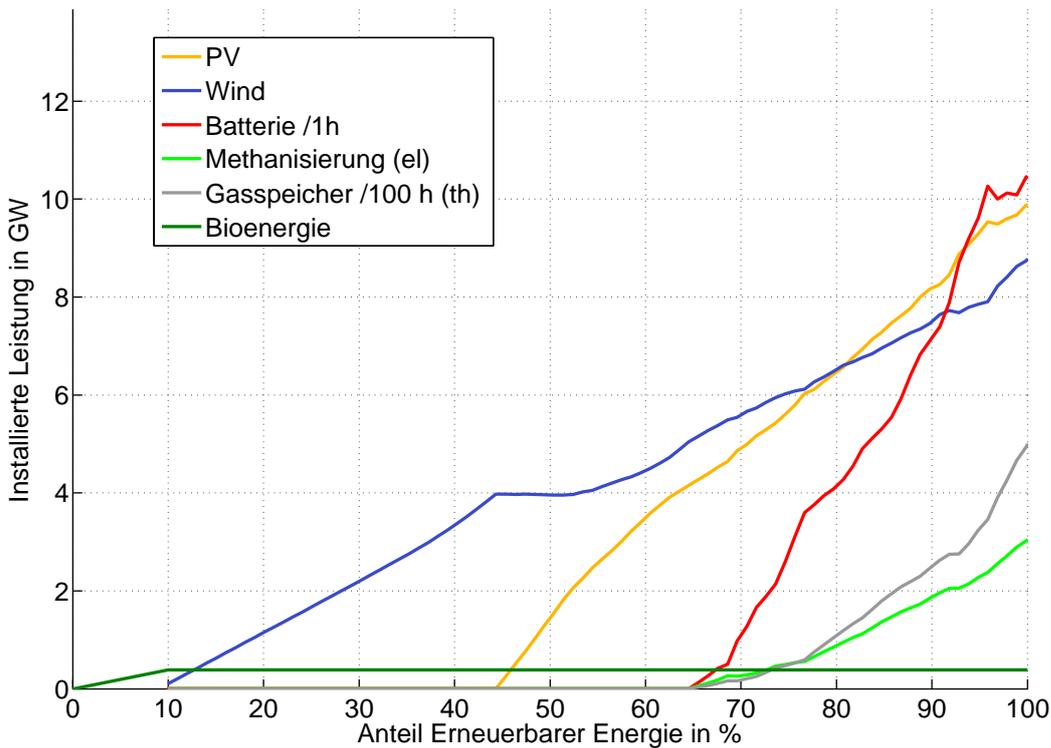


Abbildung 11: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus

Speichereinsatz zwischen 90 und 100 % EE-Anteil führt zu einer Kostenerhöhung von ca. 10 €/MWh (entspricht 1 Cent/kWh) im Vergleich zu 0 % EE-Anteil.

Weitere Maßnahmen, wie beispielsweise die Kopplung mit dem Wärmesektor und nachhaltiger Mobilität⁶⁰ 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 mehr installierte Windkraftanlagenleistung benötigt als im Jahr 2030 (2020: 13.160 MW, 2030:

⁶⁰ Ergebnisse zu Auswirkungen der Kopplung von Überschussenergie mit nachhaltiger Mobilität finden sich in Hlusiak, M. et al. (2012).

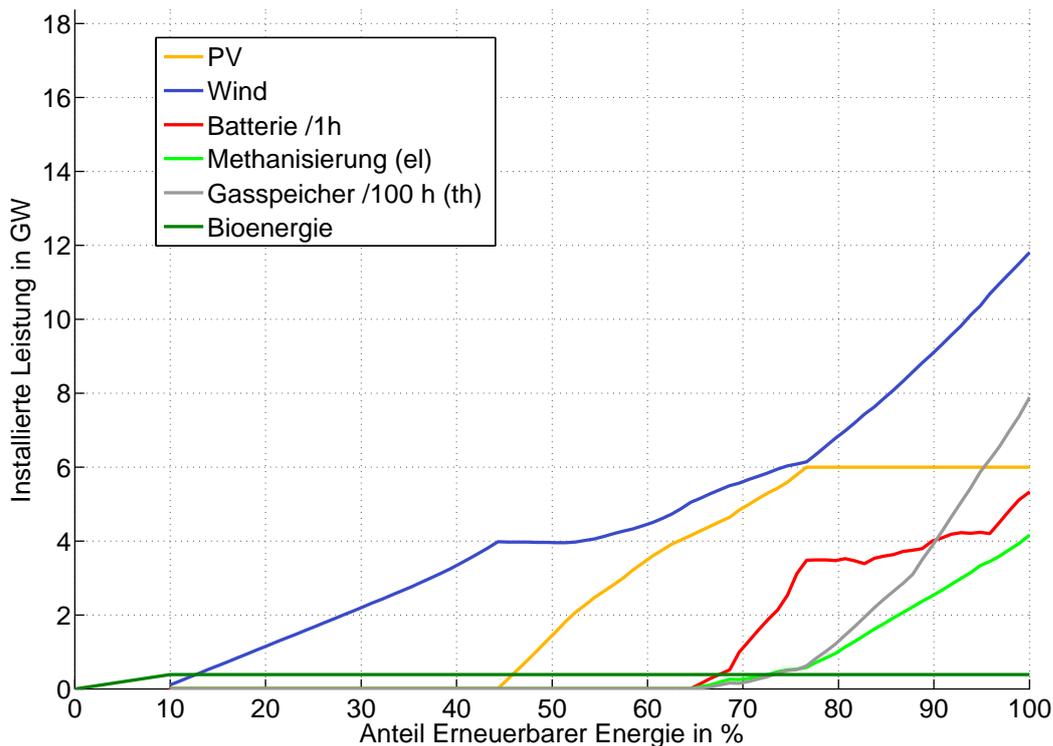


Abbildung 12: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

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 Steigerungsrate der letzten drei Jahre⁶¹ weiter fortgeschrieben wird. Die notwendige Verdopplung der installierten Windleistung ist ein ambitioniertes Ziel, das rund 1/3 über den Ausbauzielen der Energiestrategie 2020⁶² 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 verlangsamter Zubau ersichtlich, was als plausibel betrachtet werden kann, da die Flächen mit

⁶¹ durchschnittlich 390 MW/Jahr (Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012))

⁶² Ausbauziel Wind: 7.500 MW (Landesregierung Brandenburg (2006))

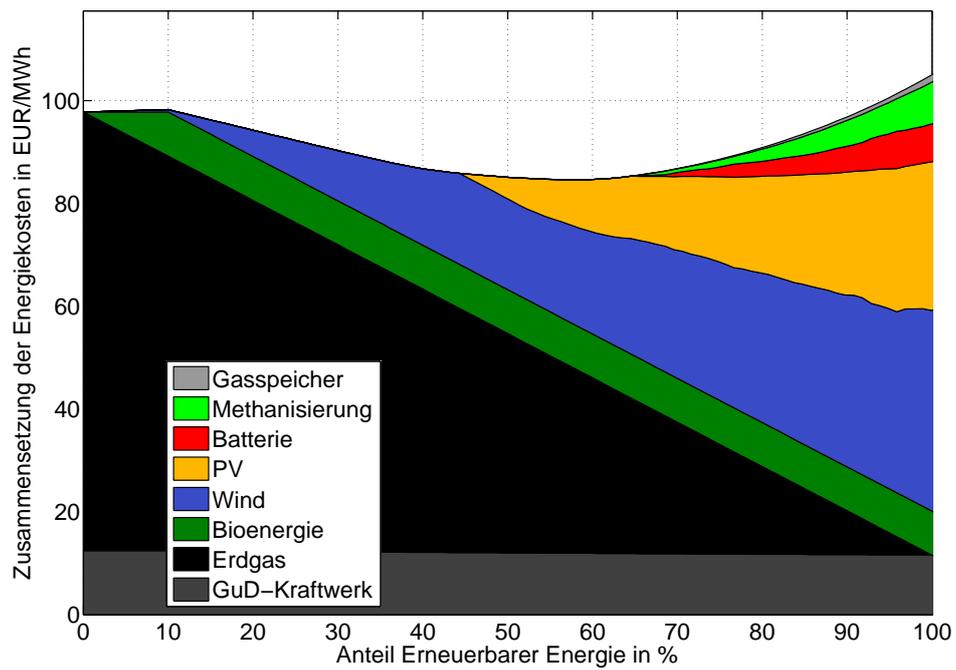


Abbildung 13: Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 ohne Begrenzung des PV-Ausbaus

höchsten Renditeaussichten zuerst bebaut werden.

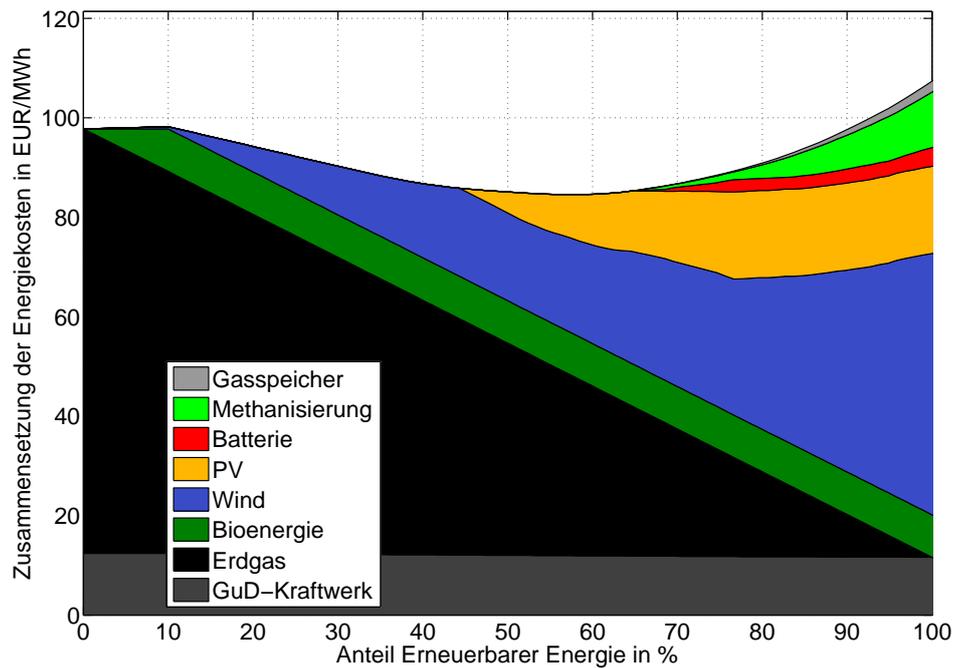


Abbildung 14: Zusammensetzung der Energiekosten im Jahr 2030, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

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 ^a	8.740	11.840	7.640
Photovoltaik in MW	1.280 ^b	4.470	6.000	2.940
Bioenergie in MW	385 ^c	385	385	385 ^d
Batterie in MWh	0	0	4.840	-
Methanisierung in MW	0	830	4.160	-
Gasspeicher in MWh	0	119.000	790.000	-

^a The Windpower (2011)

^b Solarregion Berlin-Brandenburg e.V. (2012), Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

^c Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2011)

^d 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)).

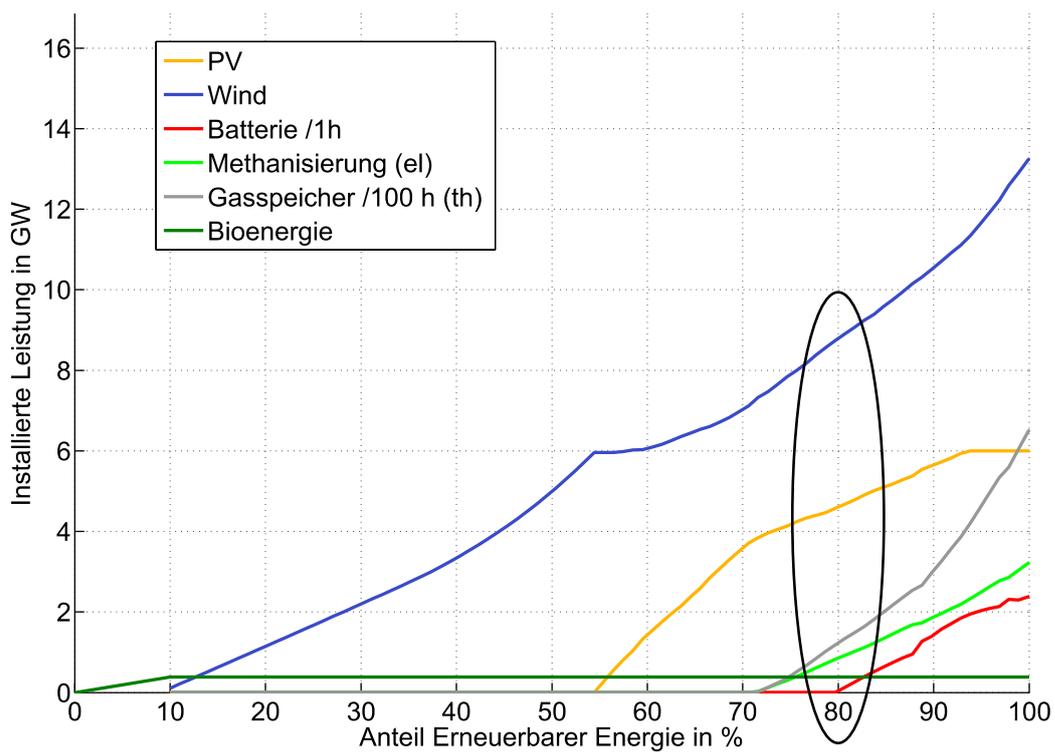


Abbildung 15: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus

5.2.2. 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 verwendet⁶³. Die darin ermittelte für die Installation von Photovoltaikanlagen geeignete Gesamtfläche beträgt rund 23 Mio. m². Die Flächen werden nach Eignung unterschieden. Die Eignung ist abhängig davon, wieviel Prozent der in Berlin maximal möglichen Jahreseinstrahlung⁶⁴ 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 m² 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 konservativ⁶⁵. 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 5.2.1 beschriebenen Ein-Knoten-Modell wird daher an dieser Stelle kurz vorgestellt. Zusätzlich zu den aus Stromversorgersicht

⁶³ Berlin Partner GmbH (2011)

⁶⁴ Die maximal mögliche Jahreseinstrahlung ist die Jahressumme der Globalstrahlung in kWh/m² bei optimal ausgerichteten Modulen.

⁶⁵ 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,

	Eignungs flächen^a in 1000 m²	bei Nutzung von	genutzte Flächen in 1000 m²
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

^a Berlin Partner GmbH (2011)

Tabelle 6: Installierte Leistung Photovoltaik in MW in den Teilregionen

	Istzustand 2010^a	Alternativszenario 2020	Referenzszenario 2020
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

^a 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 minimiert⁶⁶. 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 %.

⁶⁶ 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 5.2.1). 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.

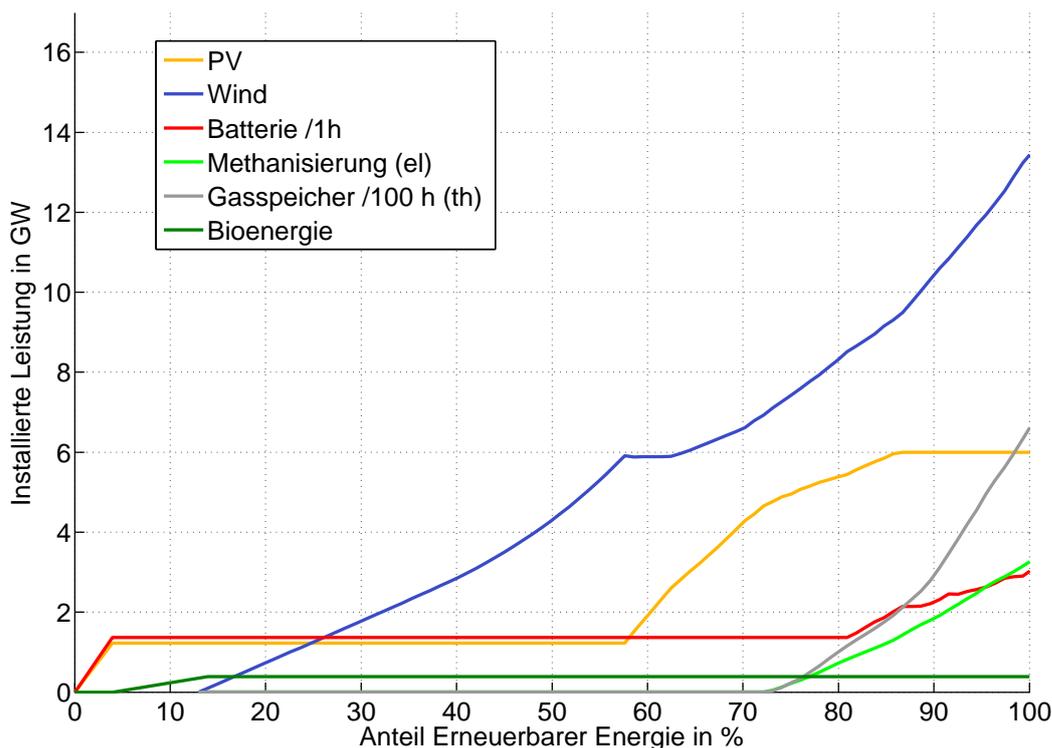


Abbildung 16: Installierte Leistung Wind, PV, Methanisierung und Speicher bei unterschiedlichem Anteil Erneuerbarer Energie optimiert auf minimale Investitionskosten im Jahr 2020, Kostenszenario 2 mit Begrenzung des PV-Ausbaus und unter Berücksichtigung von dezentralen Photovoltaik-Batteriespeicher-Systemen

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) benötigt⁶⁷. 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

⁶⁷ 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 stehen⁶⁸. In der Studie der BTU Cottbus wurde ein Flächenpotenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen von 20.000 ha ermittelt⁶⁹. 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 MW⁷⁰. 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 Landesfläche⁷¹. 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 kann⁷². 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

	Istzustand 2010^a	Alternativszenario 2020	Referenzszenario 2020
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

^a The Windpower (2011)

Die für das Alternativszenario notwendigen Speicher und Methanisierungsanlagen werden gleich-

⁶⁸ 12.710 ha Konversionsflächen außerhalb von Wäldern und Forsten (Bosch & Partner GmbH (2009))

⁶⁹ Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

⁷⁰ Wagner, P. (2011)

⁷¹ Bundesverband WindEnergie e. V. (2011)

⁷² 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_{th}⁷³ 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.

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

6. 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.

6.1. Lastdeckung durch Erneuerbare Energien und Bedarf an fossilen Kraftwerken

Aus der Simulation des Alternativszenarios 2020 im Mehr-Knoten-Modell (vgl. Abschnitt 3) 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 von der für das Alternativszenario 2020 im Ein-Knoten-Modell ermittelten Lastdeckung von 80 % ab (vgl. Abschnitt 5.2.1). Der Unterschied ergibt sich aufgrund der räumlich genaueren Betrachtung der Region im Vergleich zum Ein-Knoten-Modell, in dem alle ortsabhängigen

⁷³ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2011)

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.

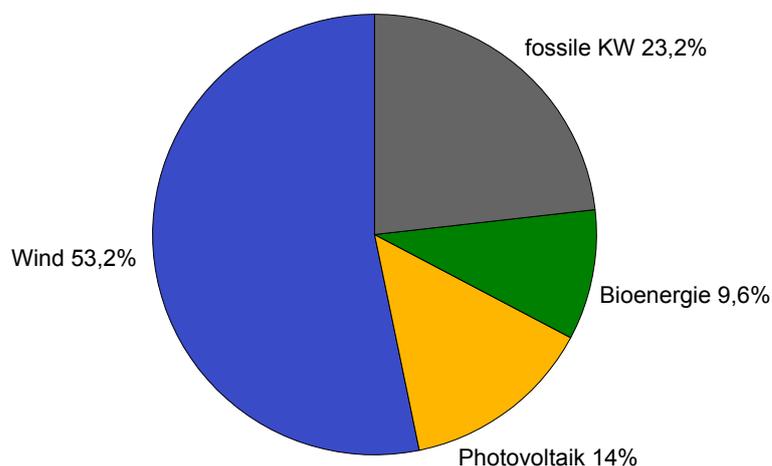


Abbildung 17: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Alternativszenario 2020

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.

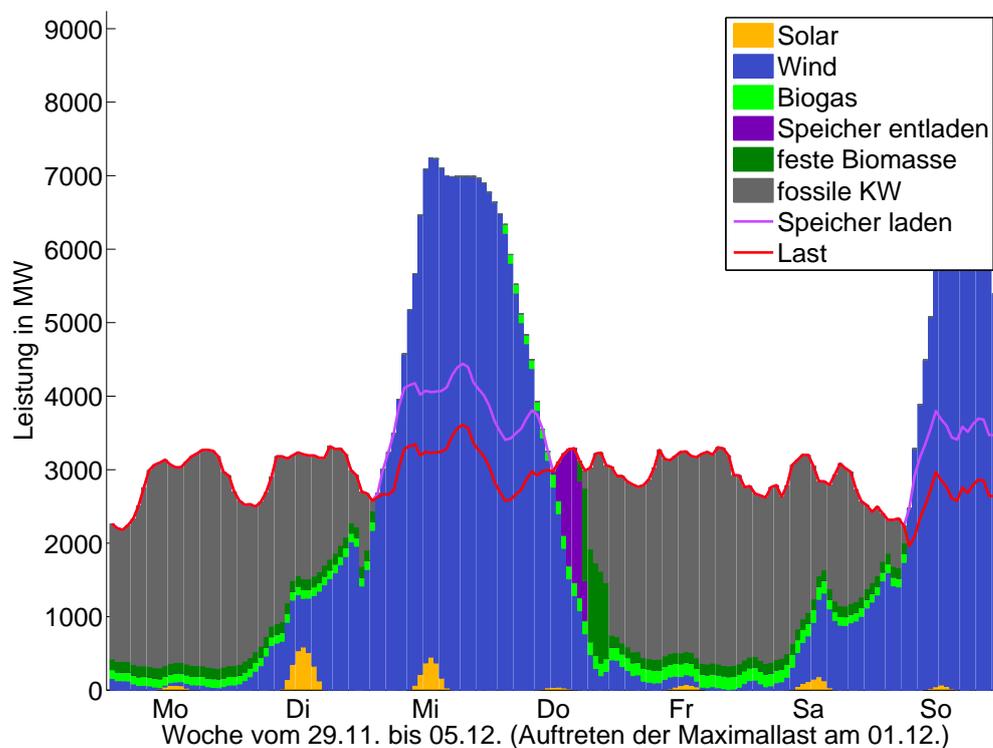


Abbildung 18: Woche der Maximallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

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

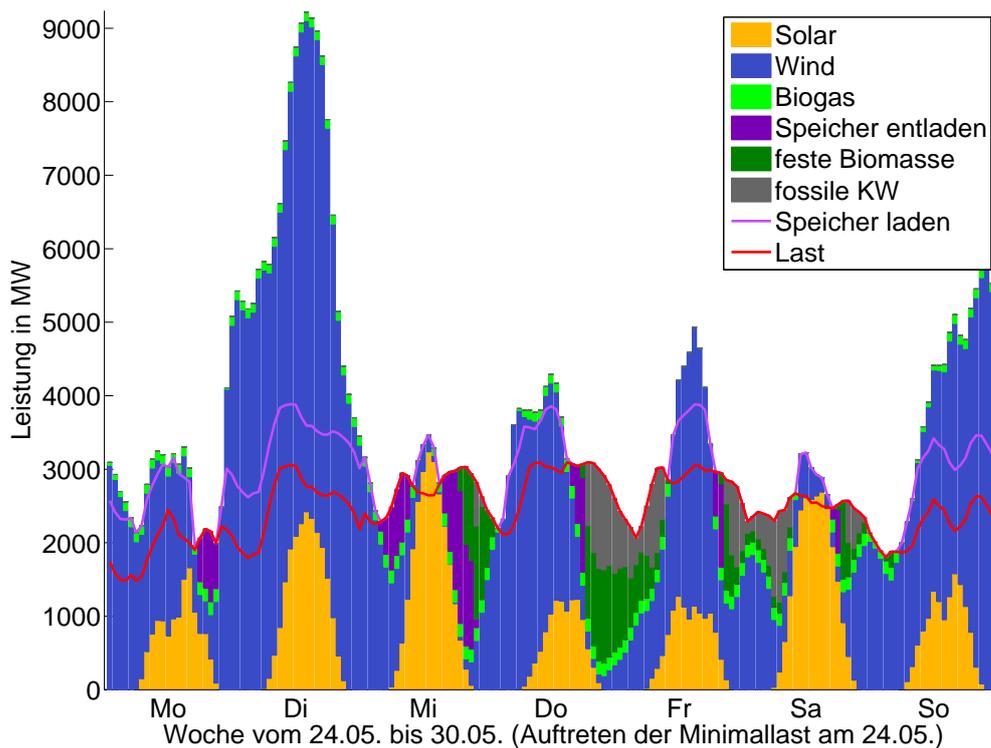


Abbildung 19: Woche der Minimallast des Jahres im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

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 (Brdbg und B) sind 4020 Einsatzstunden fossiler Kraftwerke nötig, im Referenzszenario (Brdbg und B) werden 5800 Einsatzstunden benötigt. Im Vergleichsszenario, das nur die Versorgung Brandenburgs betrachtet, sind 3400 Einsatzstunden notwendig.

Im Folgenden werden die hier dargestellten Ergebnisse in Bezug auf die Absicht der Landesregie-

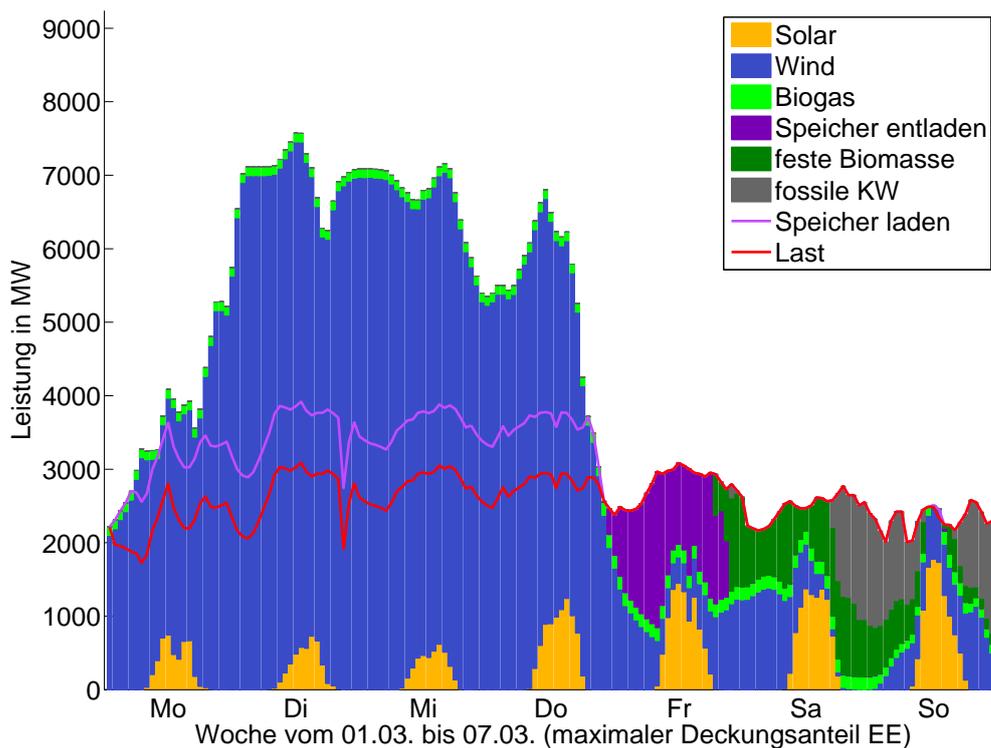


Abbildung 20: Woche der höchsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

rung Brandenburg, die Braunkohlekraftwerke in der Lausitz (Jänschwalde und Schwarze Pumpe) weiter zu betreiben⁷⁴, 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 Dampfzufuhr möglich, jedoch nicht über einen längeren Zeitraum. Zudem ist dabei eine Einsparung von Rohstoffen und CO₂-Emissionen nicht gegeben, da die Feuerung nicht in einem derart kurzen Zeitraum heruntergefahren werden kann.

Zur vollständigen Deckung der Stromnachfrage muss fossile Kraftwerksleistung in der Größen-

⁷⁴ 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 CO₂-Einsparungsmaßnahmen (Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b)).

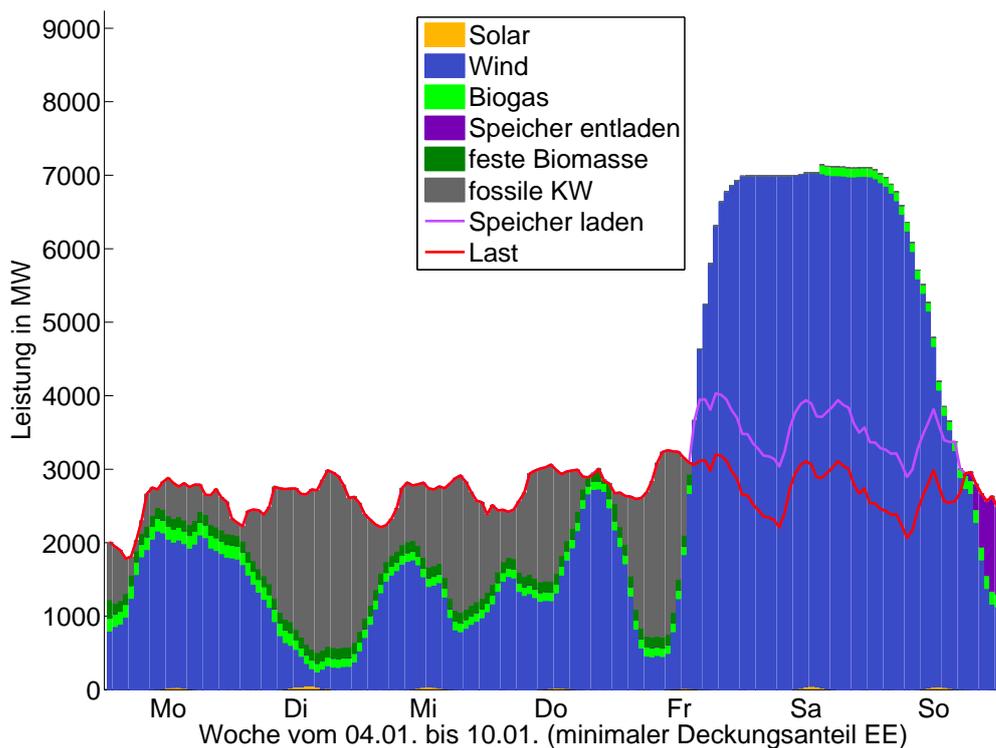


Abbildung 21: Woche der geringsten Lastdeckung durch Erneuerbaren Energien im Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

ordnung 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 Premnitz⁷⁵. 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.

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 Ein-

⁷⁵ Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburgs (2012b), Landesamt für Bauen und Verkehr (2010)

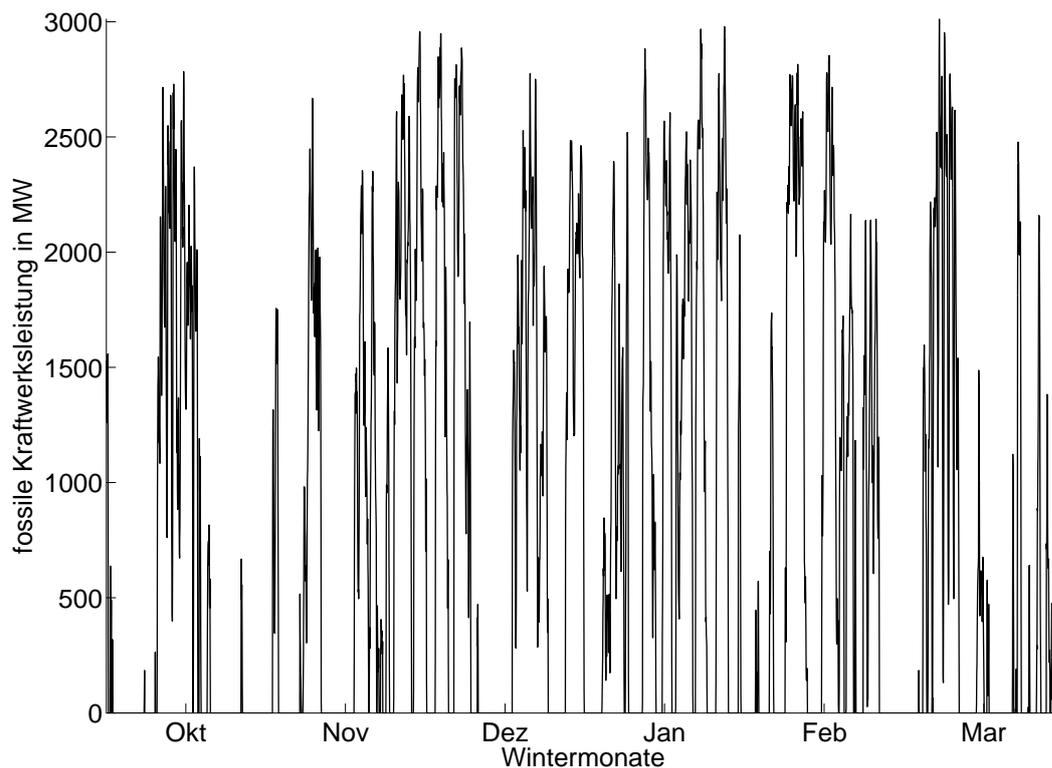


Abbildung 22: Einsatzplan der fossilen Kraftwerke für die Residuallast am Beispiel der Wintermonate, Alternativszenario 2020 (meteorologisches Jahr 2010)

satzstunden (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 existieren⁷⁶. 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.

⁷⁶ Deutsche Energieagentur - Arbeitsgruppe Netzentwicklungsplan (2011), Schlandt, J. (2011)

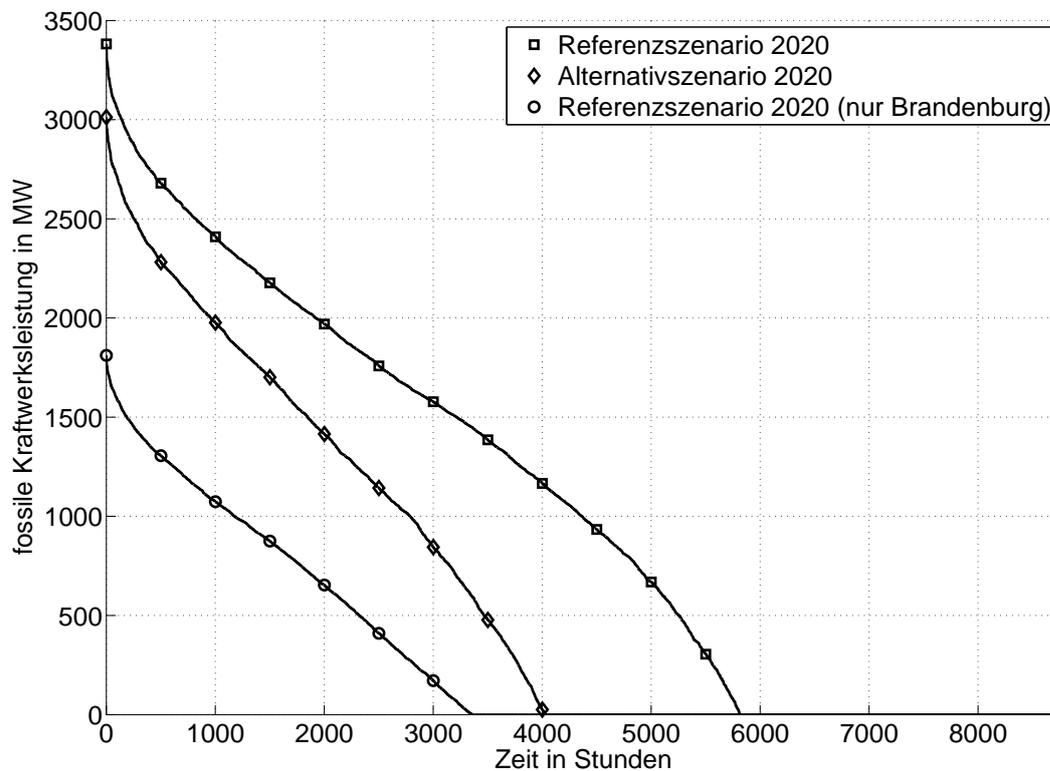


Abbildung 23: Jahresdauerlinie der fossilen Kraftwerksleistung zur Deckung der Residuallast, Szenarien 2020

Tabelle 9: Installierte Leistung fossiler Kraftwerke in MW in der Region Brandenburg-Berlin und Summe der Erdgaskraftwerke (aufgrund ihrer besonderen Bedeutung blau hervorgehoben)

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

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

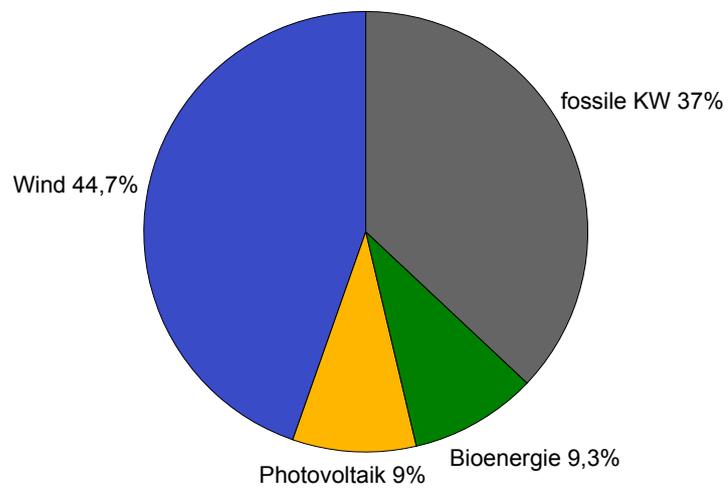


Abbildung 24: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Mehr-Knoten-Modell, Referenzszenario 2020

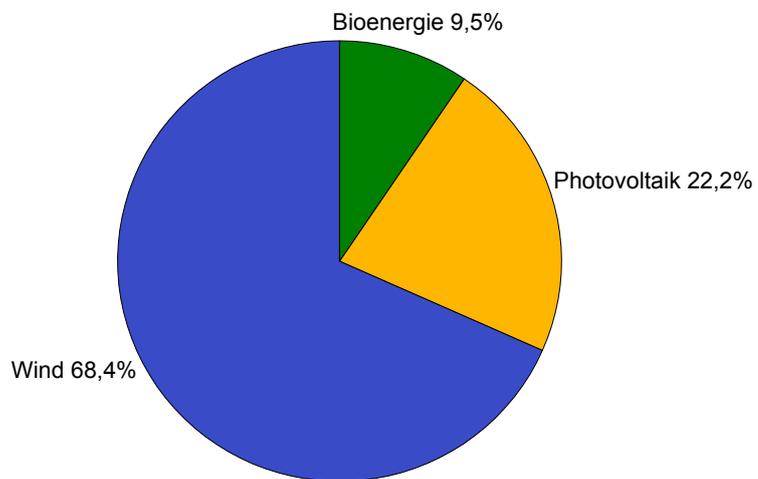
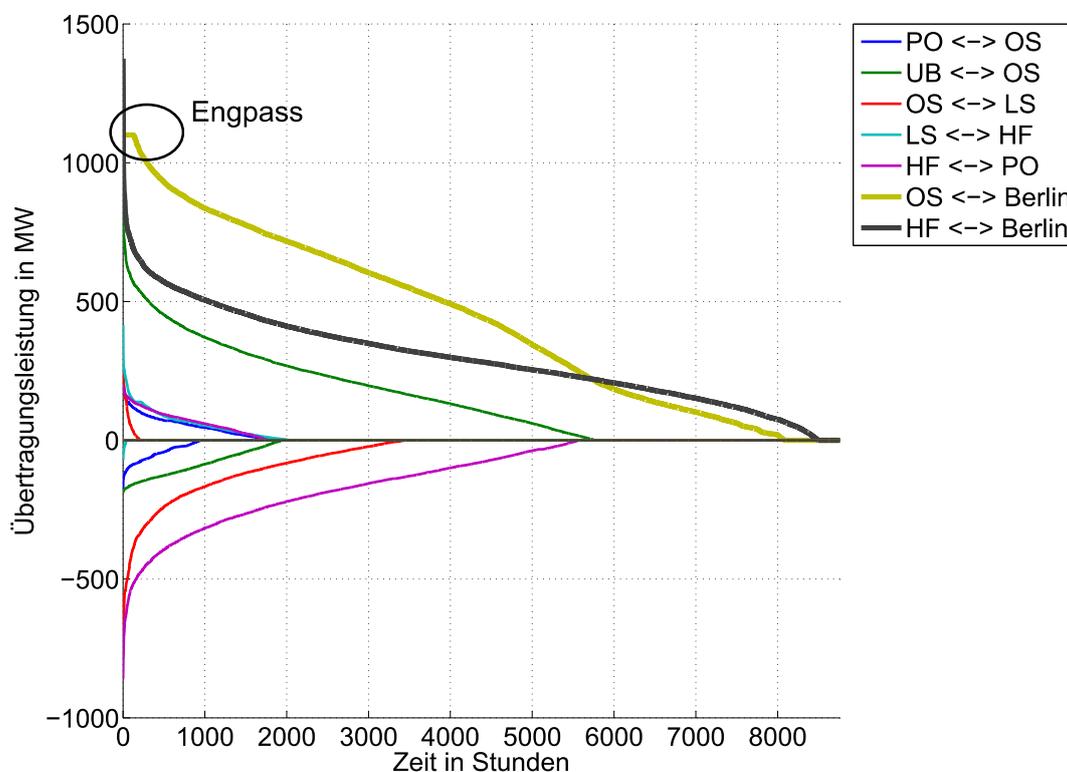


Abbildung 25: Anteile der Energieerzeuger am Nettostromverbrauch bei Simulation im Ein-Knoten-Modell, Alternativszenario 2030

6.2. Leitungsbelastung zwischen den Teilregionen

Durch die Betrachtung im Mehr-Knoten-Modell können die Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz 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 3) und in der autarken Betrachtung der Region Brandenburg-Berlin 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)⁷⁷ 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 Cottbus⁷⁸ 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.

⁷⁷ 3,3 TWh im Vergleich zu den in der Simulation verwendeten 22,7 TWh Gesamtstromnachfrage in der Region Brandenburg-Berlin und 8,7 TWh in den restlichen Regionen Brandenburgs (HF, LS, OS).

⁷⁸ Brandenburgische Technische Universität Cottbus (2011)

7. 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 4.1 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 Netzinfrastrukturmaßnahmen 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 Verbraucher_innen und Netzbetreiber_innen erforderlich.⁷⁹

⁷⁹ Netzbetreiber_innen dürfen z. Zt. nicht mit dem Strom aus Speichern handeln und PV-Anlagenbetreiber_innen 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 CO₂ für die Methanisierung zu verwenden. Sinnvoll ist es, zeitnah 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.

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&rdeCOQ=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>.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2008. Potsdam, November 2011a.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2008. Potsdam, Juli 2011b.
- Amt für Statistik Berlin Brandenburg. Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2005. Potsdam, April 2008.
- anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Windlatlas für Europa. Adendorf, Oktober 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.

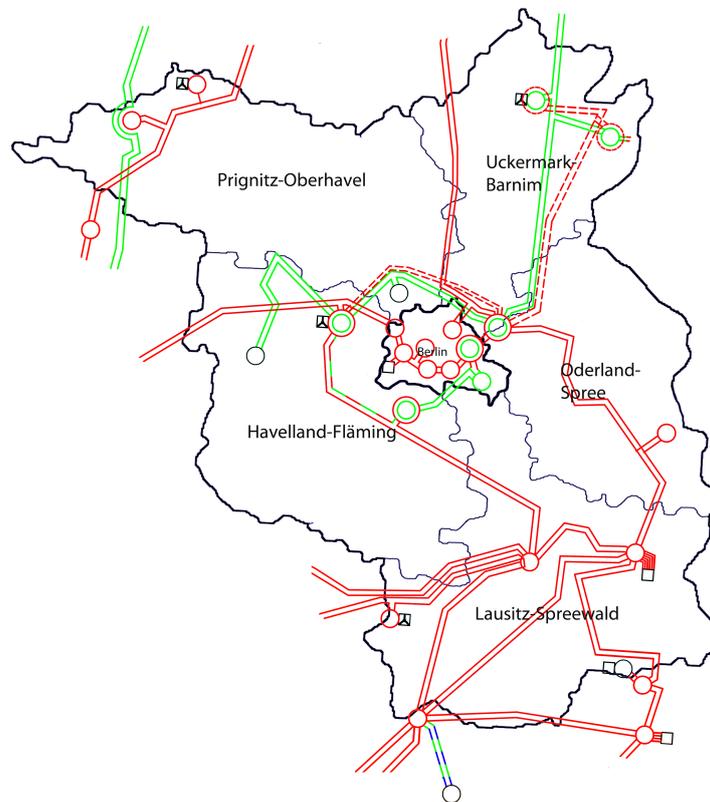
- Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Fortführung der Studie zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Brandenburg. Cottbus, Juli 2011.
- Breyer, Ch. The Photovoltaic Reality Ahead: Terawatt Scale Market Potential Powered by Pico to Gigawatt PV Systems and Enabled by High Learning 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.
- Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 26.09.2011. Bonn, 2011. URL http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/VeroeffKraftwerksliste/VeroeffKraftwerksliste_node.html;jsessionid=685AF102A1274993E0E703C81ACC21DB.
- Bundesverband WindEnergie e. V. Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin, 2011.
- 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>.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- International Energy Agency. Energy Technology Perspectives 2008 – Scenarios and Strategies to 2050. Paris, 2008.
- 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.
- Landesamt für Bauen und Verkehr. Strukturatlas Land Brandenburg. Potsdam, 2010.
- 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.
- 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.
- Murray, J. und King, D. Oil's tipping point has passed. *nature*, 481:433–435, 2012.
- Nemet, G.F. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*, 34:3218–3232, 2006.
- 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 IAEE European Energy Conference*, Vienna, September 2009.
- Schlandt, J. Länder planen Energierevolution. *Berliner Zeitung*, 2011. URL <http://www.berliner-zeitung.de/newsticker/laender-planen-energierevolution,10917074,10924922.html>.
- 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/>.
- Sterner, M. *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100renewable 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.
- 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.
- 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.

A. Anhang

A.1. Übertragungsnetz in der Region Brandenburg-Berlin



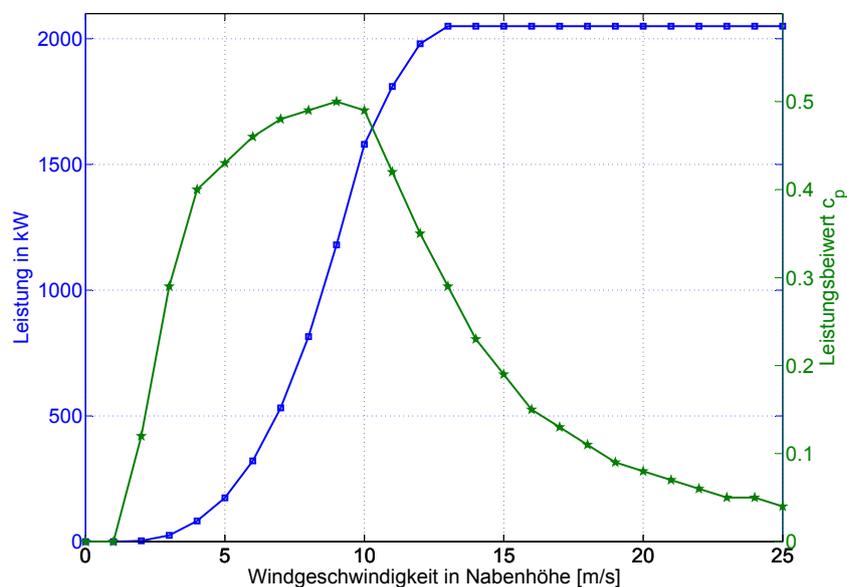
Quelle: 50Hertz Transmission GmbH (2010)

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 Kostenszenario 1	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 Kostenszenario 1	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 % ^a
Selbstentladung Batterie	0,1 %/h
Speicherreichweite Batterie	5 h

^a 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

Erdgaspreis	0,05 €/kWh _{th}
Zinssatz	6,4 %

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

Kostenannahmen Verbrauchersicht

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

^a 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 5.2.2 berücksichtigt.