

Universität Stuttgart
IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft

**Eine modellgestützte Analyse langfristiger
Energiewendeszenarien in Deutschland**

**Benjamin
Fleischer**

Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft

Eine modellgestützte Analyse langfristiger
Energiewendeszenarien in Deutschland

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

von
Benjamin Fleischer
geboren in
Kirchheim unter Teck

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

Tag der Einreichung: 08.10.2018
Tag der mündlichen Prüfung: 17.04.2019

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek
Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE)
Dr. sc. agr. L. Eltrop
Abteilung Energiemärkte & Intelligente Systeme (EI)
Prof. Dr.-Ing. K. Hufendiek

2019

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart. An dieser Stelle möchte ich mich bei den vielen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt und begleitet haben.

Meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß danke ich für die Übernahme des Hauptberichts, die stets vertrauensvolle und konstruktive Zusammenarbeit, die fachlichen Diskussionen und die konstruktive Kritik, welche maßgeblich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat. Frau Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän danke ich gleichermaßen für die Übernahme des Mitberichts.

Bei meinem ehemaligen Abteilungsleiter Herrn Dr. sc. agr. Ludger Eltrop bedanke ich mich für die Unterstützung bei der Themenfindung und der Begleitung meiner Arbeit als Lektor. Weiterhin danke ich Prof. Dr.-Ing Kai Hufendiek, der mir als Instituts- und Abteilungsleiter stets Vertrauen schenkte und mir trotz vieler Verantwortungen den nötigen Freiraum zur Fertigstellung dieser Arbeit gegeben hat.

Mein besonderer Dank gilt meiner ehemaligen Forschungsgruppenleiterin Frau Dr. Marlies Härdtlein für den Zuspruch und die, nicht selbstverständliche, engagierte Begleitung meiner Arbeit. Gleichermäßen danke ich Herrn Roman Flatau, Herrn Dr.-Ing. Sören Reith und Herrn Nikolai Klempf für die fachlichen und inhaltlichen Diskussionen und die kritische Durchsicht meiner Arbeit. Für die unvergessliche Zeit sowohl am, als auch außerhalb des IER und die Kollegialität möchte ich mich zudem bei Herrn Dr.-Ing. Thomas Telsnig, Frau Dr.-Ing Sheetal Dattatraya Marathe, Herrn Dr.-Ing. Martin Henssler, Herrn Dr.-Ing. Thomas Haasz, Herrn Dr.-Ing. Martin Steurer, Frau Julia Welsch und Herrn Christian Schieberle bedanken.

Zudem möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die durch ihr Lektorat zur Verbesserung der Qualität dieser Arbeit beigetragen haben.

Nicht zuletzt danke ich meiner Familie, meinem Freundeskreis und meiner Freundin für das Entgegenbringen der Geduld, der moralischen Unterstützung und der Sicherheit, die auf dem langen Weg zum Erstellen dieser Arbeit notwendig war.

Für das Vertrauen und die vielfältige Unterstützung, welche mir meine Eltern entgegengebracht haben, möchte ich mich ganz herzlich bedanken.

Stuttgart im Oktober 2018

Benjamin Fleischer

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	IX
Abkürzungsverzeichnis.....	XI
Formelverzeichnis.....	XV
Kurzfassung.....	XIX
Abstract.....	XXI
1 Einleitung und Zielsetzung.....	1
1.1 Darlegung der Problemstellung.....	1
1.1.1 Energie- und klimapolitische Ziele.....	1
1.1.2 Transformation der Elektrizitätsversorgung.....	3
1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit.....	13
1.3 Stand der Forschung.....	15
1.3.1 Systemanalytische Einordnung der Bioenergie.....	16
1.3.2 Allgemeine Energiesystemstudien zum Ausbau erneuerbarer Energien.....	18
1.3.3 Einordnung und Abgrenzung der Arbeit.....	21
2 Technologiebeschreibung und ökonomische Grundlagen der Systemanalyse.....	23
2.1 Grundlagen der energetischen Biomassenutzung.....	23
2.1.1 Übersicht der Konversions- und Nutzungspfade.....	23
2.1.2 Betrachtete Bioenergietechnologien.....	24
2.2 Durchschnittlich diskontierte Stromgestehungskosten.....	30
2.3 Gesamtsystemkosten der Elektrizitätsbereitstellung.....	34

2.3.1	Basiserzeugungskosten	37
2.3.2	Profilkosten	40
2.3.3	Netzkosten.....	43
2.3.4	Kosten für Systemsicherheit	45
2.4	Modelle zur Analyse energiewirtschaftlicher Systeme	47
2.4.1	Systemanalyse in der Energiewirtschaft	47
2.4.2	Klassifizierung von Energiemodellen.....	49
3	Modellbeschreibung E2M2-Bio.....	57
3.1	Angewandte Optimierungsmethoden und Lösungsverfahren.....	57
3.1.1	(Gemischt ganzzahlige) Lineare Programmierung	57
3.1.2	Stückweise lineare Approximation	60
3.1.3	Mehrstufige mehrperiodische Optimierung	63
3.2	Allgemeine Modellbeschreibung und Modellaufbau	66
3.2.1	Modellaufbau und -struktur	66
3.2.2	Zielfunktion.....	67
3.3	Abbildung von Bioenergieanlagen	69
3.3.1	Begrenzung von Bioenergiepotenzialen	70
3.3.2	Aufbereitung von Bioenergieträgern	71
3.3.3	Betrieb und Flexibilisierung von Biogasanlagen	73
3.4	Zusätzliche Modellerweiterungen.....	79
3.4.1	Dargebotsabhängige erneuerbare Energien	80
3.4.2	Zusätzliche Restriktionen energie- und klimapolitischer Ziele	84
3.4.3	Gewährleistung der Systemsicherheit.....	86
4	Quantitative Analyse zur Rolle der Bioenergie	89
4.1	Szenarioanalyse	89

4.1.1	Szenario Definition.....	89
4.1.2	Rahmenannahmen	91
4.1.3	Ergebnisse der Szenarioanalyse.....	95
4.2	Analyse der für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen maßgeblichen Wechselwirkungen im Gesamtsystem.....	118
4.2.1	Beschreibung der Vorgehensweise.....	118
4.2.2	Ergebnisse der Analyse von Wechselwirkungen.....	120
4.2.3	Qualitative Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen.....	125
5	Abschließende Betrachtung.....	129
	Literaturverzeichnis.....	135
	Anhang A – Modellparameter.....	164
A1	Berücksichtigte Technologien.....	164
A1.1	Bioenergieanlagen	164
A1.2	Dargebotsabhängige erneuerbare Energien.....	167
A1.3	Konventionelle Kraftwerke	168
A1.4	Speicher	171
A2	Brennstoffkosten für Biomasse	173
A2.1	Gasgestehungskosten für Rohbiogas.....	173
A2.2	Gasgestehungskosten für Biomethan	178
	Anhang B – Sensitivitäten und Plausibilisierung.....	180
B1	Robustheit gegenüber Eingangsparametern	180
B2	Plausibilisierung der Modellerweiterungen.....	183
	Anhang C - Abbildung des Fernwärmemarktes.....	187

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland.....	4
Abbildung 1-2:	Jährliche Investitionssummen in erneuerbare Energien in Deutschland.....	5
Abbildung 1-3:	Beispielhafter Verlauf der Last und Residuallast in Deutschland und geordnete Jahresdauerlinien bei einem Anteil von 35 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.	6
Abbildung 1-4:	Beispielhafter Verlauf der Last und Residuallast in Deutschland und geordnete Jahresdauerlinien bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.	6
Abbildung 1-5:	Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmemärkten.....	7
Abbildung 1-6:	Entwicklung der gesicherten Erzeugungsleistung in Deutschland	8
Abbildung 1-7:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland	9
Abbildung 1-8:	Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Deutschland	10
Abbildung 1-9:	Entwicklung der Bruttostromerzeugung und der installierten elektrischen Leistung von Bioenergie in Deutschland.....	11
Abbildung 1-10:	Methodische Vorgehensweise und Struktur der Arbeit	14
Abbildung 2-1:	Bereitstellungsketten zur energetischen Nutzung von Biomasse.....	24
Abbildung 2-2:	Fließschema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage	25
Abbildung 2-3:	Flexibilisierungsoptionen an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage zur bedarfsorientierten Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung.....	26
Abbildung 2-4:	Schematische Darstellung zum Verfahren der Druckwasserwäsche	27
Abbildung 2-5:	Verfahrensschema von Dampfkraftprozessen mit KWK.....	29
Abbildung 2-6:	Differenzierung der Gesamtsystemkosten in Kostenkategorien	36
Abbildung 2-7:	Grafische Herleitung der Basiskosten.....	38

Abbildung 2-8:	Einfluss energie- und klimapolitischer Ziele auf die Basiskosten.....	39
Abbildung 2-9:	Einfluss energiepolitischer Rahmenbedingungen auf die Basiserzeugungskosten	39
Abbildung 2-10:	Flexibilisierung regelbarer Erzeugungskapazitäten.....	41
Abbildung 2-11:	Jahrsdauerlinie der residualen Last mit Kategorisierung der Lastflexibilitäten	42
Abbildung 2-12:	Ermittlung von Backupkapazitäten in der Elektrizitätswirtschaft	46
Abbildung 3-1:	Nichtlinearer Verlauf spezifischer Wirkungsgrade und Investitionskosten für Biogas-Blockheizkraftwerke	60
Abbildung 3-2:	Schematische Darstellung der stückweise linearen Approximation der spezifischen Kostenfunktion und der daraus resultierenden absoluten Kostenfunktion	61
Abbildung 3-3:	Schematische Darstellung der LP-relaxierten und stückweise linear approximierten Investitionskosten.....	62
Abbildung 3-4:	Szenariobaum für die langfristige Investitionsentscheidung.....	64
Abbildung 3-5:	Treppenartige Koeffizienten-Strukturen von mehrperiodischen linearen Optimierungsmodellen	65
Abbildung 3-6:	Mehrstufig mehrperiodischer Szenariobaum.....	65
Abbildung 3-7:	Referenzenergiesystem der Bioenergienutzungspfade in E2M2-Bio	69
Abbildung 3-8:	Struktur der Kostenallokation für landwirtschaftliche Biogasanlagen.....	73
Abbildung 3-9:	Modellierungsschema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage.....	74
Abbildung 3-10:	Synthetische Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien.....	81
Abbildung 3-11:	Systematik der Leistungsbilanz	88
Abbildung 4-1:	Bruttostromerzeugung in den 60EE-Szenarien nach Energieträgern	96

Abbildung 4-2:	Bruttostromerzeugung in den 80EE-Szenarien nach Energieträgern	96
Abbildung 4-3:	Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den 60EE-Szenarien.	97
Abbildung 4-4:	Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den 80EE-Szenarien.	98
Abbildung 4-5:	Ergebnisse zur Fernwärmeerzeugung in den 60EE-Szenarien	102
Abbildung 4-6:	Ergebnisse zur Fernwärmeerzeugung in den 80EE-Szenarien	103
Abbildung 4-7:	Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen auf Gesamtsystemebene und Bewirtschaftung einer exemplarischen Biogasanlage mit Nahwärmenetz.....	108
Abbildung 4-8:	Vergleich der Residuallast nach erneuerbaren Energien mit und ohne Bioenergie im Basisszenario	109
Abbildung 4-9:	Korrelation der Erzeugungsgardieneten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und Bioenergie mit dem Gradienten der Residuallast im Basisszenario	110
Abbildung 4-10:	Szenarioergebnisse zur installierten Erzeugungsleistung in Deutschland bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern	111
Abbildung 4-11:	Szenarioergebnisse zur installierten Erzeugungsleistung in Deutschland bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern	111
Abbildung 4-12:	Szenarioergebnisse zur den Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	115
Abbildung 4-13:	Kostendifferenz im Szenario 60EE-BAU mit moderater CO ₂ -Reduktion zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie.	115
Abbildung 4-14:	Szenarioergebnisse zur den Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.....	116

Abbildung 4-15:	Kostendifferenz im Szenario 80EE-BAU mit moderater CO ₂ -Reduktion zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie.....	117
Abbildung 4-16:	Basiserzeugungskosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit energie- und klimapolitischer Ziele.....	120
Abbildung 4-17:	Profilerzeugungskosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit energie- und klimapolitischer Ziele.....	121
Abbildung 4-18:	Netzkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit energie- und klimapolitischer Ziele.....	122
Abbildung 4-19:	Backupkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit energie- und klimapolitischer Ziele.....	123
Abbildung 4-20:	Gesamtsystemkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit energie- und klimapolitischer Ziele.....	124
Abbildung 4-21:	Kosteneinsparungen im Gesamtsystem durch die gekoppelte Wärmeerzeugung aus Bioenergie-KWK in Abhängigkeit der energie- und klimapolitischen Ziele.	125
Abbildung 4-22:	Schematische Darstellung der für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen maßgeblichen Effekte.....	126
Abbildung A-1:	Gasgestehungskosten für die Rohbiogaserzeugung.....	175
Abbildung A-2:	Prozentuale Änderung der Gasgestehungskosten für Rohbiogas bei einfaktorieller Variation ausgewählter Kostenparameter.....	176
Abbildung A-3:	Gasgestehungskosten für die Biomethanherzeugung.....	178
Abbildung B-1:	Einfluss der Sensitivitätsrechnung Potenziale.....	181
Abbildung B-2:	Einfluss der Sensitivitätsrechnungen mit sukzessive zunehmenden, bzw. abnehmenden Kosten für Bioenergieanlagen.....	182
Abbildung B-3:	Einfluss Einfluss der Sensitivitätsrechnung Grundlast.....	183
Abbildung B-4:	Einfluss der Sensitivitätsrechnung Integrationskosten.....	185

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Quantitative Ziele der Bundesregierung zur Energiewende	2
Tabelle 2-1:	Substratinput und Rohbiogasertrag landwirtschaftlicher Biogasanlagen	26
Tabelle 2-2:	Zusammenhang der Netzkategorien und erneuerbaren Erzeugungstechnologien	44
Tabelle 4-1:	Energiepolitische Zielgrößen für die betrachteten Szenarien	90
Tabelle 4-2:	Elektrizitätsbedarf und Spitzenlast für die betrachteten Szenarien	93
Tabelle 4-3:	Energieträgerpreise für konventionelle Brennstoffe	93
Tabelle 4-4:	Energieträgerpreise für biogene Brennstoffe	94
Tabelle 4-5:	Exogen vorgegebener Ausbaupfad und erzeugte Jahresarbeit dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien für die Szenarien 60EE und 80EE	95
Tabelle 4-6:	Differenz der Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen den Varianten mit und ohne Bioenergie in den 60EE-Szenarien	99
Tabelle 4-7:	Differenz der Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen den Varianten mit und ohne Bioenergie in den 80EE-Szenarien	100
Tabelle 4-8:	Nutzung von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in den 60EE-Szenarien	101
Tabelle 4-9:	Nutzung von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in den 80EE-Szenarien	102
Tabelle 4-10:	Dokumentation der mehrstufig mehrperiodischen Optimierung der Einsatzplanung im Basisszenario	105
Tabelle 4-11:	Parametrierung einer exemplarischen Biogasanlage mit Nahwärmenetz.....	106

Tabelle 4-12:	Jährliche Wärmeerzeugung in einem exemplarischen Nahwärmenetz mit Biogasanlage	106
Tabelle 4-13:	Referenzszenarien zur CO ₂ -Reduktion und zu den Zielanteilen erneuerbarer Energien.....	119
Tabelle A-1:	Übersicht Kennzahlen und spezifische Erträge für betrachtete Biogassubstrate	164
Tabelle A-2:	Kenngrößen von Biogas-BHKW	165
Tabelle A-3:	Kenngrößen von Bioenergieanlagen	166
Tabelle A-4:	Kenngrößen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien	167
Tabelle A-5:	Kenngrößen konventioneller Großkraftwerke.....	168
Tabelle A-6:	Kenngrößen konventioneller KWK-Anlagen.....	169
Tabelle A-7:	Kenngrößen von Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien	170
Tabelle A-8:	Kenngrößen von Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien	171
Tabelle A-9:	Kenngrößen von Wärmeerzeugungs- und Speichertechnologien	172
Tabelle A-10:	Gasgestehungskosten und Beträge für Zahlungsströme der Rohbiogaserzeugung	177
Tabelle A-11:	Gasgestehungskosten der Aufbereitung von Rohbiogas zur Biomethan.....	179
Tabelle B-1:	Einfluss der Sensitivitätsrechnung Grundlast auf den Bedarf von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen.....	184

Abkürzungsverzeichnis

a. a. O.	An anderem Ort
BAU	Szenario „Business as usual“, Basisszenario
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk(e)
BM	Biomethan
BSV	Bruttostromverbrauch
bspw.	Beispielsweise
ca.	circa
CAPEX	Capital expenditures
Chem.	Chemisch
CCS	Carbon capture and storage
chp	Combined heat and power
CSP	Concentrated solar power
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
d. h.	Das heißt
DWW	Druckwasserwäsche
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
FB	Feste Biomasse
fEE	Fluktuierende erneuerbare Energien

ff.	folgende [Seiten]
FM	Frischmasse
(G)GLP	(Gemischt) ganzzahlig lineares Programm
GHG	Greenhouse gas(es)
GPS	Ganzpflanzensilage
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindung
HK	Heizkessel
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
inkl.	Inklusive
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IRENA	International Renewable Energy Agency
KKA	Szenario „Keine Kohle Akzeptanz“, Akzeptanzszenario
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized cost of electricity
LP	Lineares Programm
MB	Variante “Mit Bioenergiotechnologien”
NEA	Nuclear Energy Agency (OECD)
NLP	Nichtlineares Programm
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OB	Variante “Ohne Bioenergiotechnologien”
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
O&M	Operations and maintenance

OPEX	Operational expenditures
ORC	Organic-rankine-cycle
Phys.	Physikalisch
PRL	Primärregelleistung
PtH	Power-to-heat
PtX/P2X	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RB	Rohbiogas
SDL	Systemdienstleistung(en)
SGK	Diskontierte durchschnittliche Stromgestehungskosten
SLCOE	System levelized cost of electricity
SNG	Synthetic natural gas
SRL	Sekundärregelleistung
TM	Trockenmasse
THG	Treibhausgas(e)
TRL	Tertiärregelleistung
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
u. a.	Unter anderem
u. d. N.	Unter der Nebenbedingung
UN	United Nations
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WTO	Szenario „Wirtschaftlich und technologieoffen“, Wirtschaftlichkeitsszenario
z. B.	Zum Beispiel

Formelverzeichnis

Mengen

\mathbb{R}	Menge der reellen Zahlen
\mathbb{R}^n	n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum
\mathbb{Z}	Menge der ganzen Zahlen
\mathbb{N}	Menge der natürlichen Zahlen

Parameter

Cap_u^{el}	Spezifische elektrische Erzeugungsleistung einer Investitionsoption u
Cap^{CO_2}	Obergrenze der jährlichen CO ₂ -Emissionen
$ef_e^{CO_2}$	spezifischer Emissionsfaktor des eingesetzten Energieträgers e
$k_{e_1}^{e_1 \rightarrow e_2}$	Konversionsfaktor zur Aufbereitung des Energieträgers e_1 zum Energieträger e_2
L^{DSM_down}	Sicher verfügbare Lastreduktion zum Bewertungszeitpunkt
L^{\max_el}	Spitzenlast (ohne flexible Lasten, wie die Einspeicherleistung, Lastmanagement oder Power-to-Heat)
pot_UB_e	Oberes Energieträgerpotenzial von e
pot_LB_e	Untergrenze zur Nutzung des Energieträgers e
R^{SDL}	Reserve für Systemdienstleistungen
RE^{Share}	Zielanteil erneuerbarer Energien
$sto_Cap_u^{biogas}$	Initiale Speicherkapazität einer Biogasanlage u
$sto_Cap_u^{biogas}$	Initiale Speicherkapazität einer Biogasanlage u
$sto_loss_u^{biogas}$	Spezifische Biogasspeicherverluste einer Biogasanlage u

$ T $	Anzahl (Mächtigkeit) der Zeitschritte t im Optimierungszeitraum T
$upgrade_UB_e$	Oberes Aufbereitungspotenzial von e
$upgrade_LB_e$	Untergrenze zur Aufbereitung des Energieträgers e
α_UB_u	Obergrenze des Auslastungsfaktors einer Erzeugungsanlage u
α_LB_u	Untergrenze des Auslastungsfaktors einer Erzeugungsanlage u
β_u^{max}	Maximaler Biogasproduktionsfaktor einer Biogasanlage u
β_u^{min}	Maximaler Biogasproduktionsfaktor einer Biogasanlage u
$\kappa_u^{aO\&M}$	Spezifische jährliche Betriebs- und Wartungskosten einer Anlage u
κ_u^{inv}	Annuierte spezifische Investitionskosten einer Anlage u
κ_u^{Netz}	Spezifische Netzkosten einer Anlage u
$\kappa_u^{varO\&M}$	Variable Betriebskosten einer Anlage u
ψ_u	Faktor der nicht verfügbaren Leistung (Ausfälle, Revisionen und nicht einsetzbare Leistung)
ς_t	synthetisches Erzeugungsprofil für Photovoltaik
ω_t^{ons}	synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft onshore
ω_t^{offs}	synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft offshore

Sets und Subsets

BIO	Biogene Energieträger
SNG^e	Erdgasäquivalente Sekundärenergieträger auf Basis des Energieträgers e
T	Alle Zeitschritte t im Betrachtungszeitraum
U^{biogas}	Biogasanlagen
U^e	Erzeugungseinheiten zur Nutzung des Energieträgers e
U^{inv}	Neu investierte Anlagen

U^{PV}	Photovoltaikanlagen
U^{Wons}	Windkraftanlagen onshore
U^{Woffs}	Windkraftanlagen offshore
U^0	Initiale Kraftwerks- und Speicherkapazitäten
U^{Ren}	Erneuerbare Energien

Variablen

BSV	Bruttostromverbrauch
cap_inv_u	Investitionsvariable zum Ausbau der Kapazität einer Erzeugungseinheit u
$curtail_{u,t}$	Drosselvariable zur Reduktion der Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u mit dargebotsabhängiger Erzeugung zum Zeitpunkt t
$ef_e^{CO_2}$	spezifischer Emissionsfaktor des eingesetzten Energieträgers e
$flow_{t,u}^{biogas}$	Rohbiogasproduktionsrate einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$\overline{flow}_u^{biogas}$	Durchschnittliche Rohbiogasproduktionsrate einer Biogasanlage u
$fuel_use_{t,u}^e$	Verbrauch des Energieträgers e einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t
K	Beeinflussbare Systemkosten
K_u^{fix}	Jährliche Fixkosten einer Anlage u
K_u^{Netz}	Netzkosten zur Integration einer Anlage u
$K_{t,u}^{var}$	Variable Betriebskosten einer Anlage u zum Zeitpunkt t
$p_{t,u}^{gen}$	Erzeugungsleistung einer Anlage u zum Zeitpunkt t
P_u^{Bem}	Bemessungsleistung einer Erzeugungsanlage u
P_u^{el}	Installierte elektrische Leistung der Erzeugungseinheit u
P_u^{inv}	Kapazität einer neu investierten Anlage u

$p_{über}$	Verbleibene Erzeugungsleistung
$prod_{t,u}^{el}$	Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungsanlage u zum Zeitpunkt t
$price^{CO_2}$	CO ₂ -Zertifikatspreis
pot_use_e	Genutzte Menge des Energieträgers e
$sto_level_{t,u}^{biogas}$	Biogasspeicherfüllstand einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$sto_in_{t,u}^{biogas}$	Eingespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$sto_inv_u^{biogas}$	Anlagenspezifische Investitionsvariable für Speicherkapazitäten
$sto_out_{t,u}^{biogas}$	Ausgespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$upgrade_e$	Zur Aufbereitung genutzte Menge des Energieträgers e
α_u	Auslastungsfaktor einer Erzeugungsanlage u
$\kappa_{t,u}^{br}$	Brennstoffkosten einer Anlage u zum Zeitpunkt t
$\kappa_{t,u}^{CO_2}$	Kosten für CO ₂ -Zertifikate einer Anlage u zum Zeitpunkt t
κ_u^{Netz}	Spezifische Integrationskosten einer Erzeugungseinheit u
$\kappa_u^{\ddot{U}N}$	Spezifische Ausbaurkosten für Übertragungsnetze einer Erzeugungseinheit u
κ_u^{VN}	Spezifische Ausbaurkosten für Verteilnetze einer Erzeugungseinheit u

Kurzfassung

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen auf nationaler und internationaler Ebene stellen die Volkswirtschaften dieser Welt vor die Herausforderung, auch zukünftig eine weiterhin sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung sicherzustellen. Das Konzept der Bundesregierung sieht zur Transformation des Elektrizitätssektors einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien vor. Dabei erschwert der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie die Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors. Während die Integration dargebotsabhängiger erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik mit hohen Integrationskosten für Netzausbau, Systemsicherheit und für die Flexibilisierung zwischen Angebot und Nachfrage verbunden sind, könnte Bioenergie als regelbare erneuerbare Energie mit hoher Verfügbarkeit und der Möglichkeit zur gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung eine Schlüsselrolle zur Erreichung der gesetzten Ziele spielen.

Für die Analyse der Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen wird ein bestehendes Elektrizitätsmarktmodell weiterentwickelt. Bei der Modellerweiterung stehen sowohl die adäquate Abbildung flexibler Bioenergietechnologien, als auch die analoge Abbildung der zu vergleichenden Konkurrenztechnologien im Fokus. Neben klassischen Bioenergietechnologien wie Holzheizkraftwerken und Biogasanlagen werden auch Technologien zur Aufbereitung von Bioenergeträgern auf erdgasäquivalente Erdgassubstitute implementiert.

Auf Basis von Modellexperimenten zur Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland werden die quantitativen Modellergebnisse aus Varianten mit und ohne Bioenergie miteinander verglichen und Aussagen zum Beitrag der Bioenergie abgeleitet. Die Ergebnisse zeigen kostensenkende Effekte in allen Szenarien durch die Nutzung von Bioenergie auf allen Systemebenen. Während Holzheizkraftwerke schon bei einem Anteil von über 40 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch einen kostensenkenden Beitrag auf Systemebene leisten, tragen Biogastechnologien erst bei einem Anteil von über 60 % erneuerbarer Energien zur Senkung der Systemgesamtkosten bei.

Die für die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Bioenergieanlagen maßgebenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem werden aufgezeigt und allgemeingültige Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft abgeleitet und beschrieben. Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen in den Szenarien mit Bioenergie wird demnach durch den zur Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch reduzierten Bedarf an dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien und den dadurch verringerten Kosten im Gesamtsystem für Flexibilität, Netzausbau und Systemsicherheit im Vergleich zu den Szenarien ohne Bioenergie erreicht.

Abstract

The achievement of national and international energy- and climate-policy objectives is challenging political economies all over the world in view of a competitive and secure energy supply. The energy concept of the German federal government contains a planned and ambitious extension of renewable energy technologies that transforms the electricity sector. Besides, the nuclear phase-out hinders the decarbonization of the electricity sector. The integration of intermittent renewable energy technologies like wind power and photovoltaics involves high costs for network expansion, system security and the flexibility between electricity demand and electricity supply. Whereas controllable bioenergy chp-technologies with a high technical availability could play a key role to reach the set targets. Against this background, the implications of bioenergy technologies are analyzed and evaluated on several system levels within this study.

The analysis is based on an existing electricity market model with special extensions in bioenergy technologies and new features in competitive technologies. Bioenergy technologies are for example biogas plants, wood-fired power stations as well as advanced upgrading technologies for the production of bio-based natural gas substitutes.

The analyzed effects of bioenergy and its technical and economical implications are based on model experiments of the German electricity- and district heating market by comparing the quantitative results of scenario versions with and without bioenergy. The results show cost-cutting effects at all system levels and in all scenarios by the use of bioenergy. Whereas wood-fired power stations are conducive to the reduction of total system cost at a share of already 40 % renewables at gross electricity production, biogas technologies are economical used at a share of 60 % renewables.

The interdependencies in the whole system that lead to an economic viability of bioenergy technologies are demonstrated and general system effects in the electricity market are specified. The economic viability of bioenergy technologies in the scenarios with bioenergy results from the reduction of fluctuating renewable energies at a comparable ambitious share of renewable energy at the gross electricity consumption. Thereby the total system cost can be reduced by costs for flexibility, network expansion and system security compared to the scenarios without bioenergy.

1 Einleitung und Zielsetzung

Im folgenden Kapitel werden im Abschnitt 1.1 die Eckpunkte der Problemstellung erläutert. Die Zielstellung wird in Form einer übergeordneten Leitfrage formuliert und darauf aufbauend einzelne Teilziele definiert (s. Abschnitt 1.2). Anschließend wird der Stand der Forschung diskutiert, die Arbeit in bestehende Forschungsfelder eingeordnet und von aktuellen Arbeiten abgegrenzt (s. Abschnitt 1.3).

1.1 Darlegung der Problemstellung

Die nationalen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesrepublik Deutschland (s. Abschnitt 1.1.1) sind auf eine Transformation hin zu einem vorwiegend dekarbonisierten und von erneuerbaren Energien dominierten Energiesystem bis zum Zieljahr 2050 ausgerichtet. Zur Zielerreichung sind u. a. Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark und in der Netzinfrastruktur notwendig (s. Abschnitt 1.1.2). Der in den Zielen formulierte Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien führt auf Grund der fluktuierenden Erzeugungseigenschaften zu einem steigenden Bedarf an komplementären Flexibilitäts- und Integrationsoptionen. Die energetische Nutzung von Biomasse in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung hat im Rahmen des Transformationsprozesses auf Grund vielseitiger Nutzungspfade und der Möglichkeit zur bedarfsgerechten Erzeugung eine besondere Rolle.

1.1.1 Energie- und klimapolitische Ziele

Im Rahmen der Weltklimakonferenz im Dezember 2015 in Paris wurde von allen 196 Vertragsparteien eine Vereinbarung zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf maximal 2 °C und möglichst auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau getroffen (*UN COP 21 2015*). Im Synthesebericht über den Beitrag der Arbeitsgruppe III zum Fünften Sachstandsbericht des zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (*IPCC 2014*) wurde der Einfluss von Treibhausgasemissionen auf die globale Erwärmung bis zum Ende des 21. Jahrhunderts auf Basis von Emissionsszenarien untersucht. Eine wahrscheinliche Chance, die globale Erwärmung auf unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, sei demnach in den Minderungsszenarien gegeben, die im Jahr 2100 zu einer Konzentration von 450 ppm CO₂-Äq. (430 bis 480 ppm CO₂-Äq.) in der Atmosphäre führen. Zudem implizieren die für die Zielerreichung wahrscheinlichen Minderungsszenarien einen damit verbundenen notwendigen Ausbau kohlenstoffarmer Energie auf über 80 % der Primärenergie bis

zum Jahr 2100. Diese Einschätzung stellt die Volkswirtschaften der Welt vor die Herausforderung, eine sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung unter Berücksichtigung der beschlossenen Klimaschutzziele zu erreichen.

Mit dem im Jahr 2010 veröffentlichten Energiekonzept (*Bundesregierung 2010*) hat die Bundesregierung erstmals Leitlinien für eine langfristige Gesamtstrategie zur Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung formuliert. Die quantitativen Ziele dieser Gesamtstrategie im Rahmen des Transformationsprozesses, im folgenden Energiewende genannt, haben bislang weiterhin Bestand und sind in Tabelle 1-1 zusammengefasst.

Tabelle 1-1: Quantitative Ziele der Bundesregierung zur Energiewende und Status quo (2015)

	2015	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-27,2%*	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	-80 % bis -95 %
Erneuerbare Energien					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6 %	mindestens 35 %	mindestens 50 %	mindestens 65 %	mindestens 80%
			2025: 40 bis 45 %	2035: 55 bis 60 %	
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %				
Effizienz und Verbrauch					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-7,6 %	-20 %			-50 %
Endenergieproduktivität (2008-2050)	1,3 % pro Jahr (ab 2008)		2,1 % pro Jahr		
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-4 %	-10 %			-25 %
Primärenergiebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-15,9 %				-80 %
Wärmebedarf Gebäude (gegenüber 2008)	-11,1 %	-20 %			
Endenergieverbrauch Verkehr (gegenüber 2008)	1,3 %	-10 %			-40 %

Quelle: *BMWi 2016*

* vorläufiger Wert für 2015

Die Strategie der Energiewende beinhaltet neben den genannten quantitativen Zielen auch qualitative Zielsetzungen. Dazu gehören u.a. die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, die Erhaltung der Bezahlbarkeit von Energie und dadurch die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sowie der Kernenergieausstieg bis zum Ablauf des Jahres 2022 (*BMWi 2016, Bundesregierung 2010*). Im November 2016 wurde der Klimaschutzplan 2050 (*Bundesregierung 2016*) verabschiedet. Dieser beinhaltet neben den konkreten Leitbildern für einzelne Handlungsfelder und der Erläuterung transformativer Pfade auch konkrete Meilensteine für einzelne Sektoren bis zum Jahr 2030. Für die Energiewirtschaft sieht der Klimaschutzplan 2050 eine Minderung der jährlichen Treibhausgasemissionen um 61 bis 62 % gegenüber dem Basisjahr 1990 vor.

1.1.2 Transformation der Elektrizitätsversorgung

Der gezielte Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien führt zu einer Diskrepanz zwischen der Versorgungsaufgabe und der fluktuierenden Erzeugung. Komplementäre Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise thermische Kraftwerke, Speicher oder rationelles Last- und Einspeisemanagement können zur Deckung dieser residualen Last beitragen. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit müssen auch weiterhin ausreichend viele Kapazitätsreserven im System vorhanden sein.

Der Transformationsprozess beeinflusst zudem die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und erfordert eine Anpassung der Netzinfrastruktur. Im Folgenden wird der bisherige Ausbau erneuerbarer Energien und dessen Auswirkungen auf die Versorgungsaufgabe im Elektrizitätssektor aufgezeigt. Mögliche Flexibilitäts- und Integrationsoptionen werden vorgestellt. Die zukünftigen Entwicklungen des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur werden erläutert und die Auswirkung auf die Versorgungssicherheit dargestellt.

Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor wird in Deutschland seit der Einführung des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) im Jahr 2000 (*EEG 2000*) gefördert. Das EEG dient seitdem als zentrales Steuerungsinstrument und wurde bereits mehrfach novelliert.¹ In der jüngsten Novelle, dem *EEG 2017*, werden die Fördersätze erstmals² über wettbewerbliche Ausschreibungen ermittelt. In Abbildung 1-1 ist die Entwicklung der installierten Leistung und

¹ Die Novellierungen sind u. a. in folgenden Gesetzestexten dokumentiert: *EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014, EEG 2017*.

² Erstmals für die Technologien Windkraft und Biomasseanlagen. Für PV-Freiflächenanlagen wurden bereits im Rahmen des *EEG 2014* Pilot-Ausschreibungen implementiert.

der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland dargestellt. Die installierte Leistung erneuerbarer Energien ist seit dem Jahr 1990 von 4,2 GW auf 104 GW angestiegen. In den Jahren 2010 bis 2016 lag der jährliche Zubau an installierter Leistung erneuerbarer Energien durchschnittlich über 8 GW a^{-1} . Während die Entwicklung der Bruttostromerzeugung von Laufwasserkraftwerken mit $-0,4 \text{ TWh a}^{-1}$ stagniert und von Biomasseanlagen mit $+3,3 \text{ TWh a}^{-1}$ auf Grund der begrenzt verfügbaren Potenziale nur noch in geringem Maße zunahm, stieg die jährliche Erzeugung aus Photovoltaikanlagen mit $+5,4 \text{ TWh a}^{-1}$ und Windkraftanlagen mit $+8,3 \text{ TWh a}^{-1}$ in den vergangenen Jahren rapide an.³

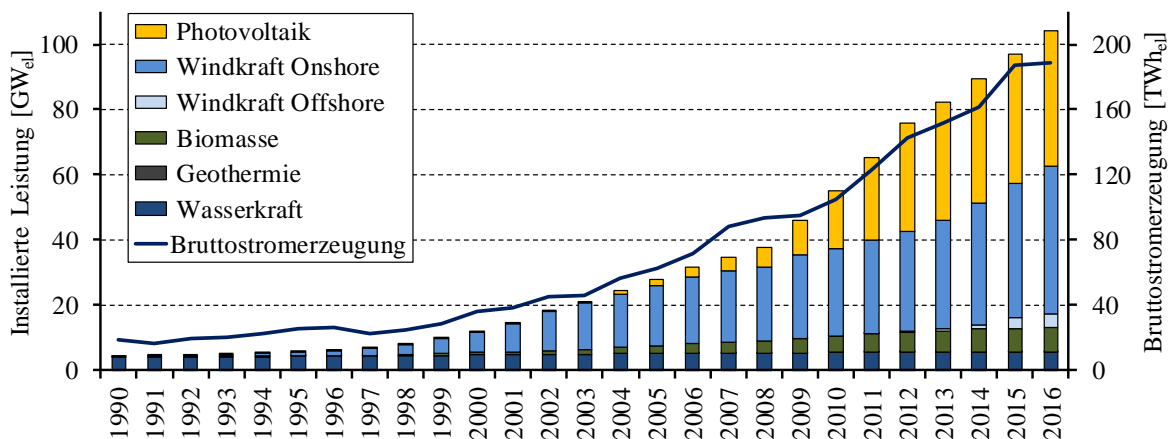


Abbildung 1-1: Entwicklung der installierten Leistung und der Bruttostromerzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2016 (eigene Darstellung, nach AGEE-Stat 2017).

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch stieg von 3,4 % im Jahr 1990 auf 6,2 % im Jahr 2000 und von 17 % im Jahr 2010 auf 31,7 % im Jahr 2016. Die erneuerbaren Energien erbringen mit 32,3 % demnach heute⁴ schon den größten Anteil am Brutto-Inlandsstromverbrauch vor den Energieträgern Braunkohle mit 25,3 %, Steinkohle mit 18,6 %, Kernenergie mit 14,3 % und Erdgas mit 13,2 % (AGEB 2017).

Die für den Ausbau erneuerbarer Energien aufgebrauchten Investitionssummen sind vor allem auf Grund der Investitionen in Photovoltaikanlagen von 10,3 Mrd. € in 2006 um den Faktor 2,5 auf 25,6 Mrd. € in 2010 gestiegen. Bis zum Jahr 2016 reduzierten sich die gesamten Investitionssummen auf 12,1 Mrd. € (AGEE-Stat 2017). Der Grund für den Rückgang der Investitionssummen liegt unter anderem in der Kostendegression von Photovoltaikmodulen von 4.757 € kW^{-1} in 2006 auf 1.062 € kW^{-1} in 2016 (AGEE-Stat 2017).

³ Durchschnittliche Werte für den Zeitraum von 2010 bis 2016, nach AGEE-Stat 2017.

⁴ Stand: 16.12.2016, vorläufige Angaben aus AGEB 2017.

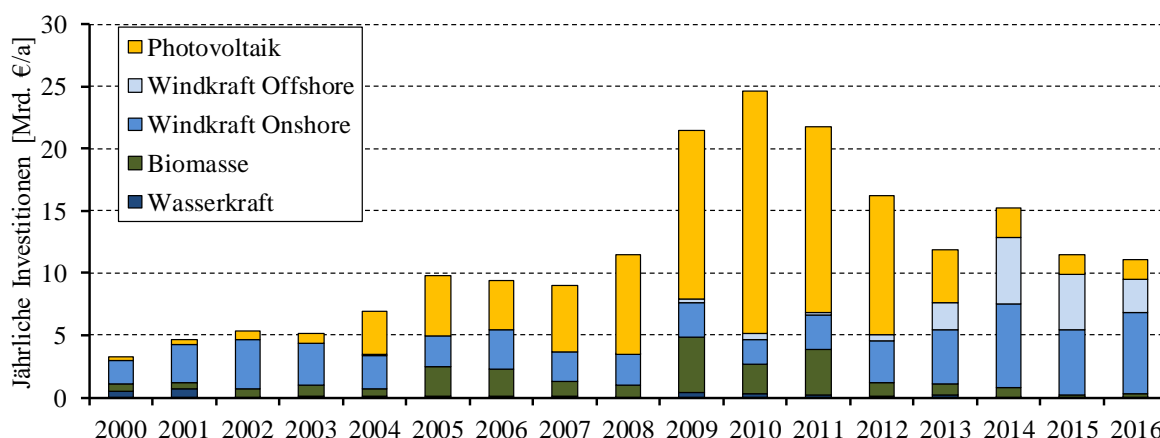


Abbildung 1-2: Jährliche Investitionssummen in erneuerbare Energien in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016 (eigene Darstellung, Daten aus *AGEE-Stat 2017*).

In Abbildung 1-2 sind die jährlichen Investitionssummen für Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Bioenergie zur Elektrizitätserzeugung dargestellt. Die Investitionen in die Errichtung von Biomasseanlagen zur Elektrizitätserzeugung lagen im Jahr 2000 bei 540 Mio. €. Im Jahr 2005 war ein deutlicher Anstieg der jährlichen Investitionen auf 2,32 Mrd. € zu beobachten. Im Jahr 2009 erreichten die Investitionen für Bioenergieanlagen mit 4,45 Mrd. € ihren bisherigen Höchstwert. Seitdem ist ein kontinuierlicher Rückgang auf ein Investitionsvolumen von 260 Mio. € im Jahr 2016 zu beobachten.

Bedarf an Flexibilitäts- und Integrationsoptionen

Die Verpflichtung für Netzbetreiber zum Anschluss erneuerbarer Energien und zur vorrangigen Abnahme elektrischer Energie aus diesen Anlagen (siehe § 3 *EEG 2000*) führt mit zunehmender installierter Leistung und steigender Erzeugung zu einer Veränderung der Versorgungsaufgabe für regelbare Kraftwerke. Die Residuallast stellt die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Leistung abzüglich der Erzeugungsleistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien dar. Diese Restnachfrage muss durch komplementäre Flexibilitätsoptionen⁵ ausgeglichen werden.

In Abbildung 1-3 sind exemplarisch der Last- und Residuallastverlauf sowie die entsprechenden Jahresdauerlinien in Deutschland bei einem Anteil von 35 % erneuerbarer Energien am inländischen Bruttostromverbrauch dargestellt. Die Residuallast unterscheidet sich durch einen sinkenden Grundlastbedarf und häufige Laständerungen von der ursprünglich nachgefragten Last. Die maximale Last im Jahresverlauf hingegen bleibt nahezu unverändert und ist bei der Residuallast auf Grund der volatilen Erzeugung dargebotsabhängiger erneuerbarer

⁵ Flexibilität ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, eine sichere Versorgung trotz schnell wechselnder Schwankungen mit hoher Ausprägung zwischen Erzeugung und Nachfrage aufrecht zu erhalten. (Definition der Internationalen Energieagentur in *IEA 2011*)

Energien nicht exakt vorhersehbar. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien nimmt die Abweichung der Residuallast zur nachgefragten Last auf Grund der dargebotsabhängigen Erzeugung und der nur bedingt elastischen Nachfrage zu.

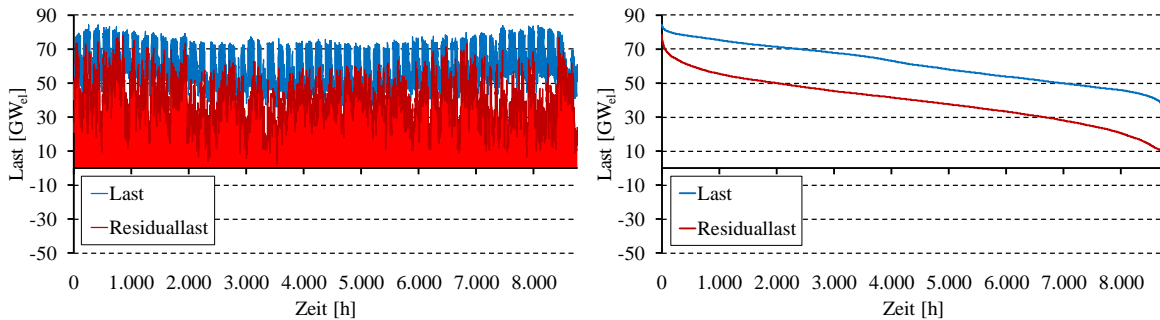


Abbildung 1-3: Beispielhafter Verlauf der Last und Residuallast in Deutschland (links) und geordnete Jahresdauerlinien (rechts) bei einem Anteil von 35 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

In Abbildung 1-4 ist der beispielhafte Verlauf der Last und Residuallast in Deutschland bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dargestellt. Der dargestellte beispielhafte Verlauf unterliegt der Annahme einer weitgehend inflexiblen und langfristig unveränderter Nachfragestruktur. Deutlich zu erkennen ist dabei der mit dem Anteil erneuerbarer Energien zunehmende negative Anteil der Residuallast.

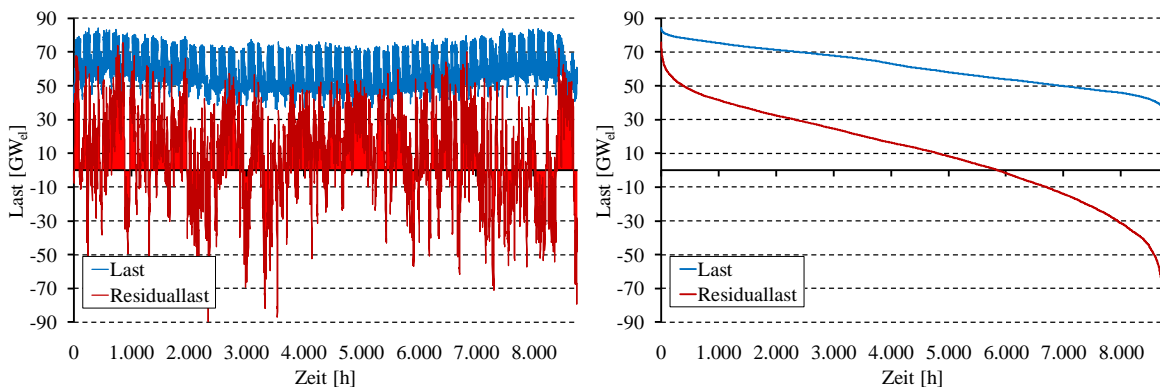


Abbildung 1-4: Beispielhafter Verlauf der Last und Residuallast in Deutschland (links) und geordnete Jahresdauerlinien (rechts) bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Um die nachgefragte Last in einem Elektrizitätsversorgungssystem mit einem hohen Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zu jedem Zeitpunkt decken zu können, stehen verschiedene technische und regulatorische Optionen zur Verfügung. Zum einen kann durch eine geregelte Erzeugung die eingespeiste Leistung an die Nachfrage angepasst werden. Flexible konventionelle Großkraftwerke und regelbare dezentrale Erzeugungsanlagen eignen sich demnach, um Versorgungslücken zu Zeitpunkten mit hoher Nachfrage und gleichzeitig geringer Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zu decken (*Prognos 2012; Tom-*

schi 2013; Agora 2017). Dabei können flexibilisierte Bioenergieanlagen sowohl bedarfsorientiert Elektrizität als auch gekoppelte Wärme erzeugen und dadurch zur Dekarbonisierung auf verschiedenen Systemebenen beitragen.

Zum anderen kann durch eine Veränderung der nachgefragten Leistung eine Anpassung an die inflexible Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erreicht werden. Speichertechnologien können bei auftretenden Erzeugungsüberschüssen geladen, bedarfsorientiert entladen und sowohl markt- als auch netzseitig genutzt werden (*Agora 2014a; DENA 2017; Hartmann 2013*). Lastmanagement ermöglicht eine flexible Anpassung der Nachfrage an die dargebotsabhängige Erzeugung (*AbLaV 2016; Haasz 2017; Steurer 2017*). Durch Einspeisemanagement kann die Erzeugungsleistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bei nicht zu kompensierenden Erzeugungsüberschüssen oder bei kritischen Netzzuständen reduziert werden (*Bothor et al. 2015; § 14 EEG 2017*). Power-to-X-Technologien, wie bspw. Power-to-Heat oder Power-to-Gas ermöglichen die Integration überschüssig erzeugter Elektrizität in andere Nutzungspfade, bzw. Wirtschaftsbereiche (*Agora 2014b*). Das Flexibilitätspotenzial lastbeeinflussender Flexibilitäts- und Integrationsoptionen ist meist durch zeitübergreifende Energiebilanzen, wie Speicherfüllstände oder Produktionsrestriktionen eingeschränkt. Weitere Anforderungen an die Flexibilitätsoptionen neben der zeitgleichen Deckung von Erzeugung und Nachfrage ergeben sich zudem hinsichtlich ihrer Leistungsgradienten, d. h. der zeitlichen Änderungsgeschwindigkeit ihrer aufgenommenen, bzw. abgegebenen Leistung.

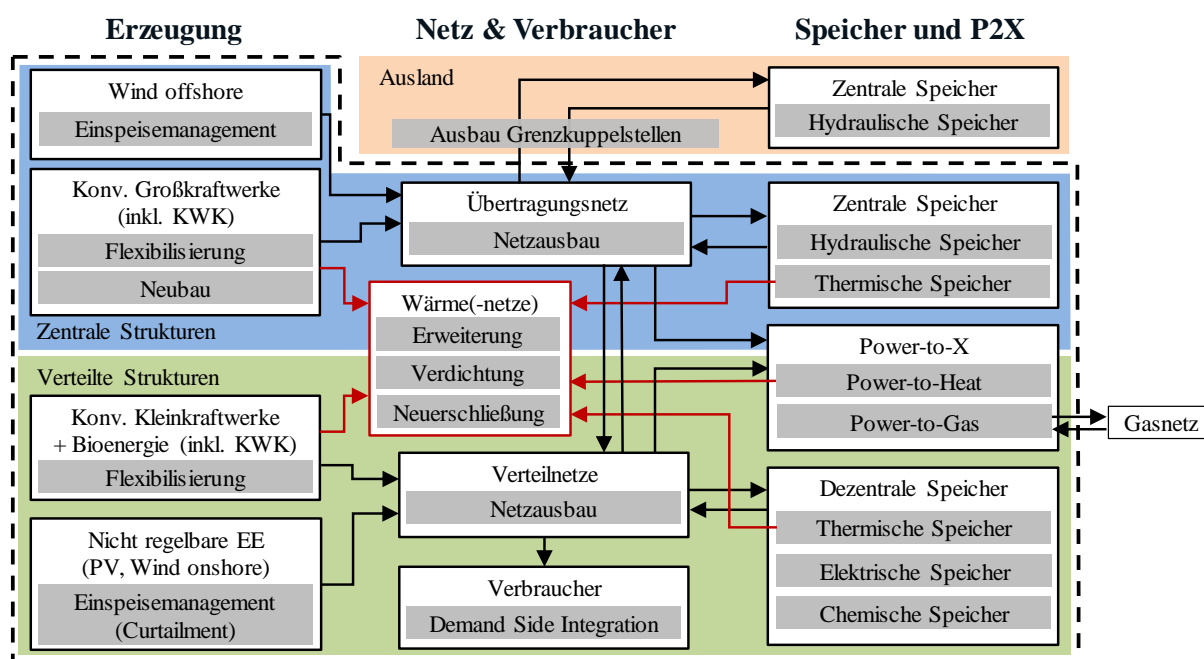


Abbildung 1-5: Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmemärkten (Quelle: *Bothor et al. 2015*, eigene Ergänzungen und Anpassungen).

Elektrizitätsnetze ermöglichen eine regional übergreifende Nutzung von Flexibilitäts Optionen, bspw. durch den Im- und Export von Elektrizität. Gleichzeitig begrenzen Netzengpässe die regional übergreifende Nutzung von Flexibilitäts Optionen. Die Netzinfrastruktur muss daher im Rahmen des Transformationsprozesses sowohl auf Transport- als auch auf Verteilebene ausgebaut werden (*DENA 2012; ÜNB 2017a*). In Abbildung 1-5 sind die genannten Flexibilitäts- und Integrationsoptionen sowie die Interdependenzen zwischen den einzelnen Systemelementen in gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmemärkten sowie die Schnittstelle zum Gasmarkt dargestellt.

Entwicklung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung

Während der Ausbau erneuerbarer Energien gezielt voranschreitet, ist beim konventionellen Kraftwerkspark ein Kapazitätsrückgang zu erwarten. In Abbildung 1-6 ist die Entwicklung der gesicherten Erzeugungsleistung aus dem Kraftwerksbestand und die Jahreshöchstlast in Deutschland von 2014 bis zum Jahr 2030 dargestellt.

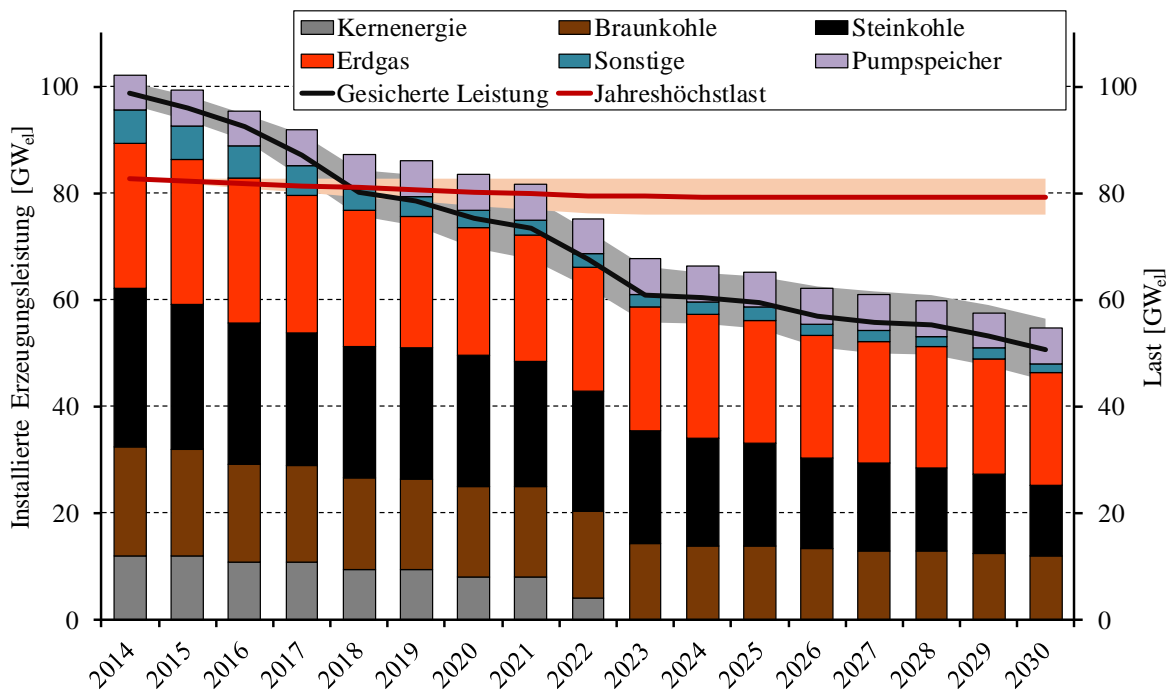


Abbildung 1-6: Entwicklung der gesicherten Erzeugungsleistung aus dem Kraftwerksbestand und der Jahreshöchstlast in Deutschland von 2014 bis zum Jahr 2030 (eigene Darstellung, nach *Borggreffe et al. 2015*).

In Folge des beschlossenen Kernenergieausstiegs gehen bis zum Jahr 2022 ca. 11,3 GW_{el} Bruttoerzeugungsleistung vom Netz. Der auf die geringen Grenzkosten und den Einspeisevorrang

dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zurückzuführende Merit-Order-Effekt⁶ senkt die Preise an der Strombörse und reduziert die jährlichen Betriebsstunden vor allem von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (*Sensfuß et al. 2008b*). Dieser Effekt und das auf regulatorische Preisobergrenzen zurückzuführende Missing-Money-Problem⁷ erschweren die Vollkostendeckung vor allem von konventionellen Kraftwerken. Dadurch bedingte, fehlende Investitionsanreize für neue disponible Kraftwerke und die u. a. auf Grund fehlender Wirtschaftlichkeit beantragten Stilllegungen von über 19 GW_{el} Nettonennleistung bestehender Kraftwerke (*BNetzA 2017*) führen zu einem Rückgang der gesicherten Erzeugungsleistung aus Bestandskraftwerken in Deutschland.

Mögliche Entwicklungspfade der Elektrizitätserzeugung zur Erreichung der politisch gesetzten Ziele wurden u. a. im Rahmen der Energiereferenzprognose (*Schlesinger et al. 2014*) im Jahr 2014 untersucht. In Abbildung 1-7 ist die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 für die Referenzprognose und das Zielszenario aus *Schlesinger et al. 2014* dargestellt.

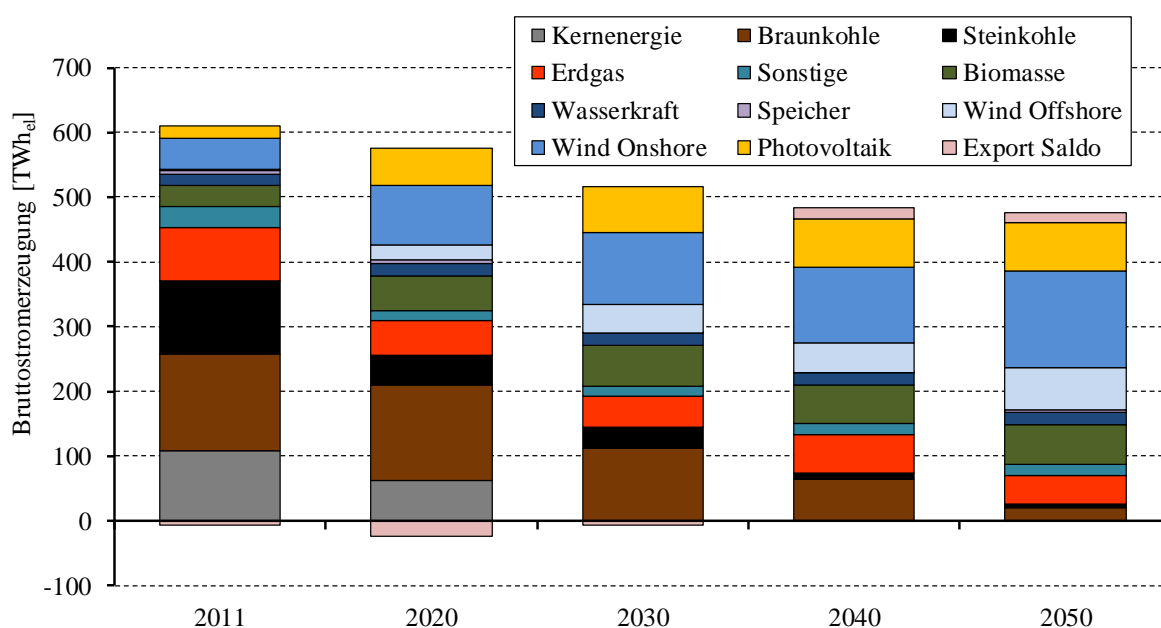


Abbildung 1-7: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern von 2011 bis 2050 (Eigene Darstellung, nach *Schlesinger et al. 2014*, Referenzprognose bzw. Zielszenario).

⁶ Als Merit-Order-Effekt wird die Marktverdrängung von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten durch den Markteintritt von Kraftwerken mit geringen Grenzkosten und die damit verbundene preissenkende Wirkung an liberalisierten Elektrizitätsmärkten bezeichnet.

⁷ Das Missing-Money-Problem beschreibt die durch regulatorische Preisobergrenzen implizierte Lücke zur Kostendeckung von Spitzenlastkraftwerken an Energy-Only-Elektrizitätsmärkten (*Sun et al. 2013*).

Die Abbildung verdeutlicht die Auswirkungen des Transformationsprozesses der Energiewende auf den zukünftigen Stromerzeugungsmix in Deutschland weg von einer durch konventionelle regelbare Erzeugungstechnologien, welche hauptsächlich auf Dampfkraftprozessen basieren, dominierten Erzeugung hin zu einem vorwiegend durch dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungstechnologien geprägten Versorgungssystem. Demnach werden im Jahr 2050 bei Erreichung der Ziele 375 TWh_{el} aus erneuerbaren Energien erzeugt. Zudem ändert sich der Exportsaldo im Zielszenario von 23 TWh_{el} im Jahr 2020 auf -16 TWh_{el} im Jahr 2050. Die Erzeugung aus Braun- und Steinkohle reduziert sich bis zum Jahr 2050 um 85 bzw. 95% im Vergleich zum Jahr 2011. Erdgas wird mit einer Bruttostromerzeugung von 45 TWh_{el} in 2050 voraussichtlich der wichtigste konventionelle Energieträger sein. Analog zur langfristigen Entwicklung der Bruttostromerzeugung ist in Abbildung 1-8 die im Zielszenario aus *Schlesinger et al. 2014* prognostizierte Entwicklung der installierten Bruttoleistung nach Energieträgern in Deutschland bis zum Jahr 2050 dargestellt.

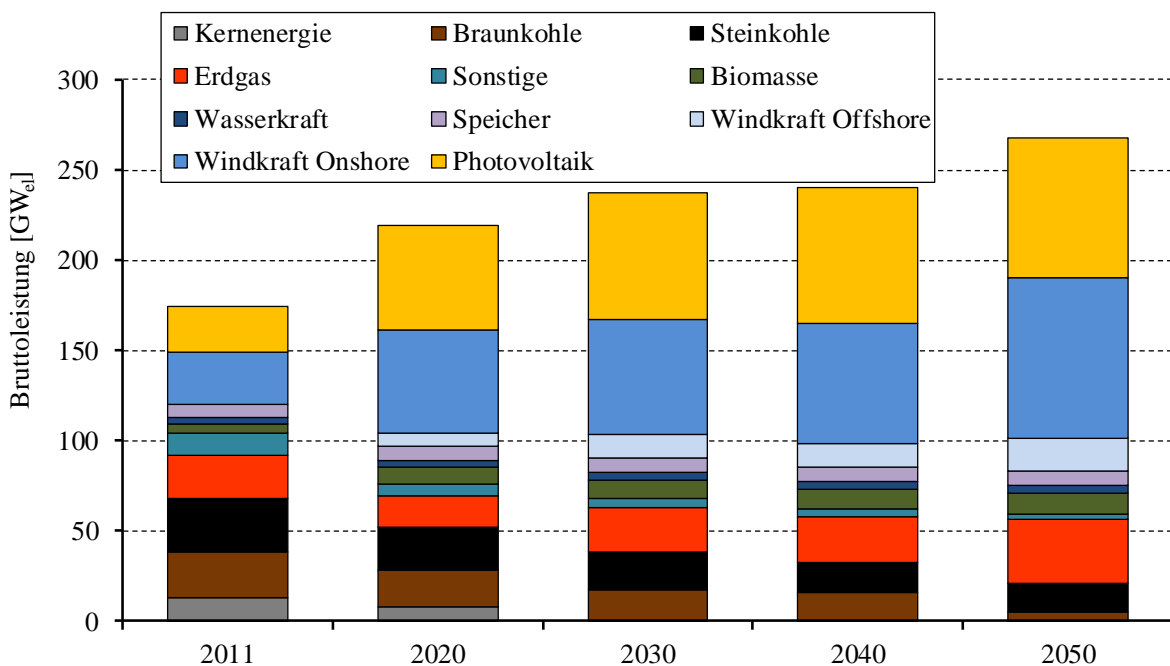


Abbildung 1-8: Entwicklung der installierten Bruttoleistung in Deutschland nach Energieträgern von 2011 bis 2050 (Quelle: Eigene Darstellung, nach *Schlesinger et al. 2014*, Referenzprognose bzw. Zielszenario)

Die Bruttoleistung erneuerbarer Energien beträgt in 2050 demnach über 270 GW_{el}. Die gesicherte Leistung im betrachteten Zielszenario wird hauptsächlich über Gaskraftwerke mit einer Bruttoleistung von 35 GW_{el}, Steinkohlekraftwerke mit einer Bruttoleistung von 16 GW_{el} und Biomassekraftwerke mit einer Bruttoleistung von 12 GW_{el} bereitgestellt. Die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke im Zielszenario reduzieren sich bei Gaskraftwerken von ca. 3.130 im Jahr 2020 auf ca. 1.270 im Jahr 2050, bei Braunkohlekraftwerken von ca. 7.230 im Jahr 2020 auf ca. 4.030 im Jahr 2050 und bei Steinkohlekraftwerken von ca. 1.890 im Jahr 2020 auf ca. 360 im Jahr 2050.

Entwicklung der energetischen Biomassenutzung zur Elektrizitätserzeugung

Bereits zu Beginn der 90er Jahre wurden vereinzelt Bioenergieanlagen zur Elektrizitätserzeugung betrieben. Der Leistungsbereich dieser Anlagen lag jedoch meist bei wenigen kW_{el} . Als Energieträger wurden damals vorwiegend biogene Reststoffe sowie Klär- und Deponiegase eingesetzt. In Abbildung 1-9 sind die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und der installierten elektrischen Leistung von Bioenergieanlagen nach Energieträgern dargestellt.

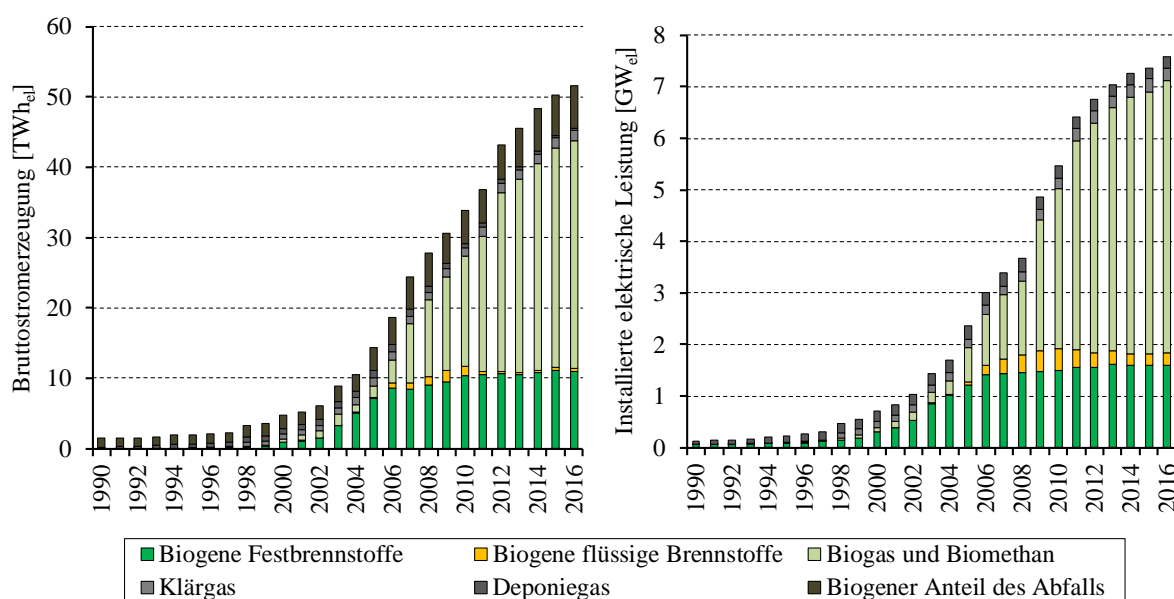


Abbildung 1-9: Entwicklung der Bruttostromerzeugung (links) und der installierten elektrischen Leistung (rechts) von Bioenergie in Deutschland von 1990 bis 2016 nach Bioenergieträgern (eigene Darstellung, Daten: *AGEE-Stat 2017*).

Seit dem im Jahr 2000 in Kraft getretenen Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (*EEG 2000*) ist ein kontinuierlicher Ausbau an Bioenergiekapazitäten und eine gleichzeitige Zunahme der Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen zu beobachten. Vor allem die Neufassungen des *EEG 2004* und des *EEG 2009* setzten deutlich zu erkennende Anreize vor allem für den Ausbau von Biogasanlagen. Ende des Jahres 2016 betrug die installierte Leistung aus Bioenergieanlagen insgesamt $7,6 \text{ GW}_{\text{el}}$ mit einer Bruttostromerzeugung von $51,6 \text{ TWh}_{\text{el}}$ (*AGEE-Stat 2017*). Mit einer installierten Leistung von $5,3 \text{ GW}_{\text{el}}$ und einer Bruttostromerzeugung von $32,4 \text{ TWh}_{\text{el}}$ haben Biogasanlagen den größten Anteil an der installierten Leistung und der Bruttostromerzeugung von Bioenergieanlagen, gefolgt von Anlagen zur Nutzung fester Biomasse mit einer installierten Leistung von $1,6 \text{ GW}_{\text{el}}$ und einer Bruttostromerzeugung von $11,0 \text{ TWh}_{\text{el}}$ (*AGEE-Stat 2017*). Die Nutzung flüssiger Bioenergieträger, wie z. B. Pflanzenöle, spielt mit einer installierten Leistung von $0,2 \text{ GW}_{\text{el}}$ und einer Bruttostromerzeugung von

0,4 TWh_{el} nur eine untergeordnete Rolle in Deutschland. Der Anteil von Deponie- und Klärgasanlagen ist mit einer Erzeugung von 0,5 TWh_{el} und einer installierten Leistung von 1,8 GW_{el} seit dem Jahr 2003 nahezu konstant.

Mit der Neufassung des *EEG 2012* wurde durch die Einführung der Marktprämie erstmals eine marktorientierte und systemdienliche Betriebsweise von Bioenergieanlagen angereizt. Aktuell (Stand: März 2017) liegt der Anteil geförderter Direktvermarktung bei 86 % an der installierten Leistung von Bioenergieanlagen (*ISI/IWES/IKEM 2017*). Die Vermarktung der erzeugten Elektrizität wird dabei meist über Direktvermarkter durchgeführt. Die Direktvermarkter treten bei der Vermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien als Aggregatoren auf. Dabei wird meist ein Portfolio aus unterschiedlichen erneuerbaren Energieanlagen und Flexibilitätsoptionen zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst. Dies ermöglicht u. a. auch die Präqualifikation aggregierter Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen und sorgt somit für die Überführung der bisher nach fixen Einspeisetarifen vergüteten erneuerbaren Energien in ein wettbewerbliches Umfeld. Die Direktvermarkter verfügen über keinen eigenen Bilanzkreis und stehen in Konkurrenz zueinander.

Geplanter Ausbau der Netzinfrastruktur

Um die Elektrizitätserzeugung und den Elektrizitätsverbrauch im Laufe des Transformationsprozesses der Energiewende zu jedem Zeitpunkt in Einklang zu bringen und die Systemsicherheit zu gewährleisten, sind Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen auf allen Ebenen der Netzinfrastruktur notwendig. Auf Übertragungsnetzebene sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für diese Aufgabe verantwortlich. Unter Anwendung des NOVA-Prinzips⁸ fertigen die ÜNB in einem maximal vierjährigen Zyklus (§ 12e *EnWG 2017*) je einen Netzentwicklungsplan und einen Offshore-Netzentwicklungsplan für die Bundesbedarfsplanung an. Das geplante Volumen für Netzverstärkungsmaßnahmen im Übertragungsnetz bis zum Jahr 2030 beträgt zwischen 7.600 und 8.500 Trassenkilometern. Der geplante Ausbaubedarf für Neutrassen und Gleichstrom-Interkonnektoren liegt in allen betrachteten Szenarien des Netzentwicklungsplans bei rund 3.800 Trassenkilometern. Das Gesamtvolumen der dafür notwendigen Investitionen liegt zwischen 34 und 36 Mrd. €. Werden die in *ÜNB 2017a* genannten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ) nicht vollständig, sondern lediglich zu 75 % als Erdkabel ausgeführt, sinken die veranschlagten Kosten auf ca. 32 bis 34 Mrd. €.

Der Investitionsbedarf zur Verstärkung, Erweiterung und zum Umbau der deutschen Verteilnetze wurden im Rahmen des technischen Gutachtens der dena-Verteilnetzstudie

⁸ Das NOVA-Prinzip basiert auf der Priorisierung von Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen gegenüber Ausbaumaßnahmen. Demnach wird bei der Erstellung von Netzentwicklungsplänen grundsätzlich zuerst das vorhandene Netz optimiert und verstärkt. Sind die technischen Optionen zur Optimierung und Verstärkung nicht ausreichend, so wird ein Neubau von Trassen vorgeschlagen (*ÜNB 2017a*).

(DENA 2012) auf Basis von Zubau-Szenarien und einer Clusteranalyse exemplarischer Modellnetze ermittelt. Der für den Transformationsprozess der Energiewende und der damit implizierten veränderten Versorgungsaufgabe in den Verteilnetzen erforderliche Ausbaubedarf liegt zwischen rund 159.000 Ausbaukilometern im Szenario NEP B 2012 und rund 214.000 Ausbaukilometern im Bundesländerszenario. Demnach liegt der Investitionsbedarf in den Verteilnetzebenen bis zum Jahr 2030 zwischen 27,5 und 42,5 Mrd. €.

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Zur Erreichung der nationalen energie- und klimapolitischen Ziele wurde in der Vergangenheit, wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, der Ausbau von Bioenergietechnologien zur Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung vorangetrieben. Diese Nutzungspfade der Bioenergie stehen jedoch zum einen auf Grund der im Vergleich zu Photovoltaik- und Windkraftanlagen hohen Gesteigungskosten und zum anderen im Hinblick auf eine langfristig optimale Allokation der begrenzten Biomassepotenziale auf andere Nutzungspfade in der Kritik. Zudem sind die durch die Nutzung von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft implizierten Systemeffekte nicht ausreichend untersucht, um langfristig robuste Aussagen zu treffen.

Die Möglichkeiten zum Einsatz von Bioenergie zur gekoppelten Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung im Rahmen des Transformationsprozesses der Energiewende sind vielfältig und mit Unsicherheiten behaftet. Bioenergieanlagen sind auf Grund ihrer technischen Auslegung generell regelbar. Sie können demnach die dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowohl markt- als auch netzdienlich in komplementärer Weise ergänzen. Durch die hohe technische Verfügbarkeit von Bioenergieanlagen können zukünftig fehlende konventionelle Kraftwerkskapazitäten substituiert und somit ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden. Im Vergleich zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien fallen für Bioenergieanlagen keine zusätzlichen Integrationskosten im System an. Zudem trägt die hohe Brennstoffeffizienz bei gekoppelter Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zur wirtschaftlichen Nutzung der Bioenergieträger bei. Die geringe, bei konsequenter Betrachtung nahezu klimaneutrale Treibhausgasbilanz (siehe hierzu u. a.: *Rehl et al. 2012*) und positive kreislaufwirtschaftliche Effekte von Bioenergie-Nutzungspfaden können auch langfristig für eine umweltverträgliche Bereitstellung von Energie sorgen. Neben Bioenergieanlagen gibt es eine Vielzahl weiterer technischer Optionen zur Gestaltung der Energiewende und somit zur Erreichung der in Deutschland gesetzten klimapolitischen Ziele. Auf Grund komplexer interdependenter Zusammenhänge in der Elektrizitätswirtschaft und im gesamten Energiesystem ist eine Entscheidungsfindung zum rationellen Einsatz von Bioenergie auf Basis singulärer Betrachtungen nicht möglich. Durch eine integral vergleichende modelltechnische Analyse aller zur Verfügung stehenden Optionen zur Sicherstellung der Versorgungsaufgabe im Elektrizitäts-

und leitungsgelassenen Wärmemarkt unter den gesetzten restriktiven energie- und klimapolitischen Zielsetzungen können Aussagen über den Beitrag von Bioenergie hergeleitet werden. Folgende zwei Leitfragen sollen demnach im Rahmen dieser Arbeit beantwortet werden:

„Kann die flexible Nutzung von Bioenergie in Deutschland zur kostenoptimalen Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft unter vergleichender Berücksichtigung anderer Technologieoptionen beitragen?“

„Welche Systemeffekte treten durch die flexible Nutzung von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft auf?“

Zur Analyse des Beitrags von Bioenergie in zukünftigen Dekarbonisierungsszenarien der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sollen demnach die durch die Nutzung von Bioenergie auftretenden Systemeffekte sowie die damit verbundenen technischen und ökonomischen Implikationen identifiziert, quantifiziert und bewertet werden. In Abbildung 1-10 ist die methodische Vorgehensweise und Struktur der Arbeit zur Beantwortung der Leitfragen dargestellt.

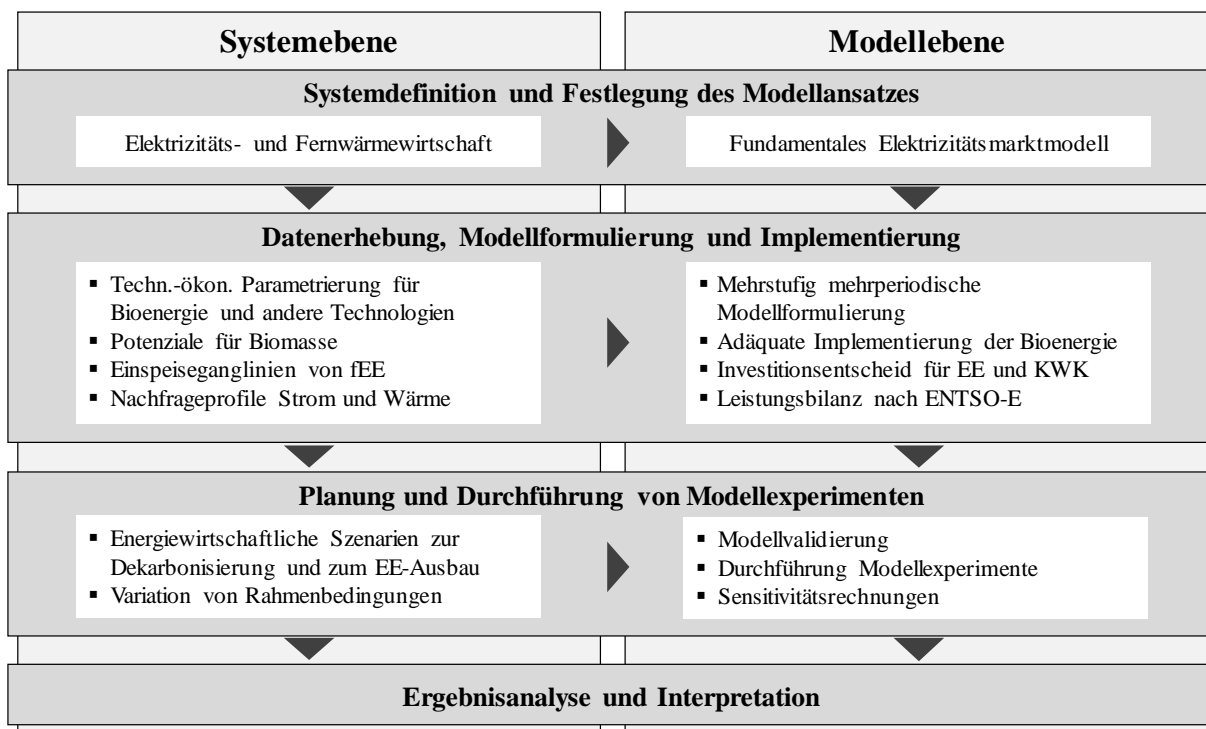


Abbildung 1-10: Methodische Vorgehensweise und Struktur der Arbeit

Hierfür werden in dieser Arbeit folgende Ziele gesetzt:

1. Für die quantitative Analyse zur Rolle der Bioenergie in zukünftigen Dekarbonisierungsszenarien der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien soll ein geeignetes systemanalytisches Energiemodell ausgewählt und problemadäquat angepasst bzw. erweitert werden.
2. Für Bioenergie- und Konkurrenztechnologien sollen technische und ökonomische Parameter recherchiert oder hergeleitet werden. Ferner soll eine problemadäquate Inputdatenbasis für den gewählten Modellansatz zur Beantwortung der Fragestellung generiert werden.
3. Zur Analyse des Beitrags der Bioenergie zur Dekarbonisierung der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sollen Szenarioanalysen und Varianten mit gleichen Zielrestriktionen jeweils mit und ohne Bioenergie-technologien durchgeführt werden. Die Ergebnisse werden vergleichend gegenübergestellt und bewertet.
4. Um die durch die Nutzung von Bioenergie induzierten Systemeffekte in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft zu identifizieren und robuste Aussagen über deren treibende Einflussparameter zu treffen, werden die maßgebenden Wechselwirkungen zwischen Bioenergie-technologien und dem Gesamtsystem⁹ der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft analysiert.

1.3 Stand der Forschung

Die Flexibilisierung von Biomasseanlagen im Elektrizitätssektor ist derzeit eines der meist diskutierten Themenfelder im Bereich der energetischen Biomassenutzung. Die Literatur zu modellbasierten Analysen in diesem Themenfeld lässt sich in systemanalytische Studien zur Einordnung der Bioenergie (s. Abschnitt 1.3.1) und allgemeine Energiesystemstudien zum Ausbau erneuerbarer Energien unterteilen (s. Abschnitt 1.3.2). Der Fokus der Studienübersicht liegt sowohl auf den inhaltlichen Erkenntnissen hinsichtlich der Bioenergie, als auch auf der modelltechnisch adäquaten Abbildung von Bioenergieanlagen. Auf Basis der Studienübersicht wird die Arbeit eingeordnet und inhaltlich abgegrenzt (s. Abschnitt 1.3.3).

⁹ Gesamtsystem: Als das Gesamtsystem wird in dieser Arbeit die Gesamtheit aller Systemelemente der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft, wie beispielsweise Erzeugungstechnologien, Speichertechnologien und Netze definiert. Diese werden anhand von technischen und ökonomischen Parametern beschrieben. Die Schnittstellen zu angrenzenden Teilsystemen der Energie- und Volkswirtschaft, wie zum Beispiel Energieträger, werden als Ein- und Ausgangsströme bilanziert.

1.3.1 Systemanalytische Einordnung der Bioenergie

Im Folgenden werden relevante systemanalytische Studien, die sich explizit mit der Rolle der Bioenergie oder einzelner Bioenergiotechnologien in der Elektrizitätsversorgung in Deutschland befassen, vorgestellt und diskutiert. In *FfE 2012* wird der Einfluss flexibilisierter Biogasbestandsanlagen auf die Elektrizitätsversorgung in Bayern bis zum Jahr 2033 untersucht. Hierfür wird in der Studie ein Optimierungsalgorithmus für die bedarfsorientierte Einsatzplanung von Biogasanlagen entwickelt und beschrieben. Die ermittelte verfügbare Leistung durch eine Flexibilisierung aller Biogasanlagen in Bayern wird mit ca. 1,4 GW_{el} beziffert. Aussagen über die Optimalität dieser Entwicklung aus Gesamtsystemsicht werden nicht getroffen. Die durch den Einsatz von Bioenergie induzierten Effekte auf das Gesamtsystem und die Gesamtsystemkosten werden nicht thematisiert.

In *Schreiber 2012* wird der Beitrag flexibler Biogasanlagen und anderer Flexibilitätsoptionen zur Glättung der Residuallast und zur Steigerung des Selbstversorgungsanteils in der regenerativen Modellregion Harz analysiert. Eine gesonderte Auswertung des Beitrags flexibler Biogasanlagen zur regionalen Residuallastglättung findet jedoch nicht statt. Der Autor weist zudem auf die mögliche Abweichung der Modellergebnisse von einem ganzheitlich optimalen Versorgungssystem hin und begründet dies mit der hohen Komplexität und schwierigen Umsetzbarkeit dafür notwendiger Modellansätze.

Basierend auf dem von *Nitsch et al. 2012* ermittelten Gesamtpotenzial für biogene Energieträger untersuchten *Thrän et al. 2015* technologische Entwicklungspfade anhand von Extremszenarien der Biomassenutzung (Strom-Wärme vs. Kraftstoff) in einem Modellverbund unter Berücksichtigung intersektoraler Nutzungskonkurrenzen. Im Szenario SW-N¹⁰ wurde beispielsweise ein Ausbau von Biogasanlagen zur Stromproduktion auf ca. 520 PJ im Jahr 2050 und ein zunehmender Einsatz von Holzvergasungstechnologien ab dem Jahr 2035 bis auf ca. 85 PJ im Jahr 2050 prognostiziert. Für stromerzeugende Biomasseanlagen wurden dabei 5.000 Jahresvolllaststunden zur vereinfachten Abbildung einer bedarfsorientierten Erzeugung unterstellt.

In *Tafarte et al. 2015* wird der potenzielle Beitrag flexibler Biomasseanlagen zur Glättung (Minimierung der täglichen Varianz) der Residuallast für die Stützjahre 2011 und 2030 in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH im Vergleich zu grundlastbetriebenen Biomasseanlagen und unter Berücksichtigung anderer Flexibilitätsoptionen analysiert. Dabei wurde die Reduktion der Varianz in der täglichen Residuallast mit bis zu 54 % durch einen flexiblen Betrieb von Biomasseanlagen gegenüber einem System mit in Grundlastfahrweise betriebenen

¹⁰ Im Szenario SW-N in *Thrän et al. 2015* wird von einem vollständigen Einsatz der in Deutschland nachhaltig verfügbaren Biomasse zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme unter verstärkten Nachhaltigkeitsanforderungen ausgegangen.

Biomasseanlagen beziffert. Eine monetäre Bewertung der flexiblen Fahrweise von Biomasseanlagen hinsichtlich der Auswirkungen auf die Entwicklung der Gesamtsystemkosten konnte auf Grund des gewählten Ansatzes nicht erfolgen.

Holzhammer 2015 untersucht die aus Systemsicht optimale Betriebsweise von Biogasanlagen im deutschen Stromsektor bis zum Jahr 2030. Der Fokus der Arbeit liegt in der vergleichenden Gegenüberstellung der Grundlaststromproduktion von Biogasanlagen mit möglichen Flexibilisierungskonzepten unterschiedlichen Umfangs. Die Analyse basiert auf einer Variation der Strommengen von Biogasanlagen, des Flexibilisierungsgrades der Biogasanlagen und der genutzten Anlagentechnik. Mit einem gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodell wird der Einfluss der Variationen auf den konventionellen Kraftwerks- und Speicherpark untersucht. Durch die flexible Betriebsweise von Biogasanlagen werden Effekte zur Reduktion der Gesamtsystemkosten im Jahr 2010 bei einer Flexibilisierung des Biogasanlagenparks auf 4.000 Volllaststunden identifiziert. Hinsichtlich der Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien und dem Beitrag von Biogasanlagen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden keine Aussagen getroffen. Eine modellendogene Ausbauoptimierung des Biogasanlagenparks findet nicht statt.

In *Trommler et al. 2016* werden technische und ökonomische Effekte flexibel betriebener Biogasanlagen auf Stromverteilnetze untersucht. Zur ökonomischen Bewertung der durch flexible Bioenergieanlagen netzseitig implizierten Effekte wird ein auf Szenarien basierender wirtschaftlicher Vergleichsrechnungen angewandt. Durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen, u. a. von Biogasanlagen, werden netzseitige Effekte beschrieben, die zur Reduktion der Gesamtsystemkosten führen. Eine technologiespezifische Quantifizierung der durch flexible Biogasanlagen induzierten Effekte im Verteilnetz findet nicht statt.

In *Holzhammer et al. 2017* wird der Einfluss flexibler Bioenergieanlagen auf den Betrieb konventioneller Kraftwerke, dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und Stromspeicher im Hinblick auf die Deckung der Residuallast und der Erbringung von Systemdienstleistungen auf Basis einer Szenarioanalyse untersucht. Hierfür wird ein zweistufiger Ansatz angewendet. In der ersten Stufe wird die sektorübergreifende Zubau- und Einsatzoptimierung mit einem linearen Optimierungsmodell berechnet. Anschließend findet eine detaillierte Einsatzoptimierung des in der ersten Stufe berechneten Kraftwerksparks mit einem regionalisierten (Netzregionen) gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodell statt. Das Spektrum von Bioenergieanlagen umfasst sowohl Biogasanlagen, als auch Holzheizkraftwerke. Die Ergebnisse zeigen, dass flexibilisierte Bioenergieanlagen, die zur Residuallastdeckung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden, die Kosten des Energieversorgungssystems reduzieren. Bei der Analyse wird der Bioenergieanlagenpark modellexogen vorgegeben und über Szenariovariationen modifiziert. Eine endogene Optimierung der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen findet nicht statt. Zudem werden die durch die Nutzung von Bioenergieanlagen

implizierten Effekte auf die Systemgesamtkosten nicht differenziert betrachtet und nicht quantifiziert.

Lauer und Thrän 2018 analysieren den Einfluss von drei verschiedenen Biogausbauszenarien auf die Gesamtsystemkosten des Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland für den Zeithorizont 2016-2035. Dabei nutzen sie das in *Lauer et. al 2017* beschriebene nichtlineare Optimierungsmodell. Durch die Nutzung von Biogasanlagen wird in den betrachteten Szenarien eine Glättung der Residuallast und somit eine Reduktion des Flexibilitätsbedarfs erreicht. Dies ist auf folgende zwei Effekte zurückzuführen: Zum einen werden in den Szenarioanalysen, bei gleichbleibendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, Windkraftanlagen durch Biogasanlagen substituiert und dadurch der Gleichzeitigkeitseffekt der intermittierenden Erzeugung von Windkraftanlagen reduziert. Zum anderen Erzeugen flexible Bioenergieanlagen bedarfsorientiert Elektrizität und ergänzen die intermittierende Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien komplementär. Flexible Biogasanlagen werden dabei nach dem Jahr 2030 als Systemkosten senkend identifiziert. Eine endogene Optimierung der Biogasanlagenkonfiguration (vereinfachte Annahme für flexible Biogasanlage: 4.380 Jahresvolllastbetriebsstunden und eine Biogasspeicherkapazität von 10 Stunden mit optionaler flexibler Rohbiogasproduktion) findet nicht statt.

1.3.2 Allgemeine Energiesystemstudien zum Ausbau erneuerbarer Energien

In *Nitsch et al. 2012* werden Transformationspfade der Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugung auf Basis in sich konsistenter Energieszenarien der Deutschen Energiewirtschaft für Emissionsminderungsziele um mindesten 85 % gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 und dem gleichzeitigen Ausbau erneuerbarer Energien untersucht. Zur Analyse des Energiesystems wird das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt entwickelte Modell REMix (Modellbeschreibung siehe: *Scholz 2012*) genutzt. In *Scholz 2012* ist eine modelltechnische Differenzierung in drei Bioenergietechnologien und zusätzliche Konversionspfade beschrieben. Für die Nutzung von Bioenergie werden demnach sowohl Elektrizitätserzeugungstechnologien mit und ohne gekoppelter Wärmeerzeugung, als auch Konversionspfade zur Kraftstoffproduktion berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass im Jahr 2050 ca. 630 PJ zur Stromerzeugung genutzt werden (Szenarien 2011 A-C), mit einer aus Biomasseanlagen produzierten Strommenge von knapp 60 TWh_{el} (davon Biogas: ca. 28 TWh_{el}, feste Biomasse: ca. 25,5 TWh_{el}; sonstige Biomasse: ca. 6,5 TWh_{el}). In *Nitsch et al. 2012* wird demnach ein breites Spektrum möglicher Konversionspfade für Bioenergie unter Berücksichtigung aller anderen Konkurrenztechnologien im Gesamtenergiesystem Deutschland abgedeckt. Die durch die Nutzung von Bioenergie implizierten Effekte auf einzelnen Systemebenen werden nicht quantifiziert und bewertet.

In *Krzikalla et al. 2013* werden Möglichkeiten zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien im deutschen Elektrizitätsmarkt modelltechnisch untersucht und systemisch bewertet. Hierfür wird ein Fundamentalmodell des deutschen Strommarktes (BET-Energiemarktmodell) angewandt. Auf Grund der fehlenden Modellbeschreibung können keine weiteren Aussagen zur modelltechnischen Abbildung der Bioenergietechnologien getroffen werden. Für die Nutzung von Bioenergie werden sowohl Biogas und feste Biomasse, als auch Konversionstechnologien für Biomethan untersucht. Die Systemrelevanz des Einsatzes von Bioenergie ab dem Jahr 2020 mit einer Leistung von 15 GW_{el} und ab dem Jahr 2030 mit bis zu 20 GW_{el} als Ausgleichsoption¹¹ wird qualitativ als „hoch“ eingestuft. Die durch die Nutzung von Bioenergie induzierten Effekte, welche zu dieser Aussage führen, werden nicht oder nur rudimentär beschrieben und nicht quantifiziert.

In *Henning und Palzer 2013* werden langfristige modellbasierte Analysen zur Reduktion von CO₂-Emissionen durch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen und die Nutzung von erneuerbaren Energien im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2050 durchgeführt. Für die Analyse wird das Regenerative Energien Modell – Deutschland (REMod-D) verwendet. Die ausführliche Modellbeschreibung einer aktuellen Modellversion von REMod-D ist in *Platzer 2016* dokumentiert. Für Bioenergieanlagen werden feste und flüssige Bioenergieträger, Biogas und Bio-Erdgas mit jeweils limitierten Potenzialen berücksichtigt. Die modelltechnische Abbildung der Anlagen ist sehr vereinfachend umgesetzt. Für die Nutzung von Bioenergie wurden Technologiepfade und Potenzialgrenzen beschrieben und es wurde auf eine hohe Relevanz der Bioenergie hingewiesen. Diese wird im weiteren Verlauf nicht weiter ausgewertet.

In der Energiereferenzprognose 2014 (*Prognos 2014*) wird die Entwicklung der Energiemärkte für Deutschland bis zum Jahr 2050 untersucht. Die Bioenergie wird einleitend als wichtigste erneuerbare Energiequelle betitelt. Für die Analysen werden mehrere Modellansätze angewandt. Zur Identifikation von gesamtwirtschaftlichen Effekten wird das energie- und umweltökonomische Modell PANTA RHEI (Modellbeschreibung siehe: *Distelkamp et al. 2003*) genutzt. Für die Abbildung des Strommarktes wird das am Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln entwickelte Strommarktmodell DIMENSION (Modellbeschreibung siehe: *Richter 2011*) verwendet. Eine differenzierte Abbildung von Bioenergietechnologien wird in der Modellbeschreibung nicht erwähnt. In den Ergebnissen der Szenarioanalyse liegt der Primärenergieeinsatz aus Bioenergie zwischen 459 PJ (feste Biomasse: 232 PJ; Biogas: 227 PJ) im Trendszenario und 499 PJ im Zielszenario (feste Biomasse: 307 PJ; Biogas: 192 PJ). Das entspricht einer Bruttostromerzeugung zwischen 48 TWh_{el} (davon 27 TWh_{el} aus Biomasse-

¹¹ Kriterien zur Bewertung der Systemrelevanz von Ausgleichsoptionen: Kosteneffizienz, Potenzial und technische Reife.

KWK) im Zielszenario und 60 TWh_{el} (davon 48 TWh_{el} aus Biomasse-KWK) im Referenzszenario. Die durch die Nutzung von Bioenergiotechnologien implizierten Effekte im Gesamtsystem werden nicht weiter erläutert.

In *Gerhardt et al. 2015* wird eine Analyse der sektorübergreifenden Interaktionen zwischen Elektrizitäts- und Wärmemarkt sowie dem Verkehrssektor in Deutschland bei zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien durchgeführt. Für die sektorübergreifende Ausbauroptimierung und Einsatzplanung wird das lineare Energiemodell SCOPE (kurze Modellbeschreibung siehe: *Gerhardt 2015*) verwendet. Biomassepotenziale werden differenziert in Reststoffe und Anbaubiomasse berücksichtigt. Zudem wird ein breites Spektrum an Bioenergiotechnologien wie Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke, Konversionstechnologien für Kraftstoffe und gasförmige Bioenergieträger und Wärmeerzeugungstechnologien abgebildet. Die Ergebnisse zeigen eine optimale Nutzung der begrenzten Biomassepotenziale vorwiegend im Verkehrssektor. Die Auswertungen zur stündlichen Stromerzeugung für Deutschland im Jahr 2050 zeigen eine kontinuierliche Grundlastbetriebsweise der eingesetzten Bioenergieanlagen. Demnach wird eine vereinfachte Abbildung der Bioenergiotechnologien zur Stromerzeugung in SCOPE vermutet (da keine ausführliche Modellbeschreibung für SCOPE vorliegt, kann diese Aussage nicht überprüft werden).

In *Elsner et al. 2015* werden Aussagen zum zukünftigen Bedarf von Flexibilitätsoptionen in der deutschen Elektrizitätsversorgung hergeleitet. Zur Bedarfsermittlung wird für 130 verschiedene Varianten der zukünftigen Stromversorgung, die zum Teil auf vorangegangenen Studien basieren, ein kostenoptimales Portfolio zur Deckung der residualen Last bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien und variierenden Rahmenbedingungen berechnet. Zur Abbildung der Bioenergie werden nur zwei Nutzungspfade abgebildet. Biomethan wird dabei in fast allen Variationen, mit einem Emissionsreduktionsziel von 90 % oder höher gegenüber dem Vergleichsjahr 1990, zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Lediglich in Szenarien mit solarthermischen CSP-Kraftwerken und Braunkohle-CCS-Technologien wird auf die Nutzung von Biomethan verzichtet. Holzheizkraftwerke hingegen werden erst bei ambitionierteren CO₂-Minderungszielen, hoher Dezentralität oder in Szenarien mit einem Anteil von 100 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch genutzt. Im Hinblick auf die Bewertung der Bioenergie als Flexibilitätsoption ist das reduzierte Technologiespektrum der Bioenergie und die reine Fokussierung auf die Elektrizitätserzeugung ohne gekoppelte Wärmeerzeugung kritisch zu betrachten. Aussagen zum Beitrag der Bioenergie auf einzelnen Systemebenen werden nicht getroffen. Die Quantifizierung des Beitrags der Bioenergie zur Erreichung der energiepolitischen Ziele wird in *Elsner et al. 2015* als zentrales zukünftiges Forschungsthema im Bereich Bioenergie genannt.

1.3.3 Einordnung und Abgrenzung der Arbeit

Aus den in Abschnitten 1.3.1 und 1.3.2 erläuterten systemischen Studien lassen sich Aussagen zum Beitrag der Bioenergie in zukünftigen Energieszenarien in Deutschland ableiten. Demnach wird die energetische Nutzung von Biomasse in allen Studien als relevant angesehen. Die quantitativen und qualitativen Aussagen zu genutzten Potenzialmengen, installierten Erzeugungsleistungen und genutzten Bioenergie-technologien weichen jedoch in den verschiedenen Studien voneinander ab. Die durch die Nutzung von Bioenergie implizierten Effekte im jeweilig betrachteten System werden in den genannten Studien nicht oder nur unzureichend beschrieben. Dadurch sind die Aussagen hinsichtlich der Nutzung von Bioenergie nur wenig robust und nachvollziehbar. Bioenergie-technologien sind in den meisten Modellen nur vereinfacht abgebildet. Die integrale Abbildung des Investitionsentscheids für Biogasspeicher und Blockheizkraftwerk bei flexiblen Biogasanlagen wurde beispielsweise in keinem der genannten Modelle beschrieben.

Um die durch eine wirtschaftliche Nutzung von Bioenergie induzierten Systemeffekte zu identifizieren und die Auswirkungen im System einzelnen Technologieeigenschaften der Bioenergie zuzuordnen, wird im Rahmen dieser Arbeit ein geeignetes Elektrizitätsmarktmodell mit erweitertem und hinsichtlich flexibler Betriebsweisen adäquat abgebildetem Bioenergie-technologiespektrum entwickelt und die modelltechnische Umsetzung dokumentiert. Die Analysen dieser Arbeit sind auf die Herleitung systemischer Effekte zur Nutzung von Bioenergiepotenzialen in zukünftigen Energieszenarien mit hohem Dekarbonisierungsgrad und hohen Zielanteilen erneuerbarer Energien ausgerichtet. Zur Analyse der Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung werden Abstraktionen hinsichtlich des zu betrachtenden realen Systems vorgenommen. Durch „Grüne Wiese“¹²-Szenarien werden die in der Realität bereits umgesetzten irreversiblen Entscheidungen hinsichtlich der Versorgungsstruktur vernachlässigt. Dadurch kann ein durch bestehende Rahmenbedingungen unbeeinflusstes theoretisches Optimum der zukünftigen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung berechnet und die dabei auftretenden Effekte eindeutig den gesetzten Zielgrößen zugeordnet werden. Zur Identifikation der durch die Nutzung von Bioenergie implizierten Systemeffekte im Elektrizitäts- und Fernwärmemarkt werden Szenarioanalysen und Varianten jeweils mit und ohne Bioenergie-technologien unter sonst gleichbleibenden Bedingungen durchgeführt. Dabei können allgemeingül-

¹² „Grüne-Wiese“-Ansatz: Es wird davon ausgegangen, dass alle Investitionen der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung von Grund auf neu geplant und errichtet werden. Dadurch entsteht ein der vorgegebenen Versorgungsaufgabe und den gesetzten Rahmenbedingungen optimal angepasstes Versorgungssystem. Diese Vorgehensweise eignet sich vor allem zur langfristigen Planung und zur Identifikation von Wechselwirkungen und Systemeffekten, da bereits getroffene (irreversible und ggf. nicht-optimale) Entscheidungen zur Planung des Versorgungssystems keinen Einfluss auf das Modellergebnis haben.

tige Aussagen über die durch Bioenergie implizierten Systemeffekte getroffen und für die definierten Szenarien quantifiziert werden. Die Robustheit der Aussagen wird über erweiterte Sensitivitätsrechnungen gegenüber Eingangsparametern und Modellerweiterungen geprüft. Im Gegensatz zu den vorgestellten Studien sollen demnach keine optimierten Transformationspfade vom bestehenden Versorgungssystem hin zu einem zukünftigen System berechnet werden. Vielmehr steht die Identifikation systemischer Zusammenhänge und Wechselwirkungen in Bezug auf die Nutzung von Bioenergie im Elektrizitäts- und Fernwärmemarkt für zukünftige Szenarien mit hohen Zielanteilen erneuerbarer Energien im Fokus der Arbeit. Die gewonnenen grundlegenden Effekte und Erkenntnisse können in zukünftigen Systemstudien berücksichtigt werden und Aussagen über die Notwendigkeit einer inhaltlichen und modelltechnisch adäquaten Abbildung von Bioenergieanlagen in Energiesystemmodellen und Szenariobetrachtungen liefern.

2 Technologiebeschreibung und ökonomische Grundlagen der Systemanalyse

Im folgenden Kapitel werden die für diese Arbeit notwendigen Grundlagen der energetischen Biomassenutzung (s. Abschnitt 2.1) und ökonomische Grundlagen zu Kostenberechnungen aus betriebswirtschaftlicher (s. Abschnitt 2.2) und gesamtsystemischer (s. Abschnitt 2.3) Perspektive beschrieben. Anschließend wird die Methode der Systemanalyse und die Einordnung systemanalytischer energiewirtschaftlicher Modellansätze erläutert (s. Abschnitt 2.4).

2.1 Grundlagen der energetischen Biomassenutzung

Die energetische Nutzung von Biomasse umfasst ein breites Spektrum an Konversions- und Nutzungspfaden. Diese werden in Abschnitt 2.1.1 dargestellt und beschrieben. In Abschnitt 2.1.2 werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Bioenergie-Technologieoptionen zur Konversion und zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung beschrieben.

2.1.1 Übersicht der Konversions- und Nutzungspfade

Die in Abbildung 2-1 dargestellten Bereitstellungsketten für End- bzw. Nutzenergie aus Biomasse umfassen alle Prozessschritte von der Energiepflanzenproduktion, bzw. der Erschließung von Nebenprodukten und Rückständen, über verschiedene Konversionspfade und Sekundärenergieträger hin zur Erzeugung von Kraft und Wärme (*Kaltschmitt et al. 2016*). Neben den traditionellen Nutzungspfaden, wie beispielsweise dem Sammeln von Waldrestholz und der anschließenden Verbrennung zum Kochen und Heizen, sind inzwischen fortgeschrittene und integrierte Technologien zur Elektrizitäts-, Wärme- und Kraftstoffproduktion etabliert. Zur Elektrizitätserzeugung sind in Deutschland Biogastechnologien, die auf dem Prinzip der anaeroben Fermentation mit anschließender Verbrennung gasförmiger Bioenergieträger beruhen und Holzheizkraftwerke mit direkter Verbrennung fester Biomasse etabliert. Neuere Verfahren wie die Biomethanaufbereitung oder die Holzvergasung dienen der Konversion und Aufbereitung von Biomasse zu erdgasäquivalenten Bioenergieträgern, die in das Erdgasnetz eingespeist werden können. Neben den rein energetischen Nutzungspfaden gewinnt die Kaskadennutzung nachwachsender Rohstoffe immer mehr an Bedeutung. Dabei geht der energetischen Nutzung meist eine stoffliche Nutzung zur Erhöhung der Ressourcen- und Nutzungseffizienzen und verbesserter Klimawirkung voraus (*UBA 2017*).

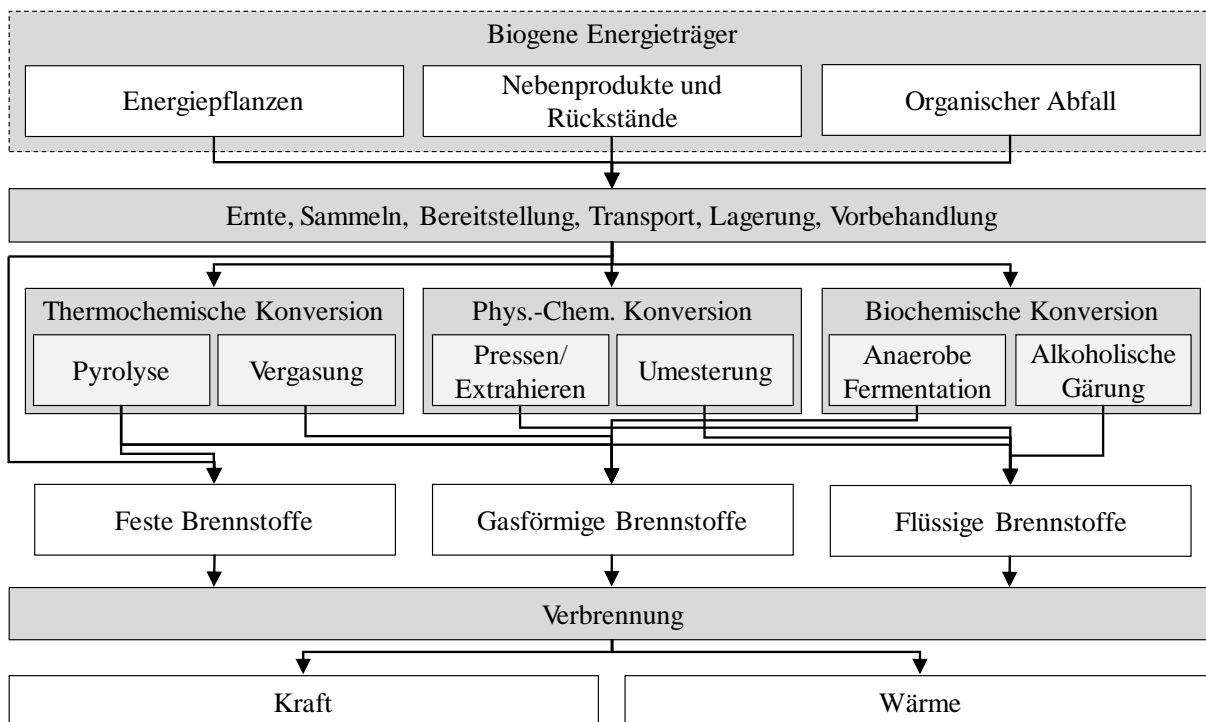


Abbildung 2-1: Schematischer Aufbau von Bereitstellungsketten zur energetischen Nutzung von Biomasse (Eigene Darstellung, nach *Kaltschmitt et al. 2016*)

2.1.2 Betrachtete Bioenergietechnologien

Im Folgenden werden die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Technologieoptionen der energetischen Biomassenutzung zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme beschrieben.

Landwirtschaftliche Biogasanlagen

Zur Bereitstellung von Biogas aus Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern¹³ steht ein breites Spektrum an Verfahrens- und Anlagentechnik zur Verfügung. Zudem werden in nichtlandwirtschaftlichen Biogasanlagen erweiterte Verfahren zur Behandlung von Abfallstoffen¹⁴ angewandt, die im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter berücksichtigt werden. Der Biogasprozess beruht auf dem biologischen Prozess des anaeroben Abbaus organischer Masse. Dabei setzen verschiedene Mikroorganismen unter Ausschluss von Sauerstoff die in der Biomasse enthaltenen Nährstoffe wie Eiweiße, Fette und Kohlenhydrate in vier Phasen¹⁵ nahezu vollständig in Biogas um. Biogas ist ein Gasgemisch und besteht zum Großteil aus Methan (50-75 Vol.-%) und Kohlendioxid (25-50 Vol.-%). In Abbildung 2-2 ist das Fließschema einer landwirtschaft-

¹³ Anerkannte Biomasse gemäß § 2 *BiomasseV 2016*

¹⁴ Nicht als Biomasse anerkannte Stoffe gemäß § 3 *BiomasseV 2016*

¹⁵ Erweiterte Grundlagen zum Prozess der anaeroben Fermentation und zur technischen Ausführung verschiedener Fermentationsverfahren sind u.a. in: *FNR 2013* und *Wellinger et al. 2013* beschrieben.

lichen Biogasanlage mit kombiniertem Durchfluss-Speicherverfahren und einer Vor-Ort-Verstromung des Rohbiogases mittels Blockheizkraftwerk dargestellt. Das Durchfluss-Speicherverfahren zur Nassfermentation wird bei ca. 92 % des Biogasanlagenbestandes eingesetzt (Scheftelowitz *et al.* 2014). Dabei variiert die Anzahl der Gärbehälter (Fermenter und Nachgärer) in Abhängigkeit vom Anlagenkonzept und von der Anlagengröße. Das im Gärprozess erzeugte Rohbiogas wird bei Anlagenkonzepten mit Vor-Ort-Verstromung in einem Biogas-Blockheizkraftwerk durch eine Verbrennungskraftmaschine in elektrische und thermische Energie gewandelt. In der Praxis werden sowohl Hubkolbenmotoren mit Otto-Verfahren¹⁶ als auch mit Zündstrahlverfahren¹⁷ zur Nutzung von Rohbiogas eingesetzt (Scheftelowitz *et al.* 2014). Zum temporalen Ausgleich der Rohbiogaserzeugung im Gärprozess und der Nutzung im Blockheizkraftwerk dienen Biogasspeicher als Puffer. Alternativ zum Konzept der Vor-Ort-Verstromung können Biogas-Blockheizkraftwerke auch als sog. Satelliten eingesetzt werden. Dabei wird das Blockheizkraftwerk nicht direkt am Anlagenstandort betrieben, sondern räumlich entfernt über ein Biogasnetz versorgt, um beispielsweise eine vom Anlagenstandort entfernte Wärmenachfrage zu decken.

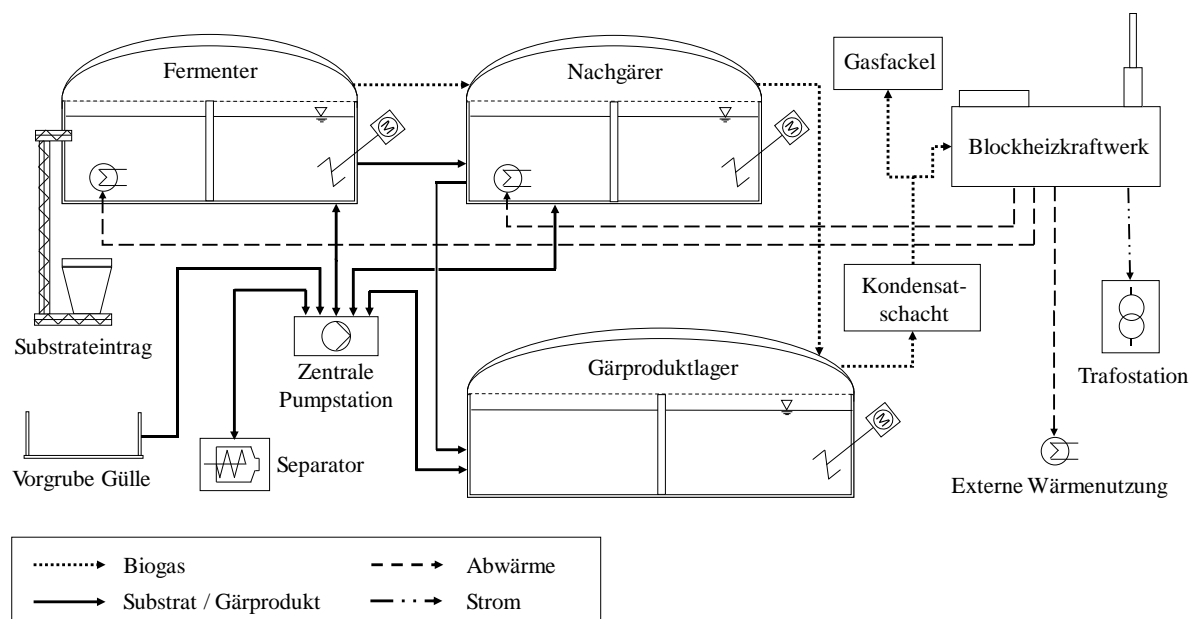


Abbildung 2-2: Fließschema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit kombiniertem Durchfluss-Speicherverfahren und Vor-Ort-Verstromung mittels Biogas-Blockheizkraftwerk (Eigene Darstellung, Schema nach KTBL 2013)

¹⁶ Biogas-Blockheizkraftwerke mit Ottoverfahren beruhen auf dem Prinzip der Fremdzündung. Dabei wird das Biogas-Luft-Gemisch mittels elektrischem Zündfunken im Zylinder des Hubkolbenmotors gezündet (van Basshuysen und Schäfer 2017).

¹⁷ Biogas-Blockheizkraftwerke mit Zündstrahlverfahren beruhen auf dem Selbstzündungsprinzip (Dieselmotor). Dabei wird zur Zündung des Biogas-Luft-Gemisches eine geringe Menge (ca. 5% des Vollastverbrauchs (van Basshuysen und Schäfer 2017)) an zusätzlichem Dieselmotorkraftstoff eingespritzt.

In Tabelle 2-1 ist der Substratinput und der Rohbiogasertrag für fünf repräsentative Größenklassen bestehender landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland aufgezeigt. Verwendete Substratkennzahlen zur Herleitung des Rohbiogasertrags sind im Anhang A (siehe Tabelle A-1, S. 164) beschrieben. Die Größenklasse BGA 1000 wird im Rahmen der in Kapitel 4 (siehe S. 89 ff.) beschriebenen Systemanalyse verwendet.

Tabelle 2-1: Substratinput und Rohbiogasertrag verschiedener Größenklassen landwirtschaftlicher Biogasanlagen.

	Einheit	BGA 75	BGA 250	BGA 500	BGA 1000	BGA 2000
Input^a						
Maissilage	[tpa FM]	800	2.700	6.600	13.500	20.000
Grassilage	[tpa FM]	-	1.200	1.000	2.000	-
GPS	[tpa FM]	-	400	1.000	3.000	15.000
Rindergülle	[tpa FM]	3.200	3.500	3.200	1.000	-
Gasertrag (RB)	[m_N³ a⁻¹]	270.160	999.110	1.918.640	3.944.050	7.413.500

^a Die massebezogenen Substratanteile werden angelehnt an die Erkenntnisse aus *Härdtlein et al. 2013* definiert

- a: Jahr
- BGA: Biogasanlage
- FM: Frischmasse
- GPS: Ganzpflanzensilage
- m_N³: Normkubikmeter
- RB: Rohbiogas
- tpa: Tonnen pro Jahr

Um den zukünftigen Anforderungen in einem aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien dominierten Elektrizitätsversorgungssystem gerecht zu werden müssen die Biogasanlagen hinsichtlich ihrer Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung flexibel einsetzbar sein. In Abbildung 2-3 sind die Flexibilisierungsoptionen an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage dargestellt.

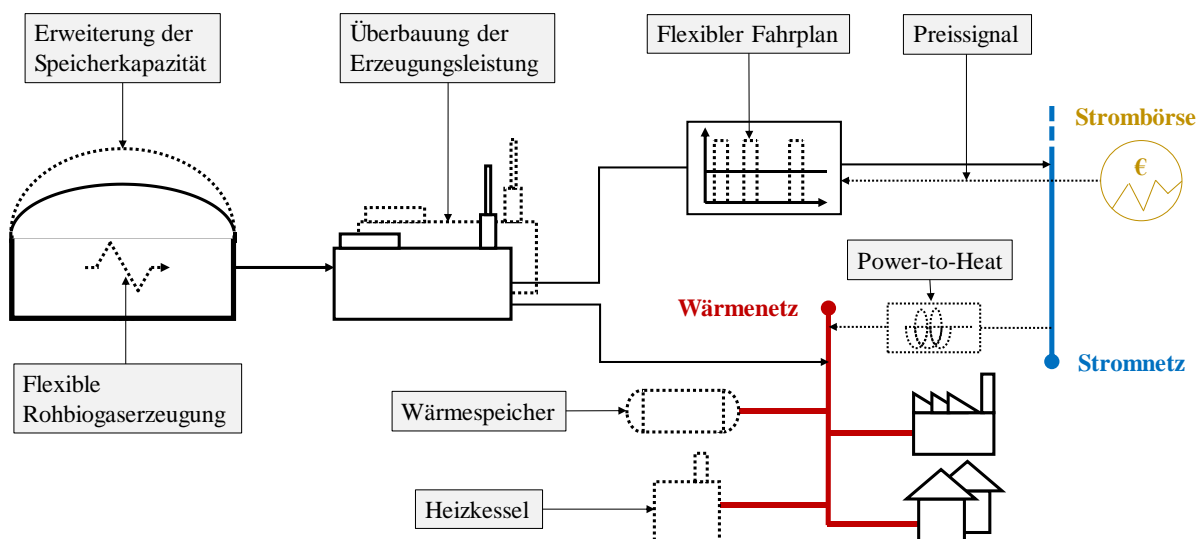


Abbildung 2-3: Flexibilisierungsoptionen an einer landwirtschaftlichen Biogasanlage zur bedarfsorientierten Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung (Eigene Darstellung, nach *FNR 2018*)

Aktuelle Forschungsvorhaben im Bereich der Biogasbereitstellung befassen sich hauptsächlich mit der Flexibilisierung des Biogasprozesses. Dabei soll eine variable Prozessführung der Rohbiogaserzeugung zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Rohbiogas für zukünftige Anwendungsfälle im Bereich der Elektrizitätserzeugung in Versorgungssystemen mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien erreicht werden. In *Mauky et al. 2017* konnte beispielsweise eine Änderung der Rohbiogasproduktionsrate von 50 % in Relation zur durchschnittlichen Produktionsrate im realen Anlagenmaßstab nachgewiesen werden, ohne dabei die langfristige Stabilität des Biogasprozesses zu beeinflussen. Durch die variable Rohbiogasproduktion könnte das zur flexiblen Fahrweise notwendige Biogasspeichervolumen um bis zu 65 % reduziert werden.

Biogasaufbereitung

Neben der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Vor-Ort-Verstromung besteht die Möglichkeit, das im Rohbiogas enthaltene CO_2 über Aufbereitungstechnologien¹⁸ abzutrennen und somit den Methangehalt anzureichern. In Abbildung 2-4 ist das Verfahrensschema der Druckwasserwäsche dargestellt.

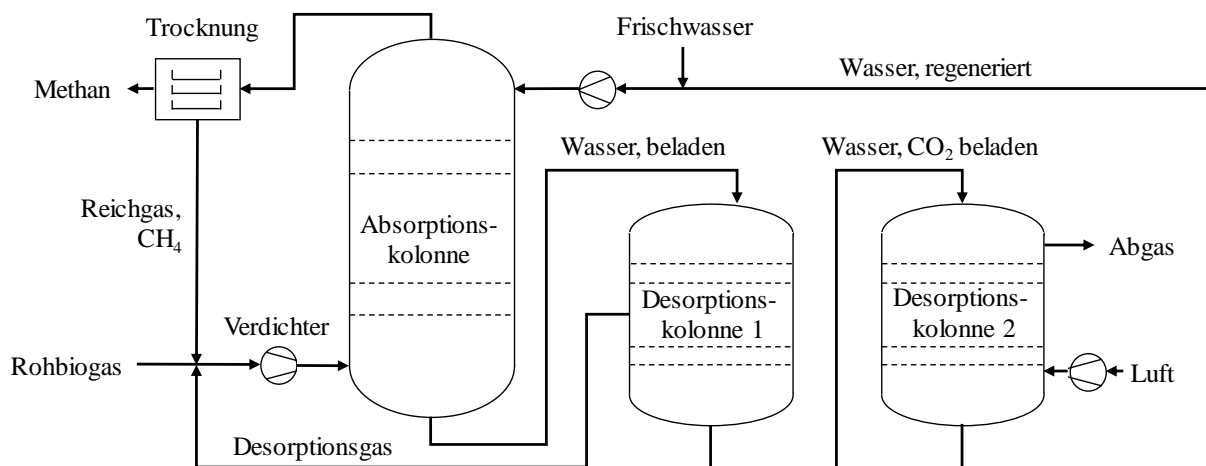


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung zum Verfahren der Druckwasserwäsche (Eigene Darstellung, nach *Bauer et al. 2013a* und *Kaltschmitt et al. 2016*)

¹⁸ Eine Übersicht zu den am Markt verfügbaren Aufbereitungstechnologien ist u. a. in *Bauer et al. 2013a*, *Bauer et al. 2013b* und *FNR 2013* beschrieben.

Dieses Verfahren zur Methananreicherung beruht auf der unterschiedlichen Wasserlöslichkeit¹⁹ der im Rohbiogas enthaltenen Gase und einer reversiblen chemischen Reaktion²⁰ der gelösten Gase mit dem Absorptionsmittel Wasser. Je nach Anlagenauslegung können bei der Druckwasserwäsche Methankonzentrationen von bis zu 99 Vol.-% (FNR 2014) erreicht werden. Die Druckwasserwäsche gehört mit einem Anteil von 29 % am Anlagenbestand neben der Aminwäsche (32 %) und der Druckwechseladsorption (22 %) zu den gängigen Biogasaufbereitungsverfahren (Scheftelowitz et al. 2014). Als weitere verbreitete Verfahren sind die Membran- und Kryogentrennverfahren zu nennen. Zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität²¹ müssen nach der Methananreicherung unerwünschte Gasbegleitstoffe, wie z. B. Wasserdampf oder Schwefelwasserstoffe entfernt werden (FNR 2014). Anschließend kann das aufbereitete Biogas, auch „Biomethan“ genannt, ins Erdgasnetz eingespeist werden. Hierfür ist eine zur Biogas-Aufbereitungsanlage zusätzliche Biogas-Einspeiseanlage²² notwendig.

Biomasseheizkraftwerke

Zur Erzeugung elektrischer Energie aus fester Biomasse werden Dampfkraftanlagen im oberen Leistungsbereich von $> 5 \text{ MW}_{\text{el}}$ eingesetzt (Thrän et al. 2016). Dabei wird aus der Biomasse über eine Rost- oder Wirbelschichtfeuerung thermische Energie gewonnen. Unter Druckerhöhung wird in einem Kessel Dampf erzeugt, welcher in der Regel anschließend überhitzt wird. Der überhitzte Dampf wird über eine Turbine entspannt und dadurch zunächst in mechanische Energie und über einen Generator in elektrische Energie gewandelt. Nach dem Austritt aus der Turbine wird der Dampf kondensiert und in flüssiger Form dem Kreisprozess rückgeführt. Dampfkraftprozesse eignen sich zur gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung). In Abbildung 2-5 sind zwei Verfahrenstypen zur Kraft-Wärme-Kopplung in Biomasseheizkraftwerken schematisch dargestellt. Bei Gegendruckanlagen ist das Verhältnis von Elektrizitäts- zu Wärmeerzeugung starr gekoppelt. Dazu wird der Gegendruckturbine ein Wärmetauscher nachgeschaltet, um die im ausströmenden Dampf enthaltene Wärme zu nutzen. Bei Entnahme-Kondensationsanlagen hingegen ist durch die direkte, regelbare Auskopplung des Dampfes aus der Turbine und der daraus resultierenden Reduktion der

¹⁹ Während die Löslichkeit von Stickstoff, Sauerstoff und niederen Kohlenwasserstoffen auf Grund von Van-der-Waals-Wechselwirkungen proportional mit steigendem Partialdruck zunimmt (Henry Gesetz), resultiert bei Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und Ammoniak eine weit höhere Löslichkeit durch die zusätzliche Bildung von Wasserstoffbrücken (Behr et al. 2016).

²⁰ Das in der Absorptionskolonne im Waschmittel gebundene Gas kann bei der Desorption wieder vollständig freigesetzt werden. Dies ermöglicht eine mehrfache Nutzung des Waschmittels (Behr et al. 2016).

²¹ Die zur Erreichung von Erdgasqualität notwendigen Gaseigenschaften sind in DVGW 2011 und DVGW 2013 beschrieben.

²² Die technischen Verfahrensschritte zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz ist in DVGW 2014 beschrieben.

Turbinenleistung ein variables Verhältnis zwischen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung realisierbar.

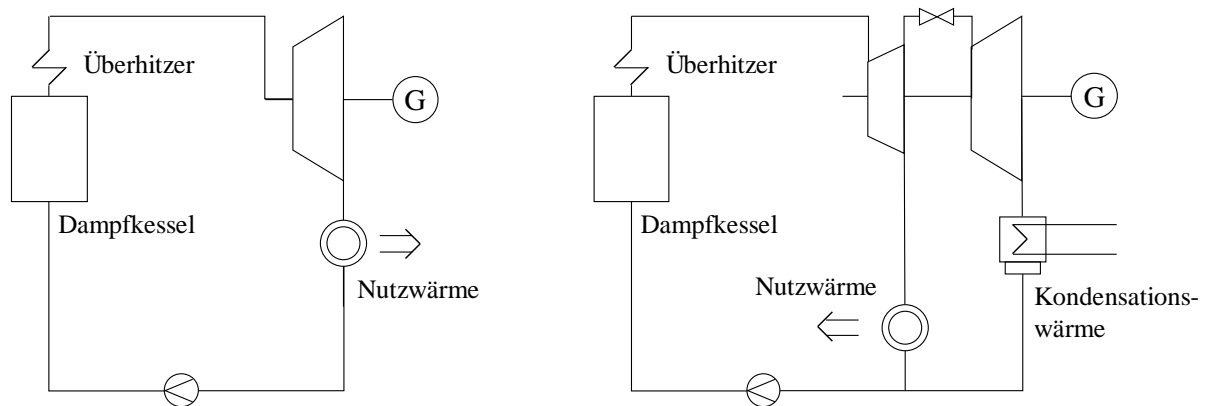


Abbildung 2-5: Verfahrensschema von Dampfkraftprozessen mit KWK bei Gegenpressschaltung (links) und Entnahme-Kondensationsschaltung (rechts)

Aktuelle Forschungsvorhaben befassen sich u. a. mit der Flexibilisierung des Anlagebetriebs von Biomasseheizkraftwerken. In *Hoffstede et al. 2016* wurden beispielsweise unterschiedliche Anlagenkonzepte von Holzheizkraftwerken hinsichtlich ihrer Eignung zur bedarfsorientierten Erzeugung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen im Pilotbetrieb untersucht. Eine Alternative zum Dampfkraftprozess ist der meist in kleineren Leistungsbereichen realisierte ($< 1 \text{ MW}_{el}$) ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle), in dem ein organisches Fluid als Arbeitsmedium im Kreislaufprozess eingesetzt wird.

2.2 Durchschnittlich diskontierte Stromgestehungskosten

Um Elektrizitätserzeugungstechnologien anhand ihrer spezifischen Kosten zu vergleichen, sind statische Berechnungsverfahren wie z. B. die Kostenvergleichsrechnung nicht geeignet, da vor allem bei langfristig gebundenem Kapital und langen Nutzungsdauern der Erzeugungsanlagen der Zeitwert des eingesetzten Kapitals ein entscheidendes Bewertungskriterium für einen Investitionsentscheid darstellt. Die Kapitalwertmethode ermöglicht die Berücksichtigung sich dynamisch entwickelnder Preise von Zahlungsbeträgen für kapital-, betriebs- oder verbrauchsgebundene Ausgaben über die gesamte Nutzungsdauer. Für die Berechnung von Kapitalwerten ist ein Diskontierungsfaktor als Vergleichszinsfuß zur Abbildung von Finanzierungsarten, Steuern und Inflation notwendig. Der Vergleich absoluter Kapitalkostenbeträge ist aufgrund der technologischen Vielfalt, Anlagengröße und Nutzungsarten von Elektrizitätserzeugungsanlagen nicht geeignet, um Elektrizitätserzeugungsanlagen direkt miteinander zu vergleichen. Hierfür ist der Bezug des Kapitalwertes auf den Barwert des erzeugten Produkts, in diesem Fall Elektrizität, notwendig. Dadurch können Elektrizitätserzeugungsanlagen auf Basis spezifischer Erzeugungskosten je Elektrizitätseinheit gegenübergestellt werden.

Bei der dynamischen Investitionsrechnung werden gemäß *VDI 6025* die Beträge der von den Investitionsobjekten bewirkten Zahlungsströme Z_t für alle Betrachtungszeitpunkte t (Jahr $t = 0, 1, 2, \dots, T$) innerhalb der angenommenen Nutzungsdauer T vorhergesagt. Die Zahlungen berechnen sich als Summe aller Ausgaben und Erträge im Jahr t . Um die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden Zahlungen vergleichbar zu machen, werden diese durch Auf- bzw. Abzinsung mit dem Diskontierungsfaktor r auf einen einheitlichen Zeitpunkt diskontiert. Der Kapitalwert K stellt somit den Betrag des Wertes eines Investitionsobjektes zu Beginn des Betrachtungszeitraums dar. Er lässt sich mit Gleichung 2-1 nach *VDI 6025* wie folgt ermitteln:

$$K = Z_0 + \sum_{t=1}^T \frac{Z_t}{q^t} \qquad 2-1$$

Dabei ist:

K	Kapitalwert in € ₂₀₁₅
q^t	Diskontierungsfaktor
t	Jahr im Betrachtungszeitraum
T	Nutzungsdauer
Z_0	Zahlungsbetrag zu Beginn der Investition
Z_t	Zahlungsbeträge im Jahr t

Die Berechnung der Stromgestehungskosten (engl.: *Levelized Cost of Electricity*, LCOE) beruht nach *IEA 2015b* auf der Annahme, dass für ein betrachtetes Investitionsobjekt zur Elektrizitätserzeugung der Barwert aller Ausgaben A_t dem Barwert aller Erträge E_t über die Nutzungsdauer entspricht. Da die Höhe und der zeitliche Verlauf der zukünftigen Strompreise unbekannt sind, wird vereinfachend ein konstant verlaufender Strompreis P_E über den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen. Der Annahme folgend, wird die gesamte eingespeiste Strommenge der betrachteten Anlage zu diesem konstanten Strompreis verkauft (*IEA 2015b*). Über die Höhe des Strompreises wird jedoch keine konkrete Annahme getroffen. Demnach entsprechen die Erträge bei der Betrachtung der LCOE von Stromerzeugungsanlagen der Netto-Stromerzeugung im Jahr t . Somit würde ein Investitionsobjekt nach seiner Nutzungsdauer exakt die vorab getroffenen Annahmen über Zahlungsströme und Kalkulationen zur Finanzierung widerspiegeln und die LCOE den einheitlichen Preis P_E für eine produzierte Elektrizitätseinheit über die gesamte Nutzungsdauer darstellen. Aus Gleichung 2-1 lässt sich somit Gleichung 2-2 wie folgt ableiten:

$$\sum_{t=0}^T \frac{P_E * E_t}{q^t} = \sum_{t=0}^T \frac{A_t}{q^t} \quad 2-2$$

Dabei ist:

- A_t Ausgaben im Jahr t
- E_t Netto-Stromerzeugung im Jahr t
- P_E einheitlicher Preis für eine produzierte Elektrizitätseinheit
- q^t Diskontierungsfaktor für das Jahr t
- t Jahr im Betrachtungszeitraum
- T Nutzungsdauer

Für Erzeugungsanlagen werden die durch eine Investition ausgelösten negativen Zahlungsströme nach *IEA 2010* differenziert in kapitalbindende Investitionsausgaben I_t , Ausgaben für Betrieb und Wartung (engl.: *operations and maintenance*, O&M), Ausgaben für Brennstoffe F_t , Ausgaben zum Erwerb von CO₂-Zertifikaten C_t , Ausgaben für Stilllegung und Rückbau der Anlage R_t sowie sonstige Ausgaben S_t . Aus Gleichung 2-2 folgt:

$$LCOE = P_E = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{I_t + O\&M_t + F_t + C_t + R_t}{q^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{q^t}} \quad 2-3$$

Dabei ist:

- C_t Ausgaben für CO₂-Zertifikate im Jahr t

E_t	Netto-Stromerzeugung im Jahr t
F_t	Ausgaben für Brennstoffe im Jahr t
I_t	kapitalbindende Investitionsausgaben im Jahr t
$O\&M_t$	Ausgaben für Betrieb und Wartung im Jahr t
P_E	einheitlicher Preis für eine produzierte Elektrizitätseinheit
R_t	Ausgaben für Stilllegung und Rückbau im Jahr t
LCOE	diskontierte durchschnittliche Stromgestehungskosten
t	Jahr im Betrachtungszeitraum
T	Nutzungsdauer

Die Methode zur Ermittlung der LCOE als spezifische Kosten je erzeugter Einheit Strom ist wissenschaftlich allgemein akzeptiert. Die LCOE werden deshalb häufig für den ökonomischen Vergleich von Stromerzeugungstechnologien herangezogen (siehe u. a.: *IEA 2015b*; *ISE 2018*). Dabei ist die Methode der LCOE für die Bewertung von Erzeugungstechnologien im Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung auf Grund folgender vereinfachter Annahmen nicht ausreichend aussagefähig, bzw. nur in begrenztem Maße geeignet:

1. Die Annahme eines einheitlichen und konstanten Strompreises spiegelt nicht die in der Realität auftretenden Fluktuationen wieder. Vor allem bei der Bewertung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien tritt der Effekt sinkender Strompreise bei einer zeitgleichen hohen Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen auf. Dieser führt zu einer Verringerung des Marktwertes. *Hirth 2013* untersucht den Effekt des Marktwertverlustes und prognostiziert sinkende spezifische Erlöse je produzierter Einheit Strom für dargebotsabhängige erneuerbare Energien mit zunehmendem Marktanteil.
2. Die im Betrachtungszeitraum erzeugte Strommenge ist abhängig von den Jahresvolllastbetriebsstunden einer Erzeugungsanlage. Da diese nicht bekannt sind, werden zur Berechnung der LCOE Annahmen zur Auslastung der betrachteten Anlage getroffen. Diese hängen bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien vom Wetterjahr ab und unterliegen demnach hohen Schwankungen über den Betrachtungszeitraum hinweg. Der Einsatz regelbarer Erzeugungsanlagen ist abhängig von der Erzeugungsstruktur und den Fluktuationen der Residuallast im Gesamtsystem und kann daher nur schwer über den Betrachtungszeitraum abgeschätzt, bzw. gemittelt werden. Zudem sollten die getroffenen Einzelannahmen zur Auslastung verschiedener Erzeugungstechnologien bei einer vergleichenden Gegenüberstellung auf Basis der LCOE konsistent sein.
3. Zur Bewertung der Kosten für die Elektrizitätsbereitstellung im Gesamtsystem ist die auf die betrachtete Erzeugungstechnologie beschränkte Bilanzgrenze der LCOE nicht ausreichend. Es werden bspw. weder die für die Bereitstellung der Elektrizität notwendige Netzinfrastruktur, noch Wechselwirkungen der betrachteten Technologie mit dem

Gesamtsystem berücksichtigt. Da sich Erzeugungsanlagen hinsichtlich ihrer Wechselwirkungen zum Gesamtsystem und ihren zur Energiebereitstellung notwendigen Integrationskosten unterscheiden, kann eine vergleichende Technologiebewertung von Erzeugungsanlagen auf Basis der LCOE zu Fehleinschätzungen bei der Planung von Energiesystemen führen.

4. Um eine durchgängig sichere Elektrizitätsbereitstellung zu gewährleisten, sind zusätzliche Investitionen u. a. in Reservekapazitäten notwendig. Diese sind notwendig, um nicht verfügbare oder ausgefallene Erzeugungsanlagen bei hohen nachfrageseitigen Lasten zu ersetzen. Beispielsweise führen Revisionen oder ungeplante technische Ausfälle bei konventionellen Erzeugungsanlagen zu einem Bedarf an Reservekapazitäten. Bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien hingegen, hängt die Nichtverfügbarkeit zusätzlich mit dem nicht beeinflussbaren Dargebot aus Wind und Sonneneinstrahlung zusammen. Daher muss für dargebotsabhängige erneuerbare Energien nahezu die gesamte Erzeugungsleistung als nicht sicher verfügbar angenommen werden, wodurch der Bedarf an Reservekapazitäten vergleichsweise hoch ist und demnach die Gesamtsystemkosten in Systemen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien steigen.

Um diese zusätzlichen Faktoren bei der Bewertung von Erzeugungstechnologien zu berücksichtigen, haben *Ueckerdt et al. 2013* die Bilanzgrenze bei der Methode zur Ermittlung der LCOE um sog. spezifische Integrationskosten ergänzt. *Ueckerdt et al. 2013* beschreiben hierfür die SLCOE (engl.: *System Levelized Cost of Electricity*, SLCOE). Bei den SLCOE werden die zur Integration einer Technologie in das Gesamtsystem notwendigen Integrationskosten verursachergerecht allokiert und den Gestehungskosten der Technologie zugeordnet. Auch die Methode, der SLCOE ist mittlerweile wissenschaftlich akzeptiert und wird in aktuellen Studien, wie bspw. *Agora 2015*, angewandt. Nach der Definition von *Strbac und Aunedi 2016* können die Integrationskosten einer Technologie auch einen Negativen Wert annehmen, wenn diese zur Integration anderer Technologien in das Gesamtsystem beiträgt. Demnach würden die SLCOE dieser Technologie unter dem Wert der LCOE liegen.

Die Methode der SLCOE erlaubt zwar eine technologiespezifische Zuordnung der Integrationskosten, ist aber für die Bewertung und Planung von Technologien im Gesamtsystem ebenfalls nicht geeignet. Im Gesamtsystem auftretende Wechselwirkungen, wie bspw. das Zusammenspiel von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen, können durch die statische Betrachtungsmethode der SLCOE nicht abgebildet werden. Des Weiteren unterliegt die Methode der SLCOE ebenfalls der Annahmen eines einheitlichen Strompreises und einer bestimmten Jahresvolllaststundenzahl. Daher ist eine vergleichende Gegenüberstellung von Technologien unter gleichwertigen und konsistenten Rahmenbedingungen auf Basis der SLCOE nicht möglich. Im Rahmen dieser Arbeit werden deshalb die Gesamtsystemkosten für zukünftige Energieszenarien (s. Kapitel 4) systemanalytisch ermittelt. Für die Ermittlung der Gesamtsystemkosten

wird ein lineares fundamentales Elektrizitätsmarktmodell zur Minimierung (s. Kapitel 3) eingesetzt. Dabei können durch Varianten der Szenariorechnungen jeweils mit und ohne einzelne Technologien Rückschlüsse zur Bewertung dieser Technologien, wie bspw. in *Voß und Fleischer 2016* gezeigt, abgeleitet werden.

2.3 Gesamtsystemkosten der Elektrizitätsbereitstellung

Die ökonomischen Grundlagen zur Ermittlung der Gesamtsystemkosten werden in diesem Abschnitt am Beispiel²³ der Elektrizitätsbereitstellung erläutert. Die Gesamtsystemkosten der Elektrizitätsbereitstellung beinhalten alle zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage notwendigen Kosten. Dabei werden neben den Kosten für die Elektrizitätserzeugung auch zusätzlich anfallende Kosten für den Ausgleich regionaler und temporaler Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Nachfrage, wie bspw. Kosten für Flexibilität und Netzinfrastruktur, erfasst. Diese können aus ökonomischer Sicht weiter in Kapitalkosten für Investitionen und deren Finanzierung²⁴ sowie fixe und variable Betriebs- und Wartungskosten unterteilt werden. Als Investitionsobjekte werden sowohl Elektrizitätserzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen, als auch Netze und Netzbetriebsmittel definiert. Zur Analyse und Bewertung der jährlichen Gesamtsystemkosten werden die einzelnen Kostenelemente in jährlich konstant anfallende Kosten (Annuitäten) transformiert. Die Kapitalkosten für Investitionen werden mit der in *VDI 6025* beschriebenen Annuitätsmethode unter Berücksichtigung der Finanzierungskosten durch einen kalkulatorischen Zins in jährlich konstant anfallende Kostenströme über die ökonomische Laufzeit²⁵ eines einzelnen Investitionsobjekts u demnach wie folgt berechnet:

$$AKK_u = IK_u^0 * a_u \quad 2-4$$

mit:

AKK_u	Annuität der Kapitalkosten für das Investitionsobjekt u
IK_u^0	Betrag der Investitionskosten für das Investitionsobjekt u
a_u	Annuitätsfaktor für das Investitionsobjekt u

Der Annuitätsfaktor ist dabei abhängig von der ökonomischen Laufzeit und dem kalkulatorischen Zinssatz:

²³ Die Systemgrenze wird in der späteren Analyse (s. Kapitel 4, S. 88 ff.) auf die Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft erweitert.

²⁴ U. a. werden in *NAP 2010* sogenannte Finanzierungskosten als separates Element der Gesamtsystemkosten definiert. Dabei wird in *NAP 2010* auf die unterschiedliche Risiko- und Finanzierungsstruktur von konventionellen und erneuerbaren Energieanlagen hingewiesen, die im Rahmen dieser Arbeit als einheitlich angenommen wird.

²⁵ Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass die ökonomische Laufzeit der technischen Lebensdauer entspricht.

$$a_u = \frac{q^n * (q - 1)}{q^n - 1} \quad 2-5$$

mit:

a_u Annuitätsfaktor für das Investitionsobjekt u

n ökonomische Laufzeit in Jahren

und dem Diskontierungsfaktor:

$$q = 1 + i \quad 2-6$$

mit:

i kalkulatorischer Zinssatz.

Die jährlich anfallenden Betriebs- und Wartungskosten können weiter in jährliche Fixkosten und variable Kosten unterteilt werden. Die variablen Betriebskosten für Betriebsmittel und Brennstoffe hängen vom Betriebszustand des Investitionsobjektes ab und werden im Rahmen dieser Arbeit stündlich betrachtet. Demnach können die jährlichen Gesamtsystemkosten wie folgt beschrieben werden:

$$GK = \sum_u \left(AKK_u + FBK_u + \sum_{t=0}^T VBK_{t,u} \right) \quad 2-7$$

mit:

GK Jährliche Gesamtsystemkosten

AKK_u Annuität der Kapitalkosten für ein Investitionsobjekt u

FBK_u Jährliche fixe Betriebskosten für ein Investitionsobjekt u

$VBK_{t,u}$ Stündliche variable Betriebskosten für ein Investitionsobjekt u

t Stunde

T alle Stunden des Jahres

Für die vergleichende Gegenüberstellung aller zu analysierenden Technologien werden einheitliche Rahmenbedingungen in Form eines gleichwertigen Szenarios definiert. Diese beinhalten neben der Versorgungsaufgabe (elektrische Nachfrage) u. a. auch Annahmen zu Preisentwicklungen für Energieträger und ggf. zusätzlich Restriktionen, wie bspw. energiewirtschaftliche Zielgrößen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen oder zum Anteil erneuerbarer Energien. Anschließend werden die zu analysierenden Technologien zur Deckung der Versorgungsaufgabe optional als Lösungsraum bereitgestellt und ein Systemoptimum mit minimalen Gesamtsystemkosten modelltechnisch bestimmt. Demnach stellen die im Ergebnis

enthaltenen Technologieoptionen ein in sich konsistentes und kostenoptimales Technologieportfolio innerhalb der gewählten Systemgrenze und unter Einhaltung der für das Gesamtsystem geltenden Rahmenbedingungen dar. Um Aussagen zur Bewertung einzelner Technologien zu treffen und deren Auswirkungen auf die Kosten des Gesamtsystems zu bewerten, können Varianten jeweils mit und ohne die betrachtete Technologie berechnet und vergleichend gegenübergestellt werden. Die Differenz der Ergebnisse beider Varianten kann somit im Sinne der Ceteris-Paribus-Klausel²⁶ eindeutig der analysierten Technologie zugeordnet werden.

In dieser Arbeit sollen zudem die maßgebenden im Gesamtsystem auftretenden Wechselwirkungen, welche zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen beitragen, identifiziert und analysiert werden. Dabei sind einzelne Varianten jeweils mit und ohne Bioenergieanlagen nicht ausreichend aussagekräftig, da durch einen Variantenvergleich zwar die absoluten Auswirkungen von Bioenergieanlagen auf die Gesamtsystemkosten bestimmt werden können, jedoch nicht den zu der Ergebnisdifferenz der Varianten führenden Wechselwirkungen zugeordnet werden können. Hierfür werden die Gesamtsystemkosten zuerst in theoretische Kostenkategorien allokiert. Dabei wird jeder Kostenkategorie ein Effekt zugeordnet und somit die im System auftretenden Wechselwirkungen voneinander entkoppelt. Anschließend wird die methodische Vorgehensweise zur modelltechnischen Ermittlung der einzelnen Kostenkategorien beschrieben. Dadurch können neben den absoluten quantitativen Werten zusätzliche Aussagen über die zum Gesamtsystemoptimum führenden Wechselwirkungen getroffen werden.

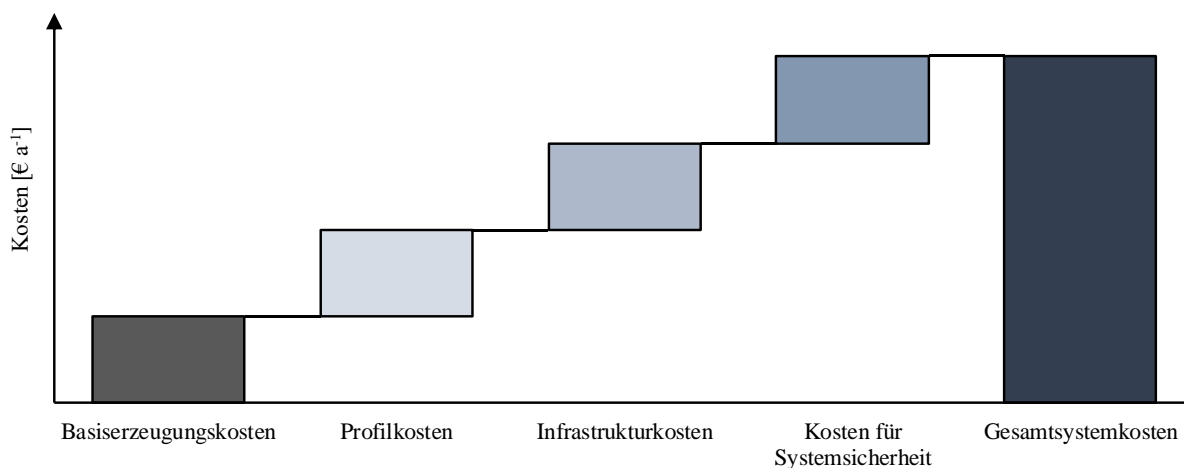


Abbildung 2-6: Im Rahmen dieser Arbeit gewählte Differenzierung der Gesamtsystemkosten in Kostenkategorien (Eigene Darstellung)

²⁶ ceteris paribus: lateinisch für „Alles andere bleibt Gleich“. In der Wirtschaftslehre wird die Ceteris-Paribus-Klausel zur Analyse von Kausalitäten in komplexen Systemen angewandt. Dabei wird in einem komplexen ökonomischen Gefüge die Auswirkung der Änderungen einer einzigen Variable auf das Gesamtgefüge unter sonst gleichbleibenden Bedingungen untersucht. Alle im Vergleich zum Ursprungszustand auftretenden Effekte können dadurch der Änderung zugeordnet werden. Siehe auch: <https://plato.stanford.edu/entries/ceteris-paribus/>

In den Abschnitten 2.3.1 bis 2.3.4 werden die in Abbildung 2-6 dargestellten Kostenkategorien am Beispiel des in dieser Arbeit genutzten Elektrizitätsmarktmodells (siehe hierzu Kapitel 3, S. 57 ff.) dargestellt.

2.3.1 Basiserzeugungskosten

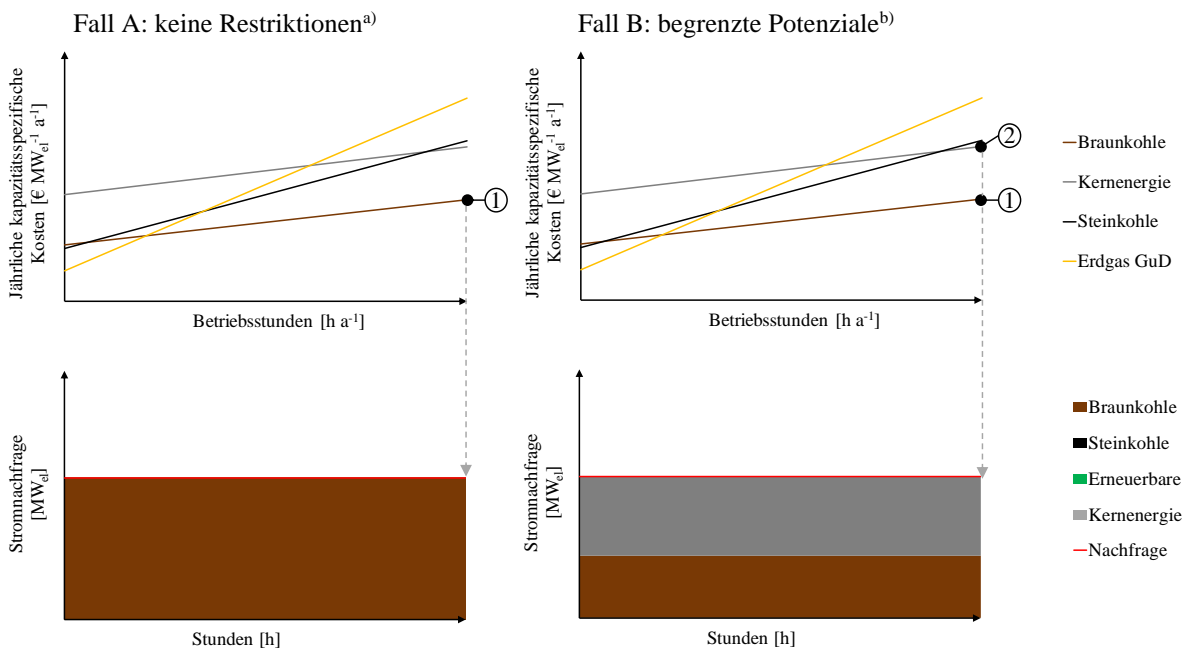
Als erste Kostenkategorie werden die Basiserzeugungskosten definiert. Die Basiserzeugungskosten entsprechen, ähnlich dem Kostenvergleich bei der LCOE-Methode, einem reinen Kostenvergleich der Erzeugungstechnologien zur bilanziellen Deckung einer definierten Nachfrage. Dabei werden weder regionale noch temporale Diskrepanzen zwischen Erzeugung und Nachfrage berücksichtigt. Die Basiserzeugungskosten dienen als hypothetischer Ausgangspunkt zur Bewertung der im System auftretenden Wechselwirkungen, da außer den technologiespezifischen Vollkosten zur Erzeugung der nachgefragten Elektrizität keine weiteren treibenden Effekte berücksichtigt sind. Demnach müssten die durchschnittlichen Basiserzeugungskosten den durchschnittlichen Stromgestehungskosten der günstigsten zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologie bei voller Auslastung entsprechen. Da die Basiserzeugungskosten auch für komplexe Szenarien mit zusätzlichen Rahmenannahmen modelltechnisch ermittelt werden sollen wird zunächst folgende Hypothese formuliert:

„Das kostengünstigste Residualprofil zur Deckung der Nachfrage ist eine Konstante.“

Als Residualprofil wird dabei die Überlagerung aller inflexiblen Erzeugungs- und Nachfrageprofile innerhalb der betrachteten Systemgrenze definiert. Die Basiserzeugungskosten des Gesamtsystems werden somit als jährliche Erzeugungskosten zur bilanziellen Deckung der Nachfrage bei konstantem Residualprofil definiert.

Auf Basis jährlicher kapazitätsspezifischer Kostenfunktionen für regelbare Elektrizitätserzeugungstechnologien und einer konstanten hypothetischen jährlichen Elektrizitätsnachfrage wird in Abbildung 2-7 die Herleitung der jährlichen Basiserzeugungskosten und der Einfluss von Potenzialgrenzen grafisch dargestellt. Ohne zusätzliche Restriktionen entsprechen die Basiserzeugungskosten demnach den jährlichen Kosten der bei vollständiger²⁷ Kapazitätsauslastung günstigsten Erzeugungstechnologie (Fall A: Punkt ① in Abbildung 2-7, links). Bei begrenzten Energieträgerpotenzialen steigen die Basiserzeugungskosten durch den sukzessiven Einsatz der nach Erreichen der Potenzialgrenze der kostengünstigsten verfügbaren Erzeugungstechnologie (Fall B: Punkt ② in Abbildung 2-7, rechts).

²⁷ unter vollständiger Kapazitätsauslastung wird vereinfacht eine hypothetische Volllastbetriebsstundenzahl von 8.760 h a^{-1} angenommen.

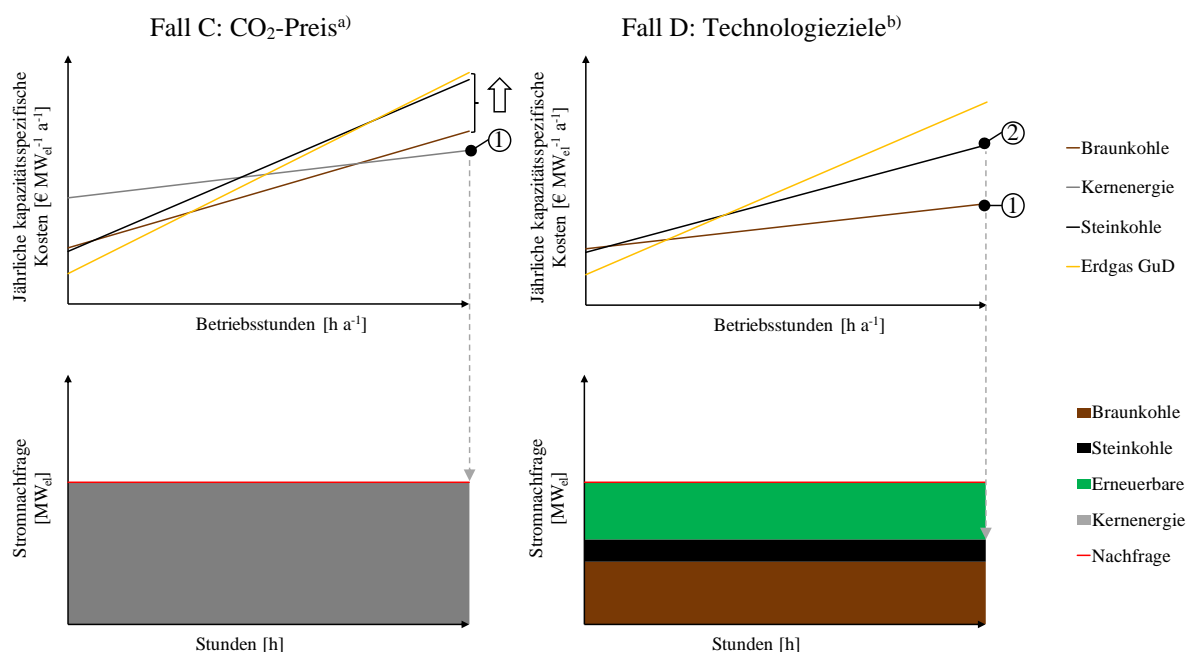


^{a)} Fall A: Allgemeine Kostenannahmen für Erzeugungstechnologien ohne zusätzliche Restriktionen

^{b)} Fall B: Exemplarische Potenzialgrenzen für Braunkohle

Abbildung 2-7: Grafische Herleitung der Basiskosten anhand von jährlichen kapazitätsspezifischen Kostenfunktionen für konventionelle Erzeugungstechnologien mit (rechts) und ohne (links) Potenzialgrenzen

Die zur Erreichung von energie- und klimapolitischen Zielsetzungen eingesetzten regulatorischen Instrumente beeinflussen die Basiserzeugungskosten, wie in Abbildung 2-8 dargestellt, ebenfalls. Durch das Emissionshandelssystem der EU wird beispielsweise die Obergrenze an emittierten Treibhausgasen begrenzt. Die Obergrenze wird zur Erreichung der Klimaziele im Laufe der Zeit verringert, wodurch die Preise für CO₂-Zertifikate steigen. Somit steigen die Betriebskosten der unter das Emissionshandelssystem fallenden Erzeugungsanlagen, und die Rangfolge der kostengünstigsten Erzeugungstechnologien verschiebt sich nach oben (Fall C: Abbildung 2-8, Pfeil links). Regulatorische Eingriffe zum Ausstieg kostengünstiger Technologien, wie z. B. der Ausstieg aus der Kernenergie (*AtG 2017*), führen durch den Wechsel zur nächst teureren Erzeugungstechnologie ebenso wie der bevorzugte Einsatz teurerer Erzeugungstechnologien, wie bspw. die bevorzugte Einspeisung durch erneuerbare Energiequellen (*EEG 2017*), zu höheren Basiserzeugungskosten (Fall D: Abbildung 2-8, rechts).

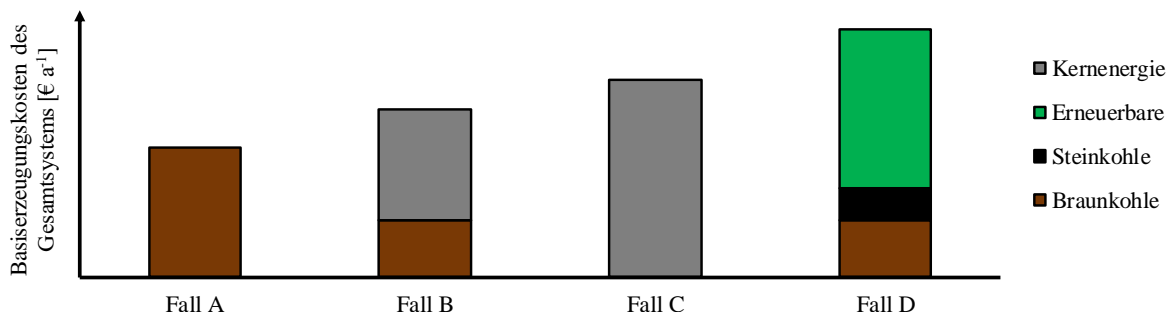


a) Fall C: Annahme zum CO₂-Preis: 25 € Mt.⁻¹ CO₂-Äq.⁻¹; Emissionsfaktoren nach DEHSt 2006;

b) Fall D: Annahmen zu Technologiezielen: Kernenergieausstieg, exemplarischer Mindestanteil von 40 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und begrenzte Potenziale für Braunkohle. Die Kostenkurve erneuerbarer Energien ist auf Grund der dargebotsabhängigen Erzeugungcharakteristik nicht einheitlich grafisch darstellbar. Die Deckung der Stromnachfrage durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien wird auf Grund der bilanziellen Betrachtung vereinfachend als konstant abgebildet.

Abbildung 2-8: Einfluss energie- und klimapolitischer Ziele auf die Basiserzeugungskosten

In Abbildung 2-9 ist der Einfluss energiepolitischer Rahmenbedingungen auf die Höhe der Basiserzeugungskosten für die in Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8 schematisch dargestellten Fälle A bis D zu sehen. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass das theoretische Optimum der Basiserzeugungskosten im Fall A ohne zusätzliche Restriktionen die kostengünstigste Option zur bilanziellen Deckung der vorgegebenen Nachfrage darstellt. Zusätzliche Restriktionen, wie in beispielhaft in den Fällen B bis D abgebildet, schränken den Lösungsraum des theoretischen Optimums ein und führen dadurch zu höheren Basiserzeugungskosten.



Fall A (s. Abbildung 2-7, links): Allgemeine Kostenannahmen für Erzeugungstechnologien ohne zusätzliche Restriktionen

Fall B (s. Abbildung 2-7, rechts): Exemplarische Potenzialgrenzen für Braunkohle und Laufwasser

Fall C (s. Abbildung 2-8, links): Annahme zum CO₂-Preis: 25 € Mt.⁻¹ CO₂-Äq.⁻¹; Emissionsfaktoren nach DEHSt 2006;

Fall D (s. Abbildung 2-8, rechts): Annahmen zu Technologiezielen: Kernenergieausstieg, exemplarischer Mindestanteil von 40 % erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, begrenzte Potenziale für Braunkohle.

Abbildung 2-9: Einfluss energiepolitischer Rahmenbedingungen auf die Basiserzeugungskosten

2.3.2 Profilkosten

Nachdem die Basiserzeugungskosten in Abschnitt 2.3.1 als Kosten zur bilanziellen Deckung der Nachfrage bei konstantem Residualprofil definiert wurden, können darauf aufbauend die Profilkosten²⁸ beschrieben werden. Diese beschreiben die im Vergleich zu den Basiserzeugungskosten durch diskontinuierliche Profile zusätzlich entstehenden Kosten unter gleichen Rahmenbedingungen.

Nachfrage und Erzeugung müssen sich auf Grund der physikalischen Gesetze zu jedem Zeitpunkt decken. Demnach müssen sich regelbare Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder Lastmanagementmaßnahmen komplementär zu inflexiblen fluktuierenden Nachfrage- und Erzeugungsprofilen verhalten. Dieser Flexibilitätsbedarf ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Um den Einfluss fluktuierender Erzeugungs- und Nachfrageprofile auf die Gesamtsystemkosten modelltechnisch abzubilden, werden die Basiserzeugungskosten als Referenzfall ohne Profilkosten definiert. Anschließend werden alle im System existierenden Profile unter sonst gleichen Rahmenbedingungen modelltechnisch abgebildet. D. h. alle Änderungen der Gesamtsystemkosten können gemäß der Ceteris-Paribus-Klausel²⁹ auf die durch die nachfrage- und erzeugungsseitigen Profile hervorgerufenen Wechselwirkungen zurückgeführt werden.

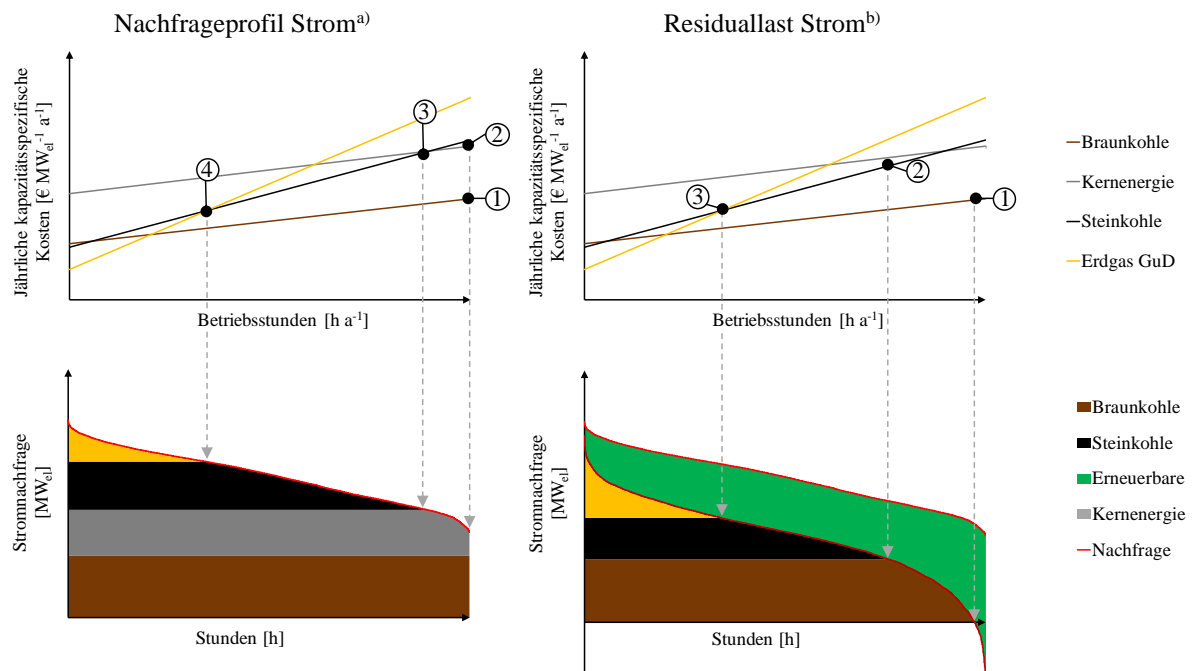
Da sich die im Gesamtsystem der Elektrizitätserzeugung auftretenden fluktuierenden Erzeugungs- und Nachfrageprofile³⁰ sowohl durch Komplementäreffekte als auch durch Gleichzeitigkeitseffekte bei der Überlagerung beeinflussen, ist eine unabhängige und isolierte Bewertung einzelner Profile nicht möglich. Vielmehr ist das Residualprofil, also die aus der Überlagerung aller inflexiblen diskontinuierlichen Profile resultierende Versorgungsaufgabe für die Bestimmung der Profilkosten entscheidend. Die zusätzlichen Kosten können auf verschiedene Faktoren zurückgeführt werden, die im Folgenden erläutert werden. In Abbildung 2-10 ist der Einfluss des Residualprofils auf die Reduktion der Jahresvolllastbetriebsstunden dargestellt. Die Reduktion der Jahresvolllastbetriebsstunden von Erzeugungstechnologien führt zu mehreren kostensteigernden Effekten. Die geringere Auslastung von Erzeugungskapazitäten führt zu einem höheren Anteil der Kapitalkosten je produzierter Einheit (Abbildung 2-10: links, Punkte ③ und ④; rechts, Punkte ② und ③). Mit abnehmender Jahresvolllastbetriebsstundenzahl werden Technologien mit einem geringeren spezifischen Kapitalkostenanteil und gleichzeitig

²⁸ Die Definition der Profilkosten weicht hinsichtlich der Allokation von Backupkosten und der Differenzierung einzelner Kostenfaktoren von den in der Literatur beschriebenen Profilkosten (u.a. in *Ueckerdt et al. 2013*) ab.

²⁹ ceteris paribus: a. a. O., Fußnote 26, Seite 36

³⁰ Im Rahmen dieser Arbeit werden folgende diskontinuierliche Profile betrachtet: Erzeugungsprofile von Photovoltaik- und Windkraftanlagen (siehe hierzu: Kapitel 3.4.1), Profil des inflexiblen Anteils der Elektrizitätsnachfrage, inflexible Ladeprofile der Elektromobilität, Profil der Regelenergie in Abhängigkeit dargebotsabhängiger Erzeugung und Profile der Fernwärmefachfrage (Siehe hierzu Anhang A – Modellparameter)

höherem spezifischen Betriebskostenanteil eingesetzt. Dies führt insgesamt ebenfalls zu einer Zunahme der Kosten für Erzeugungstechnologien.



a) Annahme zum CO_2 -Preis: $25 \text{ € Mt.}^{-1} \text{ CO}_2\text{-Äq.}^{-1}$; Emissionsfaktoren nach *DEHS* 2006;

b) Annahmen zu Technologiezielen: Kernenergieausstieg, Mindestanteil erneuerbarer Energien.

Abbildung 2-10: Flexibilisierung regelbarer Erzeugungskapazitäten zur Deckung der residualen Elektrizitätslast durch Reduktion der Jahresvolllastbetriebsstunden mit und ohne dargebotsabhängige erneuerbare Energien (Eigene Darstellung, angelehnt an *Ueckerdt et al. 2013*).

Die Überlagerung aller inflexiblen Erzeugungs- und Nachfrageprofile führt bei hohen Anteilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien neben der Reduktion der Jahresvolllastbetriebsstundenzahl für regelbare Erzeugungsanlagen zu Zeitpunkten, in der die Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Diese Überproduktion kann, wie in *Abbildung 2-11* dargestellt durch den Einsatz zusätzlicher Flexibilitätsoptionen³¹ wie Speichertechnologien, Lastmanagementmaßnahmen und Sektorintegration, oder durch überregionalen Austausch der Nachfrage angepasst werden. Für hohe Überschussleistungen stehen meist keine kosteneffizienten Integrationsoptionen zur Verfügung. Diese können durch Abregelung der Erzeugungsleistung der fluktuierend erzeugenden Einheiten (Einspeisemanagement) reduziert werden. Neben der Reduktion der Jahresvolllastbetriebsstunden steigen mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugungsein-

³¹ Eine ausführliche Übersicht zu Flexibilitätsoptionen in der Elektrizitätswirtschaft wird in *Lund et al. 2015* diskutiert und erläutert.

heiten die Anzahl an Residuallaständerungen und die Steigung der Residuallaständerungsgradienten. Dies beeinflusst sowohl die Betriebskosten³² der Erzeugungseinheiten durch Wirkungsgradverluste in Teillastbereichen, zusätzliche An- und Abfahrkosten sowie erhöhte Wartungskosten, als auch die Kapitalkosten³³ durch zusätzlich notwendige Retrofitmaßnahmen. Durch eine vergleichende Systemanalyse aller Technologieoptionen kann das kosteneffizienteste Flexibilitätsportfolio bestimmt werden. Die Profilkosten setzen sich demnach aus den Kosten zur Flexibilisierung der Erzeugungseinheiten, den Kosten für Speichern und Lastmanagement, den Kosten für Technologien zur Sektorintegration und den durch Einspeisemanagement³⁴ implizierten Kosten für dargebotsabhängige erneuerbare Technologien zusammen. Die hier definierten Profilkosten schließen auch die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung³⁵ und den Abruf von Regelenergie mit ein. Diese beschreiben die zur zeitgleichen Deckung von Nachfrage und Erzeugung notwendigen Kosten. Die Basiserzeugungskosten und die Profilkosten können abschließend als Erzeugungskosten des Gesamtsystems zusammengefasst werden.

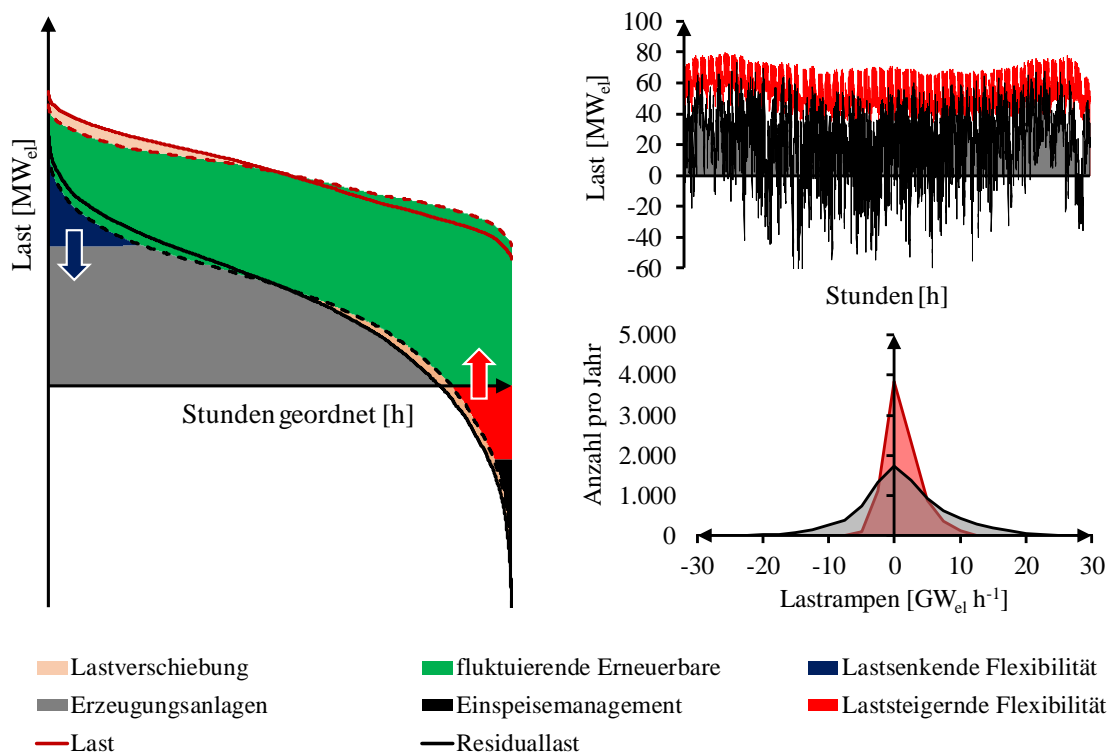


Abbildung 2-11: Jahresdauerlinie der residualen Last mit Flexibilitäten (links) und realer Lastgang mit Verteilung der Lastrampen für Last und residuale Last (rechts) (Eigene Darstellung, exemplarisch).

³² Die zusätzlichen Betriebskosten durch flexiblen Anlagenbetrieb thermischer Kraftwerke werden u. a. in folgenden Studien diskutiert und erläutert: *NREL 2012*; *Van den Bergh and Delaure 2015*; *Schill et al. 2016*.

³³ Die Kosten für Retrofitmaßnahmen werden u. a. in folgenden Studien erläutert: *Agora 2017*; *NREL 2013*.

³⁴ Unter gleichen Rahmenbedingungen zum Zielanteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist ggf. ein zusätzlicher Investitionsbedarf in erneuerbare Erzeugungstechnologien zur Substitution der abgeregelten Energiemenge notwendig.

³⁵ In *Hirth und Ziegenhagen 2015* werden die Kosten für Regelenergie separat als sogenannte balancing costs ausgewiesen. Da diese ebenfalls von Nachfrageprofilen abhängig sind, werden die Kosten für Regelenergie vereinfacht den Profilkosten zugeordnet und nicht separat ermittelt.

2.3.3 Netzkosten

In der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft werden zur Deckung der Elektrizitäts- und Fernwärmefachfrage unterschiedliche Infrastrukturen benötigt. Somit führen neben den durch die Profilkosten erfassten Wechselwirkungen der Elektrizitätserzeugung, auch die regionale Disparanz zwischen Erzeugung und Nachfrage zu zusätzlichen Kosten im Gesamtsystem.

Elektrizitätsnetze

Elektrizitätsnetze werden zum Transport und zur Verteilung von Elektrizität benötigt. Elektrizitätsnetze können hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe in Übertragungsnetze und Verteilnetze kategorisiert werden. Bei der Übertragungsnetzplanung wird der Übertragungsbedarf zwischen Regionen mit Erzeugungsüberschuss³⁶ und Regionen mit Erzeugungsdefizit³⁷ anhand von Netznutzungsfällen ermittelt (*ÜNB 2017a*). Die Netznutzungsfälle entsprechen allen³⁸ Last- und Einspeisesituationen im Betrachtungszeitraum und werden basierend auf einer Marktsimulation³⁹ bestimmt. Die Maximalwerte der aus den Einspeise- und Nachfragesituationen resultierenden Netznutzungsfällen zwischen zwei Regionen entsprechen dabei dem Übertragungsbedarf. Bei bestehender Netzinfrastruktur wird der Übertragungsbedarf mit den vorhandenen Netzkapazitäten des Basisnetzes⁴⁰ abgeglichen und bei Überschreitung der vorhandenen Netzkapazitäten durch den ermittelten Übertragungsbedarf notwendige Netzentwicklungsmaßnahmen^{41, 42} festgelegt und dimensioniert. Die Kapitalkosten⁴³ der Übertragungsnetzinfrastruktur zwischen zwei Regionen sind demnach zum einen von der räumlichen Distanz der beiden Regionen und zum anderen von der für den angenommenen Netznutzungsfall maximal erforderlichen Übertragungskapazität abhängig. Zu den Kapitalkosten des Übertragungsnetzes fallen auch Betriebs- und Instandhaltungskosten in Höhe von ca. 3 % der Investitionskosten⁴⁴ an. Neben der regionalen Distanz und dem Kapazitätsbedarf kommen bei der

³⁶ Als Erzeugungsüberschuss wird eine Lastsituation in einer Region beschrieben, in der die erzeugte Elektrizitätsmenge den Elektrizitätsverbrauch in einem bestimmten Betrachtungszeitpunkt übersteigt.

³⁷ Als Erzeugungsdefizit wird eine Lastsituation in einer Region beschrieben, in der der Elektrizitätsverbrauch die Elektrizitätserzeugung in einem bestimmten Betrachtungszeitpunkt übersteigt.

³⁸ In *ÜNB 2017a* werden für jedes Szenario 8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen untersucht.

³⁹ Die Handelsflüsse zwischen zwei Modellregionen der Marktsimulation werden als notwendige Austauschmengen zwischen den beiden Modellregionen definiert (*ÜNB 2017a*).

⁴⁰ Das Basisnetz entspricht dem bestehenden Netz. Im Gegensatz zum Startnetz sind die alle als verbindlich anzusehenden und in der Umsetzung befindlichen Maßnahmen nicht enthalten (*ÜNB 2017a*).

⁴¹ Netzentwicklungsmaßnahmen werden nach dem NOVA-Prinzip⁸ priorisiert.

⁴² Die Dimensionierung der Netzentwicklungsmaßnahmen unterliegt den Grundsätzen für die Planung des Deutschen Übertragungsnetzes. Dabei werden weitere, in dieser Arbeit nicht weiter beschriebene netztechnische Beurteilungskriterien herangezogen (*ÜNB 2015b*).

⁴³ Annahmen zu Netzkosten sind in *ÜNB 2017b* zu finden.

⁴⁴ Mittelwert aus den Annahmen über zentrale Kostenparameter der Übertragungsnetzbetreiber aus *Hinz et al. 2014* (Wertebereich zwischen 2,5 % und 3,8 %).

Verteilnetzplanung die Überwindung verschiedener Spannungsebenen und der Anschluss von Erzeugungsanlagen und Verbrauchern hinzu. Hierfür sind zusätzliche Betriebsmittel⁴⁵ notwendig, welche mit zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten verbunden sind.

Im Rahmen dieser Arbeit findet auf Grund des gewählten Modellansatzes keine modellendogene Dimensionierung der Netzinfrastruktur statt. Das Basisnetz wird als existent betrachtet. Die Kosten für das Basisnetz werden demnach als sunk costs⁴⁶ in der Berechnung der Gesamtsystemkosten berücksichtigt und haben demnach keinen Einfluss auf den Optimierungsentcheid. Der durch den Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien implizierte Netzentwicklungsbedarf wird hingegen monetär bewertet. Die Netzausbaukosten gehen demnach als Variable in die Zielfunktion⁴⁷ mit ein und beeinflussen somit den Investitionsentscheid⁴⁸ in dargebotsabhängige erneuerbare Energien. Hierfür wird ein linearer technologiespezifischer Zusammenhang zwischen dem Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und dem zur Integration dieser Technologien notwendigen Netzausbaubedarf aus bestehenden Netzstudien⁴⁹ abgeleitet. In der modelltechnischen Analyse wird der Netzausbau somit rein monetär bewertet.

Tabelle 2-2: Zusammenhang der Netzkategorien und dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungstechnologien. (nach *Agora 2015*, eigene Ergänzungen)

Technologie	Netzkategorie
Windkraft offshore	Offshore-Netz Übertragungsnetz
Windkraft onshore	Übertragungsnetz Verteilnetz
Photovoltaik Freifläche	Verteilnetz
Photovoltaik Aufdachanlagen	Verteilnetz

Die Kosten für den Netzentwicklungsbedarf von offshore Netzen, Übertragungsnetzen und Verteilnetzen werden hierfür differenziert betrachtet. Für die Entwicklung der offshore Netze ist ein eindeutiger Zusammenhang mit dem Kapazitätszubau von offshore Windkraftanlagen gegeben. Der Entwicklungsbedarf für Übertragungs- und Verteilnetze kann nicht eindeutig auf den Kapazitätszubau einzelner dargebotsabhängiger Technologien zurückgeführt werden

⁴⁵ Siehe hierzu u.a.: *BMWi 2014; Eberl 2013*.

⁴⁶ sunk costs: Im Betrachtungszeitraum anfallende Fixkosten, welche auf unumkehrbare Entscheidungen vorangegangener Perioden zurückzuführen sind, wie zum Beispiel die jährlichen Abschreibungen oder fixen Betriebskosten von Bestandskraftwerken oder bestehenden Netzbetriebsmitteln. Definition nach: *OECD 2008*.

⁴⁷ siehe hierzu Gleichung 3-22 in Abschnitt 3.2.2

⁴⁸ siehe hierzu Gleichung 3-41 in Abschnitt 3.4.1

⁴⁹ Für die Ableitung technologiespezifischer Netzausbaukosten werden folgende Studien für die jeweiligen Netzkategorien herangezogen: offshore Netz: *ÜNB 2017c*; Übertragungsnetz: *ÜNB 2017a*; Verteilnetz: *BMWi 2014*.

(Agora 2015). In der weiteren Betrachtung wird deshalb zunächst ein Zusammenhang zwischen dargebotsabhängigen Technologien und der durch die Technologien beeinflussten Netzkategorie (Tabelle 2-2) hergestellt. Anschließend werden die Ausbaukosten der Netzkategorien den Technologien nach der installierten Leistung gewichtet zugeordnet. Die ermittelten technologiespezifischen Netzkosten sind in Anhang A (s. Tabelle A-4, S. 167) dokumentiert.

Fernwärmenetze

Im Vergleich zur Elektrizität handelt es sich bei Wärme um ein inhomogenes Gut. Die nachgefragten Vor- und Rücklauftemperaturen sind endkundenspezifisch und werden für jedes Wärmenetz individuell mit den angeschlossenen Kunden abgestimmt (AGFW 2013). Fernwärmenetze werden im Rahmen der Arbeit nicht explizit dimensioniert und modelliert. Bei der Berechnung der Gesamtsystemkosten werden daher vereinfacht spezifische Kosten für die Verteilung der Fernwärme angenommen.

Informations- und Kommunikationstechnologien

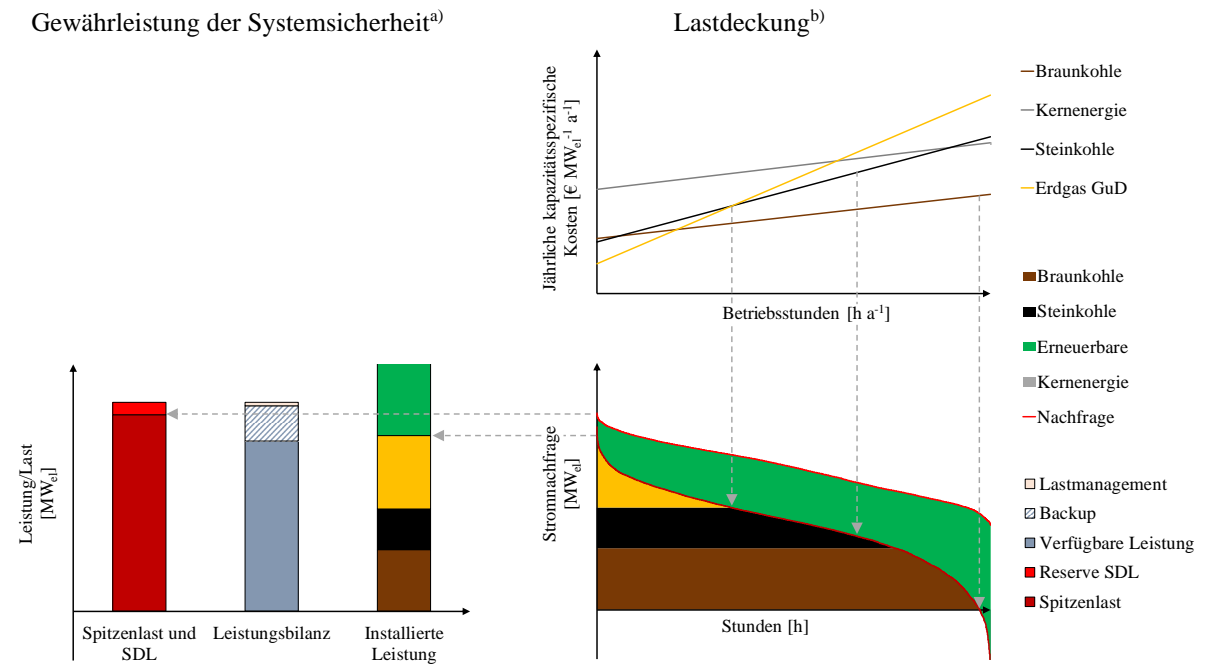
Die Infrastruktur für Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) ermöglicht eine intelligente Vernetzung von Erzeugern, Verbrauchern (Ernst & Young 2013), Flexibilitätsoptionen (Steurer et al. 2015) und Dienstleistern. Dabei ist die IKT für die Betriebsführung und optimale Koordination von Erzeugung und flexibler Nachfrage sowie zur Optimierung des Netzbetriebs notwendig. Sie bildet die Grundlage für neue innovative Ansätze der Integration erneuerbarer Energien und ist Voraussetzung für neue Geschäftsmodelle (BDEW 2015b). Die IKT wird im Rahmen der Arbeit nicht explizit modelliert. Bei der Berechnung der Gesamtsystemkosten werden daher vereinfacht technologiespezifische Kosten für IKT angenommen.

2.3.4 Kosten für Systemsicherheit

Die zur Gewährleistung der Systemsicherheit notwendigen verfügbaren Erzeugungsleistungen in der Elektrizitätsversorgung stimmen meist nicht mit den durch Elektrizitätsmärkte angereizten Erzeugungskapazitäten überein (Petitet et al. 2017). In der Literatur werden fehlende Investitionsanreize durch Preisobergrenzen und nicht akzeptable Risiken bei langfristig erwarteten Renditen als Gründe für unzureichende Erzeugungskapazitäten genannt (siehe u. a. Sun et al. 2013, Petitet et al. 2017). Da reales Investitionsverhalten mit dem gewählten Modellansatz (s. Kapitel 3) nicht abbildbar ist, und die zur Gewährleistung der Systemsicherheit investierten Erzeugungskapazitäten modelltechnisch begründet sind, werden die Kosten für Systemsicherheit für diese Arbeit wie folgt definiert und begründet: Die deterministische Abbildung inflexibler Profile führt zu einem szenariospezifischen Residualprofil. Die investierten

Erzeugungskapazitäten werden, wie in Abbildung 2-12 dargestellt, demnach zur Deckung des Residualprofils dimensioniert. Die Spitzenlast der inflexiblen Grundstromnachfrage⁵⁰ ist höher als die Spitzenlast des Residualprofils, sobald dargebotsabhängige erneuerbare Energien zum Zeitpunkt der Spitzenlast einspeisen. Demnach entsteht durch die gewählte Methode der deterministischen Abbildung inflexibler Erzeugungs- und Nachfrageprofile eine Diskrepanz zwischen marktseitig⁵¹ investierten Erzeugungskapazitäten zur Deckung des Residualprofils und der zur Gewährleistung der Systemsicherheit notwendigen verfügbaren Erzeugungsleistung.

Um ausreichend verfügbare Erzeugungsleistung unabhängig von den fluktuierenden Erzeugungsprofilen zu investieren, wird eine statische Leistungsbilanz als zusätzliche Restriktion implementiert⁵². Als Kosten für Systemsicherheit werden die durch diese Restriktion zusätzlich im Gesamtsystem anfallenden Kosten für Reservekapazitäten definiert.



a) Ermittlung der verfügbaren Erzeugungsleistung für eine Wahrscheinlichkeit von 99,99 % zur gesicherten Leistungsbereitstellung (ÜNB 2013). Methode zur Leistungsbilanz siehe ENTSO-E 2014; Verfügbarkeitsfaktoren für Erzeugungstechnologien nach ÜNB 2013.
 b) Marktgetriebene Kapazitätsermittlung zur Deckung der Residuallast.

Abbildung 2-12: Ermittlung von Reservekapazitäten in der Elektrizitätswirtschaft (Eigene Darstellung, nach Nabe 2006 und Nicolosi 2010).

⁵⁰ Als Grundstromnachfrage wird der exogen vorgegebene Anteil der Elektrizitätsnachfrage mit dem zugehörigen inflexiblen Nachfrageprofil definiert.
⁵¹ Die Modelltheorie des gewählten fundamentalen Ansatzes unterliegt der Annahme eines vollständigen Marktes mit perfekter Voraussicht und Transparenz aller Akteure und vollständig rational handelnden Akteuren mit der Perspektive eines homo oeconomicus⁵⁷.
⁵² Siehe hierzu Abschnitt 3.4.3 (S. 88 ff.), Abbildung 3-11 (S. 89) und Gleichung 3-45 (S. 89).

2.4 Modelle zur Analyse energiewirtschaftlicher Systeme

Im Folgenden werden die Grundlagen systemanalytischer Methoden beschrieben (s. Abschnitt 2.4.1). Anschließend wird ein Überblick der verschiedenen Modellansätze in der Energiesystemanalyse gegeben und versucht, diese anhand typischer Klassifizierungsmerkmale einzuordnen (s. Abschnitt 2.4.2).

2.4.1 Systemanalyse in der Energiewirtschaft

Ein System ist eine reale oder hypothetische, von ihrer Umwelt abgegrenzte Menge an Elementen, die in einer bestimmten Beziehung zueinander stehen (in Anlehnung an *VDI 3633*). Die Systemgrenze definiert dabei die Abgrenzung der Systemelemente und deren Schnittstellen zur Umwelt. Das betrachtete Energiesystem kann demnach sowohl eine globale oder nationale, als auch eine regionale oder lokale Dimension haben. Die Systemanalyse ist die Untersuchung der Strukturelemente eines Systems, d. h. die deskriptive Darstellung der Funktionsweise des betrachteten Systems (*Voß 2013*). Auf Grund der Dimension, Komplexität, der Vielfalt an Akteuren lassen sich langfristige, in die Zukunft gerichtete energiewirtschaftliche Fragestellungen in der Regel nicht durch Experimentalversuche am realen System beantworten. Mit mathematischen Modellen wird deshalb versucht, die Elemente realer Systeme und deren interdependentes Verhalten qualitativ und quantitativ zu beschreiben, um eine abstrahierte, aber für die Fragestellung adäquate Darstellung des Systems zu erhalten (*Remme 2006*). Dabei nimmt die Energiesystemanalyse Ergebnisse aus der Technik- und Potenzialanalyse auf und stellt unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und ökologischer Parameter sowie äußerer Rahmenbedingungen die möglichen Kombinationen aus Technologieoptionen (Systemelementen) zur Erreichung eines für die Zukunft formulierten Zieles vergleichend gegenüber. Die Entwicklung und Anwendung rechnerbasierter mathematischer Modelle kann in Anlehnung an *Küll und Stähly 1999*, *Schönfelder et al. 2011* und *Möst 2016* in folgende Schritte aufgeteilt werden:

1. Problemformulierung und Festlegung der Zielsetzung
2. Definition des Systems und Festlegung von Systemgrenze und Modellansatz
3. Zielgerichtete Datenerhebung und Modellformulierung
4. Auswahl der Softwareumgebung und Modellimplementierung
5. Validierung des Modells
6. Planung und Implementierung von Modellexperimenten
7. Durchführung von Modellrechnungen
8. Ergebnisanalyse und Interpretation
9. Transfer der Ergebnisse zur Bewertung des realen Systems.

Bei der Betrachtung dieses Prozesses der Modellentwicklung ergeben sich zwei unterschiedliche Entwicklungsebenen. Zum einen die quantitative Beschreibung des realen Systems durch mathematische Formeln und Parameter und zum anderen die Analyse und Interpretation der daraus resultierenden quantitativen Ergebnisse. Zum anderen wird durch das genaue Betrachten und Beschreiben des realen Systems das qualitative Verständnis für die komplexen Zusammenhänge der Systemelemente untereinander und das sensitive Verhalten des betrachteten Systems bei Veränderungen der Rahmenbedingungen verbessert. Dieser qualitative Lernprozess sollte nach den Ausführungen in der Arbeit von *Remme 2006* und der wörtlichen Formulierung von *Hogan 1979*:

„It is not the individual results of a model that are so important: it is the improved user appreciation of the policy problem that is the greatest contribution of modeling.“

als mindestens genauso wertvoll wie die eigentliche Problemlösung angesehen werden.

Energiesystemanalysen dienen in erster Linie der Entscheidungsunterstützung bei energiepolitischen, energiewirtschaftlichen oder wissenschaftlichen Fragestellungen. Sie liefern quantitative Aussagen über die Entwicklung zukünftiger Systemgrößen. In diesem Kontext wird in *Voß 1982* auf die Unvorhersehbarkeit der Zukunft hingewiesen. Demnach sei der Sinn und Zweck der Energiesystemanalyse „[...] heutige Entscheidungen auf eine rationalere Basis zu stellen“ und sollte nicht „[...] den Anspruch [verfolgen], die Zukunft vorherzusagen [...]“ (*Voß 1982*). Demnach ist das Bewusstsein über die nur bedingte Gültigkeit von Modellaussagen auf Grund der unvollkommenen Berücksichtigung aller in der Realität existierenden Kausalitäten und Interdependenzen für den Umgang mit Modellergebnissen von entscheidender Bedeutung. Die exakten quantitativen Modellergebnisse als alleinige Aussage sind hingegen nur von geringerer Bedeutung (*Huntington et al. 1981*).

Das Ziel der in dieser Arbeit durchgeführten Systemanalyse ist es somit nicht, den zukünftigen Einsatz von Biomasse als Energieträger quantitativ und absolut zu prognostizieren. Vielmehr sollen Flexibilitätsoptionen der energetischen Biomassenutzung mit eingeschränktem, langfristig in die Zukunft gerichtetem Blick auf den Elektrizitäts- und leitungsgebundenen Wärmemarkt, als Teilsystem der Energiewirtschaft, für Szenarien möglicher Energiezukünfte diskursiv überprüft und hinsichtlich ihrer Robustheit gegenüber langfristigen Unsicherheiten rational bewertet werden. Dies soll anstehende Entscheidungen über die weitere Nutzung von Biomasse zur gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung unterstützen.

2.4.2 Klassifizierung von Energiemodellen

Um die Vielzahl an quantitativen Aussagen, Hypothesen und Prognosen zu teilweise ähnlichen Fragestellungen verstehen und interpretieren zu können, ist das Verständnis über die angewandten Werkzeuge (Modelle) und deren charakteristische Eigenschaften und Grenzen unerlässlich. Die Auswahl an Modellen zur Analyse von Energiesystemen ist so vielfältig und komplex wie das Gesamtenergiesystem mit seiner Menge an Teilsystemen selbst. Eine strikte Abgrenzung der Modellansätze untereinander und die explizite Zuordnung von Modellansätzen zu bestimmten Fragestellungen sind auf Grund der hohen Komplexität und des großen Abbildungsumfangs kaum möglich. Eine Klassifizierung anhand eindeutiger Kriterien ermöglicht den Vergleich und die Einordnung von Modellansätzen. In *Sun 2013* wird eine Klassifizierung von Modellen zur Untersuchung von Elektrizitätsmärkten anhand der drei Kriterien Abbildungsumfang, Modellierungsansatz und Lösungsverfahren vorgenommen. Das Modelldesign lässt sich nach *Voß 2013* in mehrere problemadäquate Dimensionen des abstrahierten Modelldesigns unterteilen. Im Folgenden werden die an *Sun 2013* und *Voß 2013* angelehnten und für diese Arbeit neu strukturierten und aktualisierten Unterscheidungsmerkmale von Energiemodellen erläutert und eine Übersicht aktueller Modellansätze gegeben. Die Klassifizierung dient dem Verständnis des Betrachters und kann in diesem Kontext in gewissem Maße als subjektiv gesehen werden.

Systemperspektive

Ein grundlegendes Unterscheidungsmerkmal von Energiemodellen ist die Systemperspektive und der damit verbundene technologische Detaillierungsgrad. **Energiewirtschaftsmodelle** vertreten einen makroökonomischen top-down⁵³ Ansatz mit hohem technologischem Aggregationsgrad und einer ganzheitlichen Betrachtung, wobei der Energiesektor als Teilsystem der gesamten Volkswirtschaft abgebildet wird. Energiewirtschaftsmodelle sind in der Regel als allgemeine Gleichgewichtsmodelle oder Input-Output-Modelle formuliert. Berechenbare allgemeine Gleichgewichtsmodelle bilden den Zusammenhang verschiedener Wirtschaftssektoren und interagierender Märkte einer Volkswirtschaft ab und basieren auf der allgemeinen Gleichgewichtstheorie. Diese geht von der grundlegenden Annahme gewinn- bzw. nutzenmaximierender rational handelnder Marktakteure auf allen Märkten aus. Dadurch ergibt sich für jeden Markt ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Ein typischer Vertreter berechenbarer allgemeiner Gleichgewichtsmodelle ist beispielsweise das zur Untersuchung der Klimaschutzpolitik angewandte *MERGE* (A Model for Evaluating Regional and Global Effects

⁵³ top-down: top-down beschreibt eine Betrachtungsweise aus globaler Perspektive mit hohem Aggregationsgrad.

of GHG reduction policies; *Manne et al. 1995* und *Blanford et al. 2008*). Weitere bekannte Beispiele sind *NEWAGE-W* (National, European, Worldwide Applied General Equilibrium Modeling System; *Böhringer 1997* und *Zürn et al. 2005*), *GEM-E3* (General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment; *Capros et al. 1997*) und *REMIND-R* (Refined Model of long-term Investment Decisions, *Leimbach et al. 2009*), wobei letzteres als Hybridmodell angesehen werden kann, da es aus der Vereinigung eines top-down Ansatzes bei Betrachtung aller volkswirtschaftlichen Sektoren mit Ausnahme der auf Basis eines bottom-up⁵⁴ Ansatzes technologisch detailliert abgebildeten Energiewirtschaft besteht. Input-Output-Modelle stellen im Vergleich zu den berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodellen eine relativ kleine Gruppe der Energiewirtschaftsmodelle dar. Input-Output-Modelle bilden komplexe Zusammenhänge zwischen Wirtschaftssektoren mit teilweise stark disaggregierten Input-Output-Tabellen auf Basis linearer Gleichungssysteme ab. Zur Analyse energiewirtschaftlicher Fragestellungen kommen meist Hybridmodelle mit methodischen Erweiterungen des Energiesektors, wie z. B. der Integration von bottom-up Ansätzen, zum Einsatz. Ein beispielhafter Vertreter von energiewirtschaftlichen Input-Output-Modellen ist das zur Analyse umweltökonomischer Fragestellungen für die Bundesrepublik Deutschland entwickelte ökonometrische Simulations- und Prognosemodell *PANTA RHEI*⁵⁵.

Energiesystemmodelle sind prozessanalytische, versorgungsorientierte bottom-up Modelle, bei denen sich das betrachtete Gesamtsystem aus einer Vielzahl von Einzeltechnologien zusammensetzt. Das Energieversorgungssystem wird dabei als abgelöstes Partialsystem von der gesamten Volkswirtschaft betrachtet und in mehrere Sektoren (meist: Elektrizität, Wärme und Transport) und Untersektoren der Energieversorgung aufgeteilt. Die Energieversorgung wird dabei von der Bereitstellung von Primärenergie bis hin zur Ebene der Nutzenergie oder der Energiedienstleistungen unter Berücksichtigung intersektoraler und überregionaler Wechselwirkungen abgebildet. Das Ziel von Energiesystemmodellen ist meist die Berechnung eines unter vorgegebenen Rahmenbedingungen (kosten-)optimalen Energieversorgungssystems. Energiesystemmodelle eignen sich besonders für die langfristige Analyse des Energieversorgungssystems und dessen Teilsektoren. Ein bekanntes Energiesystemmodell ist u. a. das am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energiewirtschaft betriebene *TIMES-PanEU* (Modellplattform: The Integrated MARKAL-EFOM System; siehe u. a. in *Loulou et al. 2005*, *Remme 2006* und *Blesl 2014*).

Bei einer isolierten, von der gesamten Energiewirtschaft abgelösten bottom-up Betrachtung des Elektrizitätsmarktes handelt es sich um **Elektrizitätsmarktmodelle**. Der Schwerpunkt von

⁵⁴ bottom-up: Im Gegensatz zum top-down Ansatz beschreibt bottom-up eine von der Prozessebene aus gerichtete Perspektive mit hohem Detaillierungsgrad.

⁵⁵ panta rhei: altgr. „alles fließt“, nach dem Philosophen Heraklit, um 540 v. Chr. bis 480 v. Chr.; siehe auch: *Distelkamp et al. 2003*

Elektrizitätsmarktmodellen liegt auf der detaillierten Abbildung der Elektrizitätserzeugung, -speicherung und -übertragung. Je nach Fragestellung wird auch die mit der Elektrizitätserzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung verbundene Wärmeversorgung in Form von (Fern-)Wärmeregionen oder exogen vorgegebenen Must-Run-Kraftwerken abgebildet. Zur Berücksichtigung übergeordneter Rahmenbedingungen, wie beispielsweise der Entwicklung von Energieträgerpreisen, wird meist auf energiewirtschaftliche Studien zurückgegriffen. Elektrizitätsmarktmodelle werden hauptsächlich zur strategischen Untersuchung von Marktdesigns, der Auswirkung energiepolitischer Maßnahmen und von Fragestellungen zur Integration erneuerbarer Energien eingesetzt. In diesem Zusammenhang können Elektrizitätsmarktmodelle, wie bereits in *Hirth 2015* beschrieben, weiter unterteilt werden. Während bei der langfristigen Investitionsplanung konventionelle Erzeugungs- und Speicherkapazitäten in nahezu allen bekannten Modellansätzen modellendogen ermittelt werden, gibt es Unterschiede bei der Abbildung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Meist wird deren Kapazitätsentwicklung modellexogen vorgegeben. Die durch erneuerbare Energien anfallenden Kosten sind dabei als sogenannte versunkene Kosten⁵⁶ bereits festgelegt und können nicht mehr modellendogen beeinflusst werden. Diese Modelle setzen den Fokus auf die Untersuchung des Einflusses dargebotsabhängiger Elektrizitätserzeugung auf das Elektrizitätsversorgungssystem und beispielsweise die Bedarfsermittlung von komplementären Flexibilitätsoptionen, wie in *Brouwer et al. 2015*, *Bothor et al. 2015* und *Bertsch et al. 2016* beschrieben. Elektrizitätsmarktmodelle mit endogener Ermittlung erneuerbarer Erzeugungstechnologien dienen zur Ermittlung optimaler Anteile von Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Erzeugungssportfolio unter veränderten Rahmenbedingungen, wie beispielsweise steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate oder sinkenden Investitionskosten für erneuerbare Energien (*Hirth 2015*). Bekannte Vertreter von Elektrizitätsmarktmodellen sind das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) verwendete *REMix* (Renewable Energy Mix for Sustainable Electricity Supply), das open-source Modell *EMMA* (*Hirth 2016*) oder das in dieser Arbeit weiterentwickelte *E2M2s* (European Electricity Market Model stochastic; *Sun et al. 2008* und *Sun 2013*).

Modellierungsansatz

Eine grundlegende Annahme von Energiemodellen ist das durch Angebot und Nachfrage getriebene Handeln von Gütern oder Dienstleistungen. Meist wird der analytische Fokus auf die Akteure der Erzeugungs- und Dienstleistungsseite gerichtet und die Nachfrage aggregiert abgebildet. Der Modellierungsansatz bestimmt hierbei die Modellperspektive der Akteure auf

⁵⁶ sunk costs: a. a. O., Fußnote 46, Seite 37

den abgebildeten Markt und deren Zusammenspiel. **Fundamentalmodelle** verfolgen die volkswirtschaftliche Theorie des vollkommenen Marktes. Die nachgefragte Energiemenge wird dabei zu jedem Zeitpunkt von technisch und ökonomisch detailliert abgebildeten Einheiten gedeckt. Betrachtet man diese Einheiten als Marktakteure, so handeln diese nach dem neoklassischen Prinzip des homo oeconomicus⁵⁷, d. h. sie optimieren in diesem Fall eine gemeinsame Nutzenfunktion (meist die Reduktion der Systemgesamtkosten) auf rein rationaler Entscheidungsbasis und mit perfekter Voraussicht über das kommende Marktgeschehen. Diese Modelle eignen sich besonders zur vergleichenden Analyse von Technologieoptionen auf Basis technischer und ökonomischer Gesichtspunkte zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe. Sie finden deshalb vielfältig in der Politikberatung, der strategischen Unternehmensplanung und in der Wissenschaft zur rationellen Analyse energiewirtschaftlicher Fragestellungen Anwendung.

Multi-Agenten-Modelle versuchen hingegen das Marktgeschehen aus der Perspektive einzelner Akteure (Agenten) abzubilden und dabei heterogene Strategiemuster, unvollständige Informationen einzelner Akteure über das gesamte Marktgeschehen und Kooperationsoptionen zwischen den Akteuren zu simulieren (*Beckenbach und Briegel 2010*). Die dynamische Entwicklung des gesamten betrachteten Systems wird demnach als das Resultat der Einzelhandlungen autonomer interagierender Akteure verstanden (*Tesfatsion 2002, Beckenbach und Briegel 2010*). Nach *Wittmann und Bruckner 2007* können Multi-Agenten-Modelle in eine technische und eine sozio-ökonomische Ebene unterteilt werden. Mit Multi-Agenten-Modellen lassen sich beispielsweise die Auswirkungen veränderter Marktbedingungen auf das dadurch veränderte strategische Verhalten von Akteuren analysieren. Eine Übersicht zu energiewirtschaftlichen Multi-Agenten-Modellen ist in *Sensfuß et al. 2008a* zu finden. Ein bekannter Vertreter agentenbasierter Simulationsmodelle ist beispielsweise das am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) verwendete *AMIRIS* (Agentenmodell zur Integration Regenerativer in die Strommärkte; *Reeg et al. 2013*).

Systemdynamische Modelle versuchen Wirkungszusammenhänge zwischen einzelnen Systemelementen unter Berücksichtigung technischer, sozio-ökonomischer und ökologischer Gesichtspunkte, basierend auf der Theorie von Jay W. Forrester (*Forrester 1968*), mit Hilfe von nichtlinearen gekoppelten Differentialgleichungssystemen zu simulieren. Systemdynamische Modelle bestehen typischerweise aus Variablen, die Bestands- („Stocks“) und Flussgrößen („Flows“) darstellen und über Kausalbeziehungen („causal loops“) sowie Rückkopplungsschleifen („feedback loops“) verbunden sind (*Jäger et al. 2008*). Typische Anwendungsgebiete sind die Analyse von Wirkungszusammenhängen eines Systems und die Beurteilung des

⁵⁷ homo oeconomicus: Die Vorstellung des homo oeconomicus entspricht dem Modell des rein rational handelnden und wirtschaftlich denkenden Menschen mit uneingeschränkter Entscheidungsfindung in der klassischen und neoklassischen Wirtschaftstheorie.

Einflusses geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf das Zusammenspiel der Systemkomponenten. Eine aktuelle Literaturübersicht zu systemdynamischen Modellen für die Simulation von Elektrizitätsmärkten findet sich in *Teufel et al. 2013*.

Ökonometrische Modelle betrachten Wirkungszusammenhänge zwischen ökonomischen Größen, wie beispielsweise Brennstoffpreise an Großhandelsmärkten auf Basis ökonomischer Theorien. Dabei wird versucht, die Aussagen der ökonomischen Theorie mit der beobachteten wirtschaftlichen Realität mit Hilfe empirischer wahrscheinlichkeitstheoretischer Untersuchungen zu vereinen und dadurch die Diskrepanz zwischen ökonomischer Theorie und wirtschaftlicher Realität zu verringern (*Dreger et al. 2014*). Die ökonometrische Theorie basiert auf dem Ätialprinzip (*Hartwig 1956* und *Menges 1959*), welches entgegen dem Kausalprinzip bei gegebenen Randbedingungen mehrere alternative und auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung basierende Resultate als Folgen ökonomischer Entscheidungen zulässt (*Dreger et al. 2014*). Ökonometrische Modelle eignen sich demnach besonders für die Analyse von nicht fundamental darstellbaren Fragestellungen.

Spieltheoretische Modelle versuchen strategische Entscheidungssituationen einer bestimmten (endlichen) Anzahl von Akteuren mit einer jeweils gegebenen Auswahl individueller Strategien und damit verbundener eintretender Ereignisse zu simulieren bzw. zu optimieren (*Ellersdorfer 2009*). Die Entscheidungssituation kann dabei unter vollständiger oder unvollständiger Information der Akteure über die Strategien anderer Akteure getroffen werden. Spieltheoretische Modelle werden meist im Rahmen von ex ante⁵⁸ Analysen zu Marktunvollkommenheiten in oligopolistischen Marktstrukturen genutzt. Ein spieltheoretischer Modellansatz zur Analyse von Marktmacht im deutschen Elektrizitätssektor wird beispielsweise in *Ellersdorfer 2009* beschrieben. Eine Klassifikation spieltheoretischer Ansätze zur Elektrizitätsmarktmodellierung wird zudem in *Ventosa et al. 2005* erläutert.

Lösungsverfahren

Die Disziplin der mathematischen Implementierung theoretischer Ansätze zur quantitativen Modellbildung wird in der Fachsprache auch als Operations-Research bezeichnet. Der Operations-Research befasst sich demnach mit Methoden zur Entscheidungsfindung für reale oder fiktive Planungsprobleme auf Basis abstrahierter Modellrechnungen. Bevor es zur Modellbildung kommt, müssen nach *Suhl und Millouli 2013* folgende Punkte mit dem Entscheidungsträger abgestimmt werden:

1. Welche Freiheitsgrade sollen berücksichtigt werden? (Entscheidungsvariablen)

⁵⁸ ex ante: lat. „aus vorher“. Ex ante Analysen zielen auf die Beantwortung von Zusammenhängen durch vorab festgelegte Planungs- oder Erwartungsgrößen ab.

2. Unter welchen Rahmenbedingungen soll die Entscheidung getroffen werden? (Restriktionen)

Aus diesen Informationen lässt sich anschließend ein Modell mit einer meist überbestimmten Menge an Freiheitsgraden konstruieren, d. h. es gibt mindestens zwei zulässige (lösbare) Wertkombinationen der Entscheidungsvariablen unter Einhaltung der gegebenen Restriktionen. Um eine eindeutige Lösung des Entscheidungsproblems zu erhalten, muss ein weiterer Punkt definiert werden:

3. Welches Ziel verfolgt der Entscheidungsträger? (Zielfunktion)

Es gibt zwei grundsätzliche methodische Ansätze des Operations-Research zur Beantwortung dieser Fragestellung. Bei einer expliziten Formulierung von Entscheidungsvariablen, Restriktionen und Zielfunktion werden meist mathematische **Optimierungsmodelle** eingesetzt. Dabei werden alle möglichen Handlungsalternativen erfasst und mithilfe eines Optimierungsalgorithmus das optimale Ergebnis berechnet. Numerische Optimierungsverfahren lassen sich anhand ihrer Programmieretechnik in lineare Programme (LP), (gemischt-)ganzzahlig lineare Programme ((G)GLP) und nichtlineare Programme (NLP) differenzieren (siehe hierzu u. a.: *Suhl und Millouli 2013*, *Werners 2013* und *Williams 2013*). Auf Grund des beherrschbaren Rechenaufwands werden in der Energiewirtschaft für langfristige Planungsaufgaben mit Investitionsentscheidungen meist lineare Programme genutzt. Für die Abbildung der kurzfristigen Einsatzplanung sind auf Grund der notwendigen hohen Detailschärfe meist gemischt ganzzahlig lineare Programme mit deutlich höherem Rechenaufwand notwendig. Um die Rechenzeit zu verkürzen, kann das Entscheidungsproblem in mehrere periodische Teilprobleme untergliedert und myopisch optimiert werden (siehe hierzu: Kapitel 3.1; *Williams 2013*). Eine Alternative zu den genannten numerischen Optimierungsverfahren bieten heuristische Optimierungsverfahren. Dabei wird versucht, durch systematische Vorgehensweisen eine möglichst gute Lösung in kurzer Rechenzeit zu finden ohne dabei den gesamten Lösungsraum zu betrachten. Die exakte Optimalität der Lösung kann dabei entgegen den numerischen Optimierungsverfahren mathematisch nicht bewiesen werden. Allgemeine Prinzipien zur Steuerung und Entwicklung heuristischer Verfahren werden Metaheuristiken genannt. Sie gehören zu den sog. naturanalogen Verfahren (*Colomi et al. 1996*), wie beispielsweise evolutionäre Algorithmen (*Weicker 2015*), künstliche neuronale Netze (*Kruse et al. 2011*) oder Ameisensysteme (*Dorigo und Blum 2005*).

Liegt keine explizite Zielformulierung vor, werden meist **Simulationsmodelle** zur Entscheidungsunterstützung herangezogen. Dabei werden verschiedene Systemvarianten, die sich in Struktur und Verhalten voneinander unterscheiden, in Modellexperimenten simuliert und die daraus resultierenden Modelllösungen zur Leistungsbewertung der Systemvarianten analysiert und verglichen (*VDI 3633*). Somit müssen Simulationsmodelle nicht wie Optimierungsmodelle hinsichtlich einer Zielfunktion analytisch, sondern anhand von Eingangsparametern nu-

merisch gelöst werden. Sie eignen sich besonders für komplexe und technisch detaillierte Fragestellungen, die mit Optimierungsmodellen nicht bewältigt werden können, wie beispielsweise die Simulation von Kraftwerksprozessen (Walter *et al.* 2009) oder netztechnische Simulationen (Oeding und Oswald 2011).

Räumliche Auflösung

Energiemodelle unterscheiden sich zunächst anhand ihrer geographischen Dimension und regionalen Differenzierung. Dabei können die Modelle sowohl regionale oder standortspezifische Versorgungsaufgaben (Beispiele sind in: Evins *et al.* 2015 und Best *et al.* 2015 beschrieben), als auch die Energieversorgung einer Nation oder eines Kontinents (Beispiele sind in: Young *et al.* 2014 und Rosen *et al.* 2005 beschrieben) abbilden. Globale Energiemodelle wie das WEM (World Energy Model; IEA 2015a) der internationalen Energieagentur (IEA) bilden das gesamte Weltenergiesystem ab. Dabei ist aufgrund des enormen Daten- und Rechenaufwands meist ein mit der geographischen Dimension zunehmender regionaler Aggregationsgrad verbunden, um die Lösbarkeit des formulierten Problems in einem vertretbaren Zeitrahmen zu gewährleisten. Methoden zur Ermittlung regionaler Eingangsparameter werden in Beer 2012 erläutert.

Zeitliche Differenzierung

Des Weiteren unterscheiden sich die Modelle anhand ihres Betrachtungszeitraums und ihrer temporalen Aggregation bzw. Disaggregation. Dabei kann der im Modell abgebildete Zeitraum von einzelnen Jahren bis hin zu mehreren Jahrzehnten betragen. Kurzfristige Modelle dienen meist der Einsatzplanung eines bestehenden Anlagenparks ohne die Berücksichtigung möglicher Investitionen. Der Fokus liegt dabei auf der zeitlich hochauflösenden Abbildung des Anlagenbetriebs. Ein typisches hochauflösendes Einsatzplanungsmodell ist das JMM (Joint Market Model; Meibom *et al.* 2006) mit detaillierter Abbildung verschiedener dynamischer Handelsplätze. Mittelfristige Modelle berücksichtigen sowohl bestehende Anlagen unter Beachtung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme und der technischen Lebensdauer, als auch Investitionsoptionen, die abgeschaltete Altanlagen ersetzen können. Langfristige Modelle setzen, je nach Fragestellung und betrachtetem Zeithorizont, meist keinen bestehenden Anlagenpark voraus. Diese Vorgehensweise wird auch „Grüne-Wiese“-Ansatz⁵⁹ genannt. Dabei werden eine oder mehrere Versorgungsaufgaben und mehrere technische Optionen zur Deckung dieser Aufgabe modellexogen vorgegeben. Bei mittel- und langfristigen Modellansätzen wird die unter-

⁵⁹ „Grüne-Wiese“-Ansatz: a. a. O., Fußnote 12, Seite 20

jährige Auflösung aufgrund der erforderlichen Rechenkapazität und Rechendauer zu typisierten Zeitsegmenten und Perioden aggregiert und die technologische Detailschärfe reduziert. Methoden der Modellvereinfachung werden beispielsweise in *Remme 2006* und *Sun 2013* beschrieben.

Berücksichtigung zufälliger Ereignisse

Im Zusammenhang mit der temporalen Abbildung steht auch der Umgang mit Unsicherheiten, wie die Abbildung der dargebotsabhängigen Elektrizitätserzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen oder die Berücksichtigung nicht planbarer, nicht disponibler Kraftwerksnichtverfügbarkeiten. Hierfür stehen dem Modellierer sowohl deterministische als auch stochastische Methoden zur Auswahl. Der meist gewählte Ansatz ist die rein deterministische Abbildung auf Basis empirischer Zeitreihen und eine auf den Betrachtungszeitpunkt gerichtete Interpolation der empirischen Parameter. Stochastische Ansätze bedienen sich der Wahrscheinlichkeitsverteilung des Eintretens möglicher Ereignisse. In *Sun et al. 2008* wird beispielsweise ein stochastischer Ansatz zur Abbildung kurzfristiger Unsicherheiten der Elektrizitätserzeugung aus Windkraftanlagen in einem langfristigen Planungsmodell des Elektrizitätssektors beschrieben. In *Möst und Keles 2010* wird ein Überblick zu stochastischen Modellierungsansätzen in Bezug auf Fragestellungen liberalisierter Elektrizitätsmärkte gegeben.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein abstahiertes fundamentales Elektrizitätsmarktmodell mit Einbeziehung der Fernwärmemärkte zur simultanen Optimierung von Einsatzplanung und Investitionen in der Region Deutschland eingesetzt. Der gewählte Modellansatz erlaubt eine rationale Untersuchung des Einflusses flexibler Bioenergieanlagen auf die Gesamtsystemkosten der Elektrizitätsbereitstellung auf Technologieebene. Im Folgenden Kapitel wird das gewählte Modell und seine Sytemgrenzen detailliert beschrieben.

3 Modellbeschreibung E2M2-Bio

In der vorliegenden Arbeit wird das fundamentale Elektrizitätsmarktmodell E2M2-Bio zur Analyse der langfristigen Entwicklung und der kurzfristigen Einsatzplanung von Bioenergieanlagen als Technologieoption am Elektrizitätsmarkt beschrieben und angewandt. Der Fokus der Modellentwicklung liegt in der adäquaten Abbildung von flexiblen Bioenergieanlagen zur Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung. Dabei sollen die Wertigkeit und der Bedarf von Bioenergieanlagen in wettbewerblicher Konkurrenz zu anderen Technologieoptionen ermittelt werden. Die entwickelte Modellversion baut auf dem am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) entwickelten European Electricity Market Model stochastic E2M2s auf, welches in den Arbeiten von *Sun 2013* und *Swider et al. 2007* beschrieben wird. Wesentliche Weiterentwicklungen sind technologieabhängige Restriktionen für die Nutzung und Konversion von Bioenergieträgern, neue Investitionsoptionen für flexible Bioenergieanlagen und dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien, die Implementierung regional hochaufgelöster Erzeugungsganglinien für Windkraft- und Photovoltaikanlagen und Restriktionen zur Erreichung energiepolitischer Ziele auf nationaler und internationaler Ebene.

In diesem Kapitel werden zuerst die angewandten mathematischen Verfahren zur Lösung des Optimierungsproblems (s. Abschnitt 3.1) und die Zielfunktion zur Minimierung der Gesamtsystemkosten (s. Abschnitt 3.2) beschrieben. Darauf aufbauend werden Modellerweiterungen zum Einsatz von Bioenergie (s. Abschnitt 3.3) und sonstige für die Arbeit relevanten Modellerweiterungen (s. Abschnitt 3.4) erläutert.

3.1 Angewandte Optimierungsmethoden und Lösungsverfahren

E2M2-Bio ist als lineares Optimierungsproblem formuliert (s. Abschnitt 3.1.1). Für die detaillierte Betrachtung der Kraftwerkseinsatzplanung kann bei Bedarf ein mehrstufig mehrperiodischer Ansatz mit gemischt ganzzahligem Optimierungsproblem gewählt werden (s. Abschnitt 3.1.3).

3.1.1 (Gemischt ganzzahlige) Lineare Programmierung

E2M2-Bio ist als lineares Optimierungsproblem (oder auch *lineares Programm*, LP) formuliert und besteht demnach aus einer zu minimierenden oder maximierenden linearen Zielfunktion,

aus Entscheidungsvariablen x_i , deren mögliche kontinuierliche (LP) oder ganzzahlige ((gemischt) ganzzahlig lineares Programm, (G)GLP) Wertspanne durch Schranken eingegrenzt wird und aus linearen Restriktionen, die als Gleichungen, bzw. Ungleichungen formuliert sind. Somit lässt sich das lineare Optimierungsproblem zur Minimierung der Gesamtsystemkosten (3-1) wie folgt ausdrücken:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{u. d. N.} \quad & \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \begin{cases} \leq \\ \geq \\ = \end{cases} b_i \quad , \forall j \in N, N \subseteq \mathbb{R}^n, i \in M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-1 \\ & \text{und} \quad x_j \geq 0 \end{aligned}$$

Mit:

- a_{ij} Koeffizient der Variable x_j in Gleichung i
- b_i rechte Seite der Gleichung i
- c_j die spezifischen Kosten der Variable x_j
- i Index der Gleichung
- j Index der Variablen
- x_j Entscheidungsvariable
- \mathbb{R}^n n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum

Im Falle der rein linearen Programmierung sind die Werte der Entscheidungsvariablen x_i kontinuierlich. Für bestimmte Fragestellungen kann die Lösungsmenge von x_i durch die Einführung von Nichtnegativitätsbedingungen auf die Menge nichtnegativer reeller Zahlen eingeschränkt werden.

Bei gemischt ganzzahligen linearen Optimierungsproblemen unterliegt ein Teil der Entscheidungsvariablen x_i der ganzzahligen Bedingung 3-2:

$$x_i \in \mathbb{Z} \quad , \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-2$$

Mit:

- i Index der Gleichung
- x_i Entscheidungsvariable
- \mathbb{R}^n n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum
- \mathbb{Z} Menge der ganzen Zahlen

LP-Relaxation

Um NP⁶⁰-schwere (ganzzahlige) Probleme in Polynomialzeit lösen zu können, kann das (G)GLP mit der Binärvariable x_i :

$$x_i \in \{0, 1\} \quad , \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-3$$

durch ein relaxiertes reell eingeschränktes LP ersetzt werden:

$$0 \leq x_i \leq 1 \quad , \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-4$$

Ist das ganzzahlige Problem wie folgt auf den natürlichen Zahlenraum beschränkt,

$$x_i \in \mathbb{N} \quad , \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-5$$

so entspricht das relaxierte LP der Nichtnegativitätsbedingung von x_i :

$$x_i \geq 0 \quad , \forall i \in M', M' \subseteq M, M \subseteq \mathbb{R}^n \quad 3-6$$

Mit:

- i Index der Gleichung
- x_i Entscheidungsvariable
- \mathbb{R}^n n- bzw. beliebig-dimensionaler (Vektor-)Raum
- \mathbb{N} Menge der natürlichen Zahlen

Das dadurch relaxierte LP liefert eine Annäherungslösung zu dem ursprünglichen realen diskreten Problem. Zur Analyse von langfristigen Investitionen am Elektrizitätsmarkt eignen sich demnach vor allem linear relaxierte Modellansätze. Dabei werden Kraftwerksinvestitionen nicht wie in der Realität blockscharf getätigt, sondern eine beliebige Teilbarkeit der Kraftwerksgrößen zugrunde gelegt (*Sun 2013*). Einige Fragestellungen der Kraftwerkseinsatzplanung erfordern eine blockscharfe Abbildung temporaler und intertemporaler Restriktionen von Kraftwerkszuständen, wie Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten, Teillastverhalten oder Leistungsänderungsgeschwindigkeiten. Um diese abzubilden, sind gemischt ganzzahlig lineare Programme notwendig.

⁶⁰ Der Begriff „NP“ steht für *nondeterministische Polynomialzeit* und ist als die Klasse aller Entscheidungsprobleme definiert, welche auf einer nondeterministischen Turingmaschine gelöst werden können (*Krumke und Noltemeier 2012, Garey und Johnson 1979*). In *Karp 1972* werden ganzzahlige 0-1 Programme (binäre Programme) als NP vollständige Entscheidungsprobleme definiert.

3.1.2 Stückweise lineare Approximation

Bei technischen und ökonomischen Anwendungen treten in der Realität oft nichtlineare Zusammenhänge auf. In Abbildung 3-6 ist beispielsweise der Verlauf von spezifischen Wirkungsgraden und Investitionskosten für Biogas-Blockheizkraftwerke in Abhängigkeit der Nennleistung dargestellt.

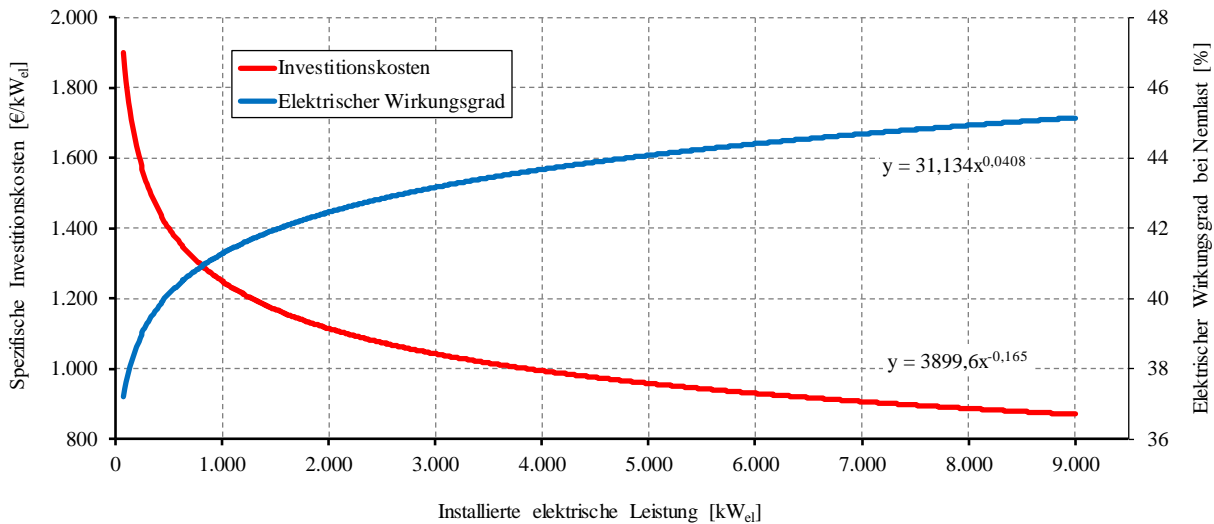


Abbildung 3-1: Nichtlinearer Verlauf spezifischer Wirkungsgrade und Investitionskosten für Biogas-Blockheizkraftwerke (Datenquelle: ASUE 2015).

Da diese nichtlinearen Zusammenhänge⁶¹ nicht mit einem linearen Programm gelöst werden können, muss die analytisch nicht verwendbare Funktion f durch eine numerisch nutzbare Näherungsfunktion \hat{f} linear approximiert werden. In Abbildung 3-2 ist die Herleitung der stückweise linear approximierten Näherungsfunktionen am Beispiel der Investitionskosten für Biogas-Blockheizkraftwerke dargestellt. Gegeben sei die nichtlineare Funktion $s(x)$ der spezifischen Modulkosten eines Blockheizkraftwerkes auf dem Intervall $[a, b]$:

$$s: [a, b] \rightarrow \mathbb{R} \quad , \forall a, b \in \mathbb{R} \quad 3-7$$

und die Funktion $K(x)$ der absoluten Modulkosten im Intervall $[a, b]$:

$$K: [a, b] \rightarrow \mathbb{R} \quad , \forall a, b \in \mathbb{R} \quad 3-8$$

mit:

$$K(x) = x * s(x) \quad 3-9$$

dargestellt.

⁶¹ In dieser Arbeit werden sowohl die Investitionskosten, als auch die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade von Biogas-Blockheizkraftwerken über stückweise linear approximierten Näherungsfunktionen abgebildet.

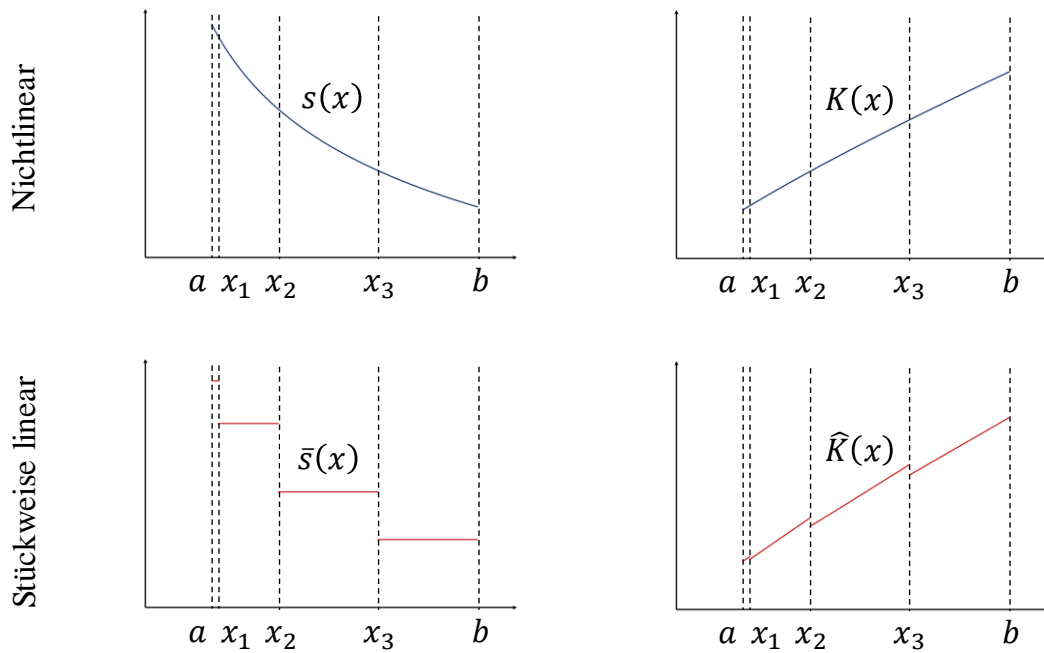


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der stückweise linearen Approximation der spezifischen Kostenfunktion $s(x)$ und der daraus resultierenden absoluten Kostenfunktion $K(x)$ im Intervall $[a, b]$.

Zur Herleitung einer in einem linearen Programm nutzbaren Näherungsfunktion für $K(x)$ wird das Intervall $[a, b]$ zunächst durch die Stützstellen (x_0, x_1, \dots, x_n) mit:

$$n \in \mathbb{N} \tag{3-10}$$

und:

$$x_i \in [a, b] \quad , \forall i \in [0, n] \subset \mathbb{N} \tag{3-11}$$

in n Teilintervalle $[x_{k-1}, x_k]$ mit:

$$1 \leq k \leq n \tag{3-12}$$

unterteilt.

Da auf dem Intervall $[a, b]$ beliebig viele Funktionswerte für die Funktion $s(x)$ liegen, ist eine Bestimmung eines Mittelwertes anhand von Datenreihen nicht möglich. Hierfür wird die Berechnung des Mittelwerts $\bar{s}(x)$ der Funktion $s(x)$ auf den Teilintervallen $[x_{k-1}, x_k]$:

$$\bar{s}: [x_{k-1}, x_k] \rightarrow \mathbb{R} \tag{3-13}$$

mit:

$$\bar{s}(x) = \frac{1}{x_k - x_{k-1}} \int_{x_{k-1}}^{x_k} s(x) dx \quad 3-14$$

gebildet. Die approximierte Näherungsfunktion $\hat{K}(x)$ der absoluten Modulkosten auf den Teilintervallen $[x_{k-1}, x_k]$:

$$\hat{K}: [x_{k-1}, x_k] \rightarrow \mathbb{R} \quad 3-15$$

mit

$$\hat{K}(x) = x * \bar{s}(x) \quad 3-16$$

ist demnach innerhalb der Teilintervalle $[x_{k-1}, x_k]$ linear und somit in einem linearen Programm nutzbar.

Da der Investitionsentscheid für Biogas-Blockheizkraftwerke nicht diskret sondern LP-relaxiert abgebildet ist, werden die Investitionskosten I in Abhängigkeit der Bemessungsleistung z und dem Überbauungsfaktor x , wie in Abbildung 3-3 dargestellt, abgebildet.

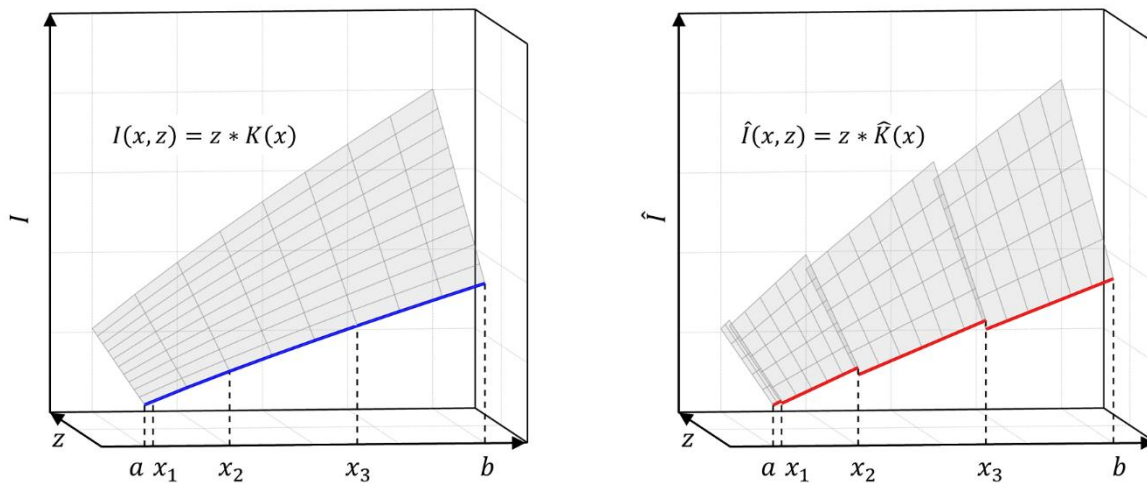


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung der LP-relaxierten und stückweise linear approximierten Investitionskosten $\hat{I}(x, z)$ im Intervall $[a, b]$.

Aus der nichtlinearen Funktion $I(x)$ der LP-relaxierten Investitionskosten für Blockheizkraftwerke auf dem Intervall $[a, b]$:

$$I : [a, b] \rightarrow \mathbb{R} \quad , \forall a, b \in \mathbb{R} \quad 3-17$$

mit:

$$I(x, z) = z * K(x) \quad 3-18$$

kann somit die nutzbare stückweise linear approximierte und LP-relaxierte Näherungsfunktion $\hat{I}(x, z)$ der Investitionskosten für Blockheizkraftwerke auf den Teilintervallen $[x_{k-1}, x_k]$:

$$\hat{I}: [x_{k-1}, x_k] \rightarrow \mathbb{R} \quad 3-19$$

mit

$$\hat{I}(x, z) = z * \hat{K}(x) \quad 3-20$$

hergeleitet werden. Die modelltechnische Umsetzung der stückweise linear approximierten Kostenfunktionen zur Dimensionierung flexibler Biogasanlagen wird in Abschnitt 3.3.2 erläutert.

3.1.3 Mehrstufige mehrperiodische Optimierung

Wie bereits in Abschnitt 2.4.1 erwähnt, werden mittel- und langfristige Modellansätze hauptsächlich zur Analyse von zukünftigen Unsicherheiten hinsichtlich des Ausbaus des betrachteten Systems durch mögliche Investitionen eingesetzt. Wohingegen kurzfristige Modelle auf Basis eines bestehenden Systems dessen Betriebsweise detailliert analysieren. In dieser Arbeit wird ein mehrstufiger mehrperiodischer Optimierungsansatz in E2M2-Bio implementiert (siehe hierzu u.a.: *Su et al. 2015*). Dabei werden langfristige Unsicherheiten zur Investitionsentscheidung und kurzfristige Unsicherheiten der Einsatzplanung voneinander entkoppelt und in mehreren Stufen analysiert. In der ersten Stufe werden langfristige Investitionsentscheidungen auf Basis von Stützjahren und annuisierten Investitionskosten unter myopischer⁶² Voraussicht optimiert. Dabei werden für eine Entscheidungsperiode T_n (Stützjahr) die Investitionen und der

⁶² Im Gegensatz zum Ansatz der perfekten Voraussicht (integral über alle Entscheidungsperioden) wird der Investitionsentscheidungen beim Ansatz der myopischen Voraussicht auf Basis der in einer Entscheidungsperiode vorherrschenden Rahmenbedingungen getroffen (*Krey 2006*). Während beim Ansatz der perfekten Voraussicht das globale Optimum über den gesamten Betrachtungshorizont gefunden wird, kann das Optimum beim Ansatz mit myopischer Voraussicht ausschließlich für die betrachtete Entscheidungsperiode identifiziert werden (*Barbowski 2014*). *Babrowski et al. 2014* zeigen, dass eine Abweichung des im Ansatz mit myopischer Voraussicht identifizierten Optimums im Vergleich zu dem mit dem Ansatz der perfekten Voraussicht ermittelten globalen Optimum auf Sprünge in den Eingangsparametern zurückzuführen sind. Die im Ansatz mit myopischer Voraussicht auftretenden Fehlinvestitionen (engl.: *lost opportunities*) sind demnach auf unvollständige Informationen über die gesamte Nutzungsdauer einer Investition zurückzuführen (*Babrowski et al. 2014*). Der Ansatz mit myopischer Voraussicht erlaubt durch seine geringere Rechenintensität eine höhere Modellgenauigkeit im Hinblick auf die zeitliche und technologische Auflösung. Da die Inputparameter im Rahmen dieser Arbeit einen stetigen (nicht-sprunghaften) Verlauf über die Entscheidungsperioden haben (siehe hierzu: Abschnitt 4.1, S. 85 ff.), wird im Rahmen dieser Arbeit der myopische Ansatz gewählt.

Einsatz von Erzeugungs- und Speichereinheiten sowie weiteren Flexibilitätsoptionen simultan optimiert. Um die Rechenzeit in einem akzeptablen Rahmen zu halten, wird eine LP-Relaxation der blockscharfen Investitionsentscheidung und des Kraftwerkstatus vorgenommen. So kann das Problem als rein lineares Programm ohne Ganzzahligkeitsbedingung formuliert werden. Wie in Abbildung 3-4 dargestellt werden Unsicherheiten über zukünftige Rahmenbedingungen über Szenarien (X, Y, Z) abgebildet. Ausgehend von einem anfänglichen Systemzustand K_0 wird für jedes Szenario S in jeder Entscheidungsperiode T_n ein Investitionsentscheid $I_{S,n}$ ermittelt.

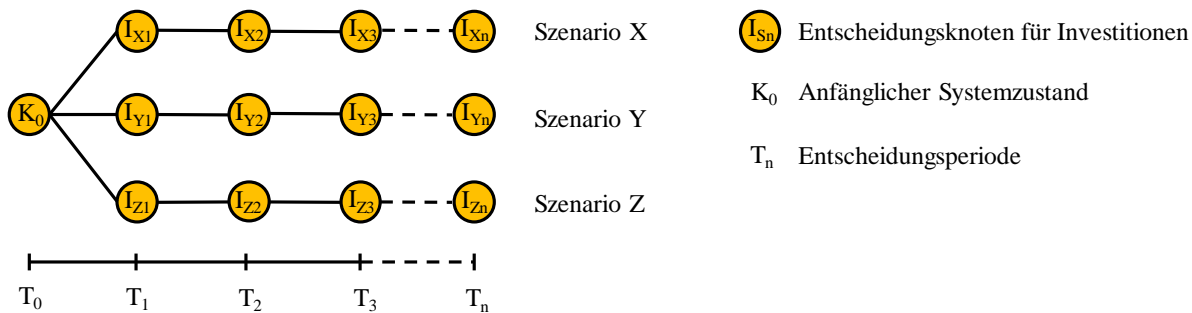


Abbildung 3-4: Szenariobaum für die langfristige Investitionsentscheidung.

Basierend auf den in der ersten Stufe ermittelten Investitionen wird in der zweiten Stufe eine detaillierte Einsatzplanung berechnet. Dazu werden die ermittelten aggregierten Erzeugungseinheiten auf Basis ihrer spezifischen Erzeugungskapazität disaggregiert und eine Ganzzahligkeitsbedingung für den Kraftwerksstatus, wie in *Sun et al. 2008* und *Sun 2013* beschrieben, eingeführt. Um gemischt ganzzahlige lineare Programme in einer vertretbaren Rechenzeit zu lösen, können Einsatzplanungsmodelle als mehrperiodische Optimierungsprogramme formuliert werden (*Williams 2013*). Mehrperiodisch gemischt ganzzahlig lineare Optimierungsmodelle besitzen eine charakteristische treppenartige Koeffizienten-Struktur, wie vereinfacht in Abbildung 3-5 dargestellt. A_0, A_1, \dots, A_n und B_1, B_2, \dots, B_n stellen Teilmatrizen einer Periode dar, während b_1, b_2, \dots, b_n Spalten von Koeffizienten zur Abbildung der rechten Seite des Teilproblems sind. Die Matrizenblöcke $(A_1, B_1), (A_2, B_2), \dots, (A_n, B_n)$ sind, wie in Abbildung 3-5 links dargestellt, über gemeinsame (fixierte) Variablen verbunden und ermöglichen einen Übergang von einer Periode in die nächste. Typische gemeinsame (fixierte) Variablen zur Analyse von Elektrizitätsmärkten sind z. B. Kraftwerkszustände oder Speicherfüllstände. Eine zweite Möglichkeit, einen Bezug zwischen Teilproblemen abzubilden, ist die Einführung gemeinsamer Spalten (s. Abbildung 3-5, rechts). Haben die mathematischen Teilprobleme keine gemeinsamen Koeffizienten, können sie als Einzelprobleme gelöst werden.

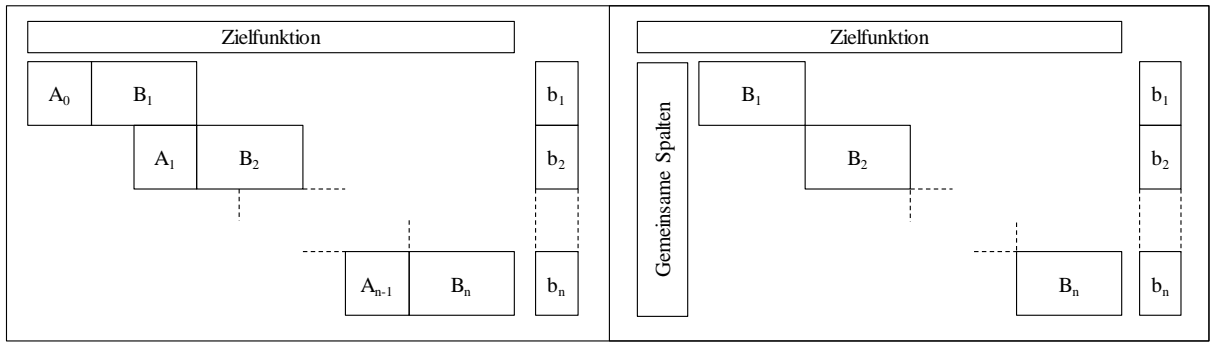


Abbildung 3-5: Vergleich der treppenartigen Koeffizienten-Struktur von mehrperiodischen linearen Optimierungsmodellen, (Eigene Darstellung, nach Williams 2013).

Zur Analyse von Ausbau und Betrieb aller Systemkomponenten wird demnach der in Abbildung 3-4 dargestellte Szenariobaum mit der in Abbildung 3-5 dargestellten mehrperiodischen Einsatzplanung, wie in Abbildung 3-6 gezeigt, zusammengeführt. Dabei wird jede Entscheidungsperiode T_n in Teilperioden P_m unterteilt. Dies ermöglicht eine mehrstufige Berechnung des linear relaxierten Investitionsentscheidungs im Entscheidungsknoten $I_{S,n}$ und der gemischt ganzzahlig linearen Einsatzplanung im Planungsknoten $E_m^{S,n}$.

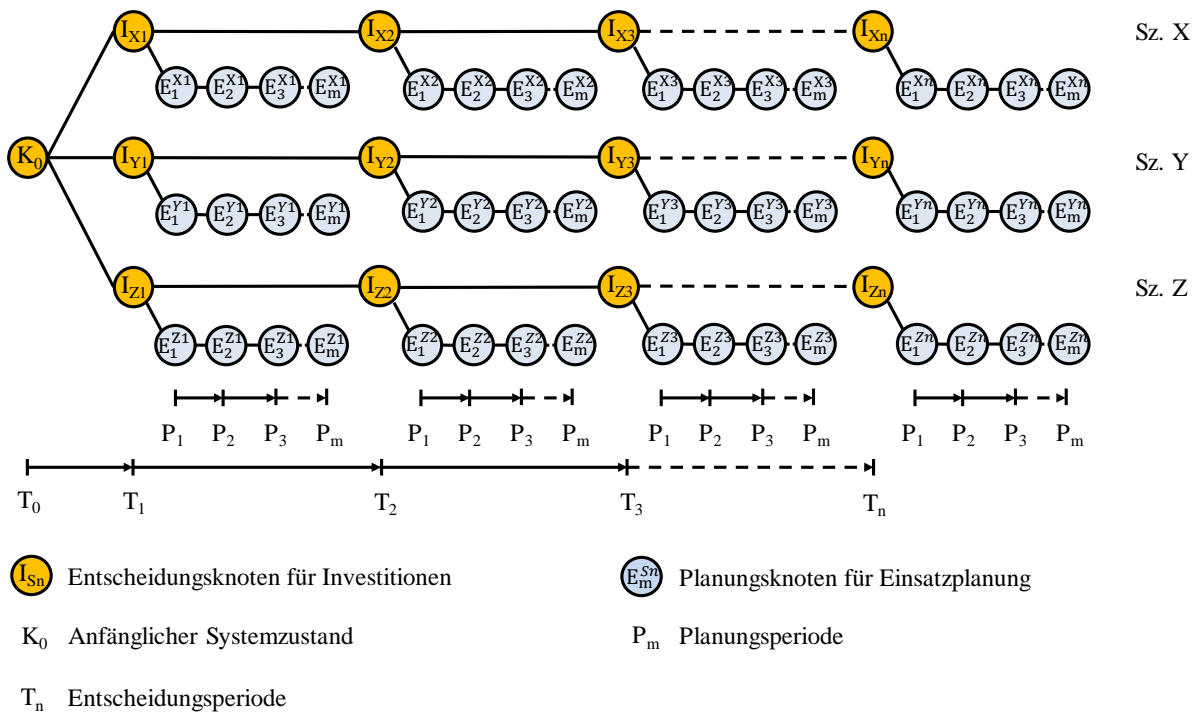


Abbildung 3-6: Mehrstufig mehrperiodischer Szenariobaum zur Ermittlung langfristiger Investitionen und kurzfristiger Einsatzplanung.

Dabei entspricht die Anzahl der Zeitsegmente (Mächtigkeit) in der Entscheidungsperiode T_n der Anzahl aller Zeitsegmente aus den Teilperioden P_m (3-21).

$$|T_n| = \sum_m |P_m|, \quad \forall P \in T \tag{3-21}$$

3.2 Allgemeine Modellbeschreibung und Modellaufbau

Das in dieser Arbeit entwickelte Modell baut auf den am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) durchgeführten Arbeiten *Sun 2013* und *Swider et al. 2007* auf. Die ursprüngliche Modellversion von E2M2s beinhaltet detaillierte technische Restriktionen zur blockscharfen Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung, Gleichungen zur Abbildung von Einspeise- und Lastmanagement sowie zur Abbildung von Investitionen in thermische Kraftwerkskapazitäten und generische Speicherklassen. Die Abbildung von (Fern-)Wärmeregionen und vorgegebener Kapazitäten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien ist in der Ursprungsversion nur modellendogen möglich. Die Abbildung von Unsicherheiten kann optional sowohl über einen deterministischen als auch einen stochastischen Ansatz gewählt werden. Im Folgenden wird die Struktur und der Aufbau des Modells (s. Abschnitt 3.2.1) beschrieben. Anschließend wird in Abschnitt 3.2.2 die Zielfunktion zur Minimierung der beeinflussbaren Systemkosten. Da im Rahmen der quantitativen Analysen der Import- und Export nicht betrachtet wird und innerhalb Deutschlands eine einheitliche Elektrizitätspreiszone (Kupferplatte) angenommen wird, wird bei der Modellbeschreibung vereinfachend auf eine regionale Indizierung verzichtet. Als zentrale Restriktion zur Untersuchung des Elektrizitätsmarktes und der durch KWK-, bzw. PtH-Technologien erschließbaren Nah- und Fernwärmepotenziale gilt die Deckung der nachgefragten Energiemenge an Elektrizität und Fernwärme, wie in *Sun 2013* beschrieben. Die Erweiterungen zur Abbildung des Fernwärmemarktes sind in Anhang C dokumentiert.

3.2.1 Modellaufbau und -struktur

Das Modell E2M2-Bio besteht aus zwei Datenbanken, einem linearen Programm und einem Lösungsalgorithmus. Die Basisdatenbank dient als Archiv für alle benötigten Daten, wie beispielsweise blockscharfe Kraftwerkparameter, regionale Zeitreihen zur Elektrizitäts- und Wärmenachfrage und regionalen Erzeugungsganglinien für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sowie Parameter zu aggregierten Interkonnektorkapazitäten und Energieträgerpreisen. Aus der Basisdatenbank werden über Auswahlabfragen alle benötigten Daten für einen Rechenlauf selektiert und ggf. aggregiert und anschließend an die Modelldatenbank übergeben. Dabei können der zeitliche Horizont und die zeitliche Auflösung, der regionale Umfang und die regionale Aggregation sowie der Aggregationsgrad von Kraftwerkskapazitäten als Auswahlkriterium vorgegeben werden. Die Modelldatenbank dient der Erzeugung von Eingabedateien für das lineare Programm. Beide Datenbanken wurden mit Microsoft Access erstellt. Das lineare Programm enthält die mathematische Formulierung der Zielfunktion, und von allen

Restriktionen, Mengen und Eingabeparametern. Es ist in der algebraischen Programmiersprache GAMS⁶³ geschrieben und kann entweder als lineares Programm oder gemischt ganzzahlig lineares Programm ausgeführt werden. Die technischen Restriktionen zur Kraftwerkseinsatz- und Investitionsplanung für konventionelle Kraftwerke sind identisch mit den in *Sun 2013* beschriebenen technischen Restriktionen und werden deshalb in dieser Arbeit nicht weiter beschrieben. Die Implementierung von nachfrageseitiger Flexibilität im Sinne der Demand Side Integration sind in *Steurer 2017* (Kapitel 4.2) beschrieben. Zu Lösung des Programms wird der Lösungsalgorithmus CPLEX 12⁶⁴ eingesetzt.

3.2.2 Zielfunktion

Das Optimierungsproblem (siehe Gleichung 3-22) beschreibt die Minimierung der im Betrachtungszeitraum T beeinflussbaren Systemkosten K . Die betrachteten beeinflussbaren Systemkosten K setzen sich aus den fixen Kosten aller investierten Anlagen K_u^{fix} , den variablen Kosten aller Anlagen $K_{t,u}^{var}$ und den zur Integration aller investierten Anlagen zusätzlich notwendigen Infrastrukturkosten K_u^{infra} zusammen. Die fixen Kosten K_u^{fix} können in die spezifischen jährlichen Fixkosten κ_u^{fix} und die spezifischen annuisierten Investitionskosten κ_u^{inv} für die Kapazität P_u^{inv} der zugebauten Anlage u unterteilt werden. Die Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien erfordert sowohl einen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze. Da diese nicht explizit modelltechnisch abgebildet sind, werden die hierfür im System anfallenden Kosten κ_u^{Netz} in spezifischer Abhängigkeit der investierten Kapazität P_u^{inv} einer Anlage abgebildet. Irreversibel vordisponierte Kosten, auch sunk costs⁶⁵ genannt, sind zwar Bestandteil der Gesamtsystemkosten, werden in der Optimierung jedoch als nicht beeinflussbar angesehen. Diese sind deshalb in der Zielfunktion nicht berücksichtigt, werden aber bei der Ergebnisdarstellung der Gesamtsystemkosten (siehe hierzu Abschnitt 4.1.3, S.114ff) im Anschluss an die Optimierung exogen zu den beeinflussbaren Systemkosten K aufsummiert. Dazu gehören u. a. die Kosten für das elektrische Bestandsnetz und die fixen Kosten für bestehende Anlagen.

⁶³ GAMS: „General Algebraic Modelling System“

⁶⁴ CPLEX 12: Hochleistungssolver für lineare Programme der Firma IBM

⁶⁵sunk costs: a. a. O., Fußnote 46, Seite 37

$$\begin{aligned}
\text{Min. } K &= \sum_{u \in U^{inv}} (K_u^{fix} + K_u^{Netz}) + \sum_{u \in U} \sum_{t \in T} K_{t,u}^{var} \\
&= \sum_{u \in U^{inv}} (P_u^{inv} * (\kappa_u^{aO\&M} + \kappa_u^{inv}) + P_u^{inv} * \kappa_u^{netz}) \\
&\quad + \sum_{u \in U} \sum_{t \in T} (p_{t,u}^{gen} * \kappa_u^{varO\&M} + \kappa_{t,u}^{br} + \kappa_{t,u}^{co_2})
\end{aligned}
\tag{3-22}$$

Mit den Variablen:

K	Beeinflussbare Systemkosten
K_u^{fix}	Jährliche Fixkosten einer Anlage u
K_u^{Netz}	Netzkosten zur Integration einer Anlage u
$K_{t,u}^{var}$	Variable Betriebskosten einer Anlage u zum Zeitpunkt t
$p_{t,u}^{gen}$	Erzeugungsleistung einer Anlage u zum Zeitpunkt t
P_u^{inv}	Kapazität einer neu investierten Anlage u ,
$\kappa_{t,u}^{br}$	Brennstoffkosten einer Anlage u zum Zeitpunkt t
$\kappa_{t,u}^{co_2}$	Kosten für CO ₂ -Zertifikate einer Anlage u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

$\kappa_u^{aO\&M}$	Spezifische jährliche Betriebs- und Wartungskosten einer Anlage u
κ_u^{inv}	Annuierte spezifische Investitionskosten einer Anlage u
κ_u^{Netz}	Spezifische Netzkosten einer Anlage u
$\kappa_u^{varO\&M}$	Variable Betriebskosten einer Anlage u

und den Subsets:

U^{inv}	Neu investierte Anlagen
-----------	-------------------------

3.3 Abbildung von Bioenergieanlagen

Für die energetische Nutzung von Bioenergie stehen mehrere technologische Nutzungs- und Konversionspfade zu Verfügung. Auf Grund des hohen Rechenaufwands werden nicht alle Teilprozesse der Aufbereitung, Nutzung und Konversion für die jeweiligen Bioenergie-Nutzungspfade modellendogen optimiert. Zudem werden Bioenergieanlagen nach Technologie, Energieträger und Größe zur Ermittlung langfristiger Investitionen aggregiert abgebildet. In Abbildung 3-7 sind die berücksichtigten Bioenergienutzungspfade in E2M2-Bio schematisch als Referenzenergiesystem dargestellt.

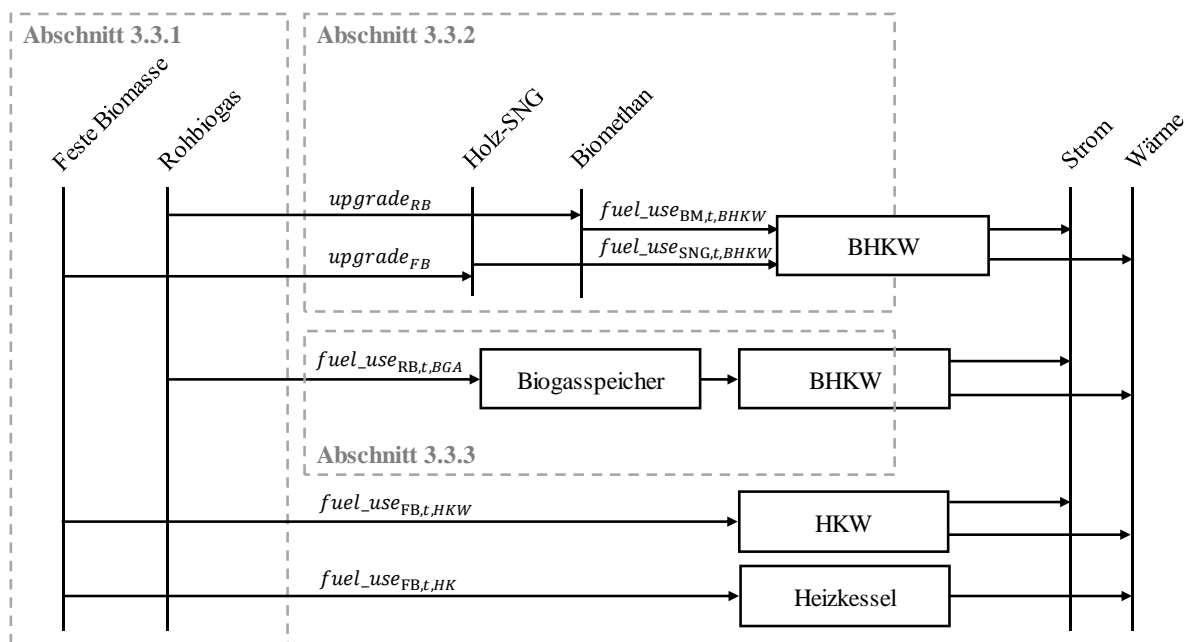


Abbildung 3-7: Referenzenergiesystem der Bioenergienutzungspfade in E2M2-Bio. Abkürzungen: RB: Rohbiogas; FB: Feste Biomasse; BM: Biomethan; SNG: synthetic natural gas; BGA: Biogasanlage; BHKW: Blockheizkraftwerk; HKW: Heizkraftwerk; HK: Heizkessel.

Die Verfügbarkeit von Biomasse wird im Modell über regionale Potenziale für feste Biomasse und Rohbiogas dargestellt (s. Abschnitt 3.3.1). Zudem besteht für mittlere und größere Anlagenklassen die Möglichkeit zur Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität. Die Kosten für Prozesstechnik zur Rohbiogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz werden über Gasgestehungskosten als Brennstoffpreis für Biomethan abgebildet. Die Kosten für Aufbereitung und Transport werden über den Brennstoffpreis für feste Biomasse abgebildet. Die Kosten für Prozesstechnik zur Vergasung und Einspeisung ins Erdgasnetz werden als Brennstoffpreis für Holz-SNG abgebildet. Für die Nutzung von Biomethan und Holz-SNG stehen dem Modell Investitionsoptionen für Blockheizkraftwerke zur Verfügung (s. Abschnitt 3.3.2). Zur Abbildung unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen und Substratzusammensetzungen für Biogasanlagen werden Anlagenklassen gebildet. Diese gehen als Inputparameter in das Modell ein.

Die zur Rohbiogasproduktion notwendige Verfahrens- und Anlagentechnik wird über die Rohbiogastgestehungskosten als Brennstoffpreis implementiert. Für Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung stehen Investitionsoptionen für Biogasspeicher und Blockheizkraftwerke sowie die Möglichkeit der variablen Rohbiogasproduktion durch Fütterungsmanagement zur Verfügung (s. Abschnitt 3.3.3).

3.3.1 Begrenzung von Bioenergiepotenzialen

Anders als bei fossilen Primärenergieträgern wie Steinkohle, Erdgas oder Uran, sind die in einem Optimierungszeitraum (1 Jahr) verfügbaren Energiemengen an Primärenergie aus Biomasse durch ihre natürlichen Potenziale begrenzt. Gleichung 3-23 gibt vor, dass ein bestimmtes Potenzial pot_UB_e zur Nutzung eines Energieträgers e nicht überschritten werden darf. Die optimale genutzte Energiemenge wird über eine Variable pot_use_e bestimmt. Zudem wird das Nutzung eines Energieträgers e durch eine Untergrenze pot_LB_e eingeschränkt.

$$\begin{aligned}
 & pot_use_e \leq pot_UB_e, \\
 \text{u. d. N.,} \quad & pot_use_e \geq pot_LB_e, \quad \forall t \in T, e \in BIO
 \end{aligned}
 \tag{3-23}$$

mit der Variable:

pot_use_e Genutzte Menge des Energieträgers e

den Parametern:

pot_UB_e Oberes Energieträgerpotenzial von e

pot_LB_e Untergrenze zur Nutzung des Energieträgers e

und dem Subset:

BIO Biogene Energieträger

Werden in einem Szenario keine Mindestnutzungsmengen festgelegt, gilt die Nichtnegativitätsbedingung 3-24 wie folgt:

$$pot_LB_e = 0, \quad \forall e \in BIO
 \tag{3-24}$$

mit dem Parameter:

pot_LB_e Untergrenze zur Nutzung des Energieträgers e

und dem Subset:

BIO Biogene Energieträger

Der im Betrachtungszeitraum T über alle Zeitschritte t summierte Brennstoffverbrauch $fuel_use_{t,u}^e$ aller Erzeugungseinheiten u zur Nutzung des Energieträgers e entspricht dem genutzten Energieträgerpotenzial:

$$pot_use_e = \sum_t \sum_u fuel_use_{t,u}^e, \quad \forall t \in T, u \in U^e \quad 3-25$$

mit den Variablen:

$fuel_use_{t,u}^e$ Verbrauch des Energieträgers e einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

pot_use_e Genutzte Menge des Energieträgers e

und den Subsets:

U^e Erzeugungseinheiten zur Nutzung des Energieträgers e

3.3.2 Aufbereitung von Bioenergieträgern

Neben der Vor-Ort-Nutzung von biomassebasierten Energieträgern besteht die Möglichkeit der Aufbereitung oder Konversion zu erdgasäquivalenten Sekundärenergieträgern und deren Einspeisung ins Erdgasnetz. Da die verschiedenen Konversions- und Aufbereitungspfade nicht für alle Biomassen gültig sind, ist eine Zuordnung der Biomasse-Energieträger zu den betreffenden Konversions- bzw. Aufbereitungspfaden notwendig. Wird ein Menge des $upgrade_{r,e}$ des verfügbaren Potenzials pot_UB_e eines biogenen Energieträgers e für die Aufbereitung zu einem erdgasäquivalenten Energieträger genutzt, muss Gleichung 3-26 wie folgt ergänzt werden. dadurch werden die Potenzialgrenzen des biogenen Energieträgers e eingehalten:

$$pot_use_e + upgrade_e \leq pot_UB_e, \quad 3-26$$

$$u. d. N., \quad pot_use_e + upgrade_e \geq pot_LB_e, \quad \forall t \in T, e \in BIO$$

mit den Variablen:

pot_use_e Genutzte Menge des Energieträgers e

$upgrade_e$ Zur Aufbereitung genutzte Menge des Energieträgers e

den Parametern:

pot_UB_e Oberes Energieträgerpotenzial von e

pot_LB_e Untergrenze zur Nutzung des Energieträgers e

und dem Subset:

BIO Biogene Energieträger

Die zur Aufbereitung genutzte Menge $upgrade_e$ des biogenen Energieträgers e wird wiederum durch das Aufbereitungspotenzial $upgrade_UB_e$ und die Untergrenze $upgrade_LB_e$ eingeschränkt:

$$\begin{aligned} & \text{upgrade}_e \leq \text{upgrade_UB}_e, \\ \text{u. d. N.,} \quad & \text{upgrade}_e \geq \text{upgrade_LB}_e, \quad \forall t \in T, e \in \text{BIO} \end{aligned} \quad 3-27$$

mit den Variablen:

upgrade_e Zur Aufbereitung genutzte Menge des Energieträgers e

den Parametern:

upgrade_UB_e Oberes Aufbereitungspotenzial von e

upgrade_LB_e Untergrenze zur Aufbereitung des Energieträgers e

und dem Subset:

BIO Biogene Energieträger

Werden in einem Szenario keine Mindestaufbereitungsmengen definiert, gilt die Nichtnegativitätsbedingung 3-28 wie folgt:

$$\text{upgrade_LB}_e = 0, \quad \forall e \in \text{BIO} \quad 3-28$$

mit dem Parameter:

upgrade_LB_e Untergrenze zur Aufbereitung des Energieträgers e

und dem Subset:

BIO Biogene Energieträger

Die genutzte Menge pot_use_{e_2} eines auf dem Energieträger e_1 basierenden erdgasäquivalenten Sekundärenergieträgers e_2 entspricht der, um den Konversionsfaktor $k_{e_1}^{e_1 \rightarrow e_2}$ veränderten, zur Aufbereitung genutzten Menge des Energieträgers e_1 :

$$\text{upgrade}_{e_1} * k_{e_1}^{e_1 \rightarrow e_2} = \text{pot_use}_{e_2}, \quad \forall e_1 \in \text{BIO}, e_2 \in \text{SNG}^{e_1} \quad 3-29$$

mit den Variablen:

pot_use_e Genutzte Menge des Energieträgers e

upgrade_e Zur Aufbereitung genutzte Menge des Energieträgers e

dem Parameter:

$k_{e_1}^{e_1 \rightarrow e_2}$ Konversionsfaktor zur Aufbereitung des Energieträgers e_1 zum Energieträger e_2

und den Subsets:

BIO Bioenergieträger

SNG^e Erdgasäquivalente Sekundärenergieträger auf Basis des Energieträgers e

Der im Betrachtungszeitraum T über alle Zeitschritte t summierte Brennstoffverbrauch $fuel_use_{t,u}^{e_2}$ aller Erzeugungseinheiten u zur Nutzung des aufbereiteten Sekundärenergieträgers e_2 entspricht, gemäß der Gleichung 3-25 der genutzten Menge des Sekundärenergieträgers e_2 .

3.3.3 Betrieb und Flexibilisierung von Biogasanlagen

Zur Abbildung der ökonomischen Struktur landwirtschaftlicher Biogasanlagen werden die Kosten wie in Abbildung 3-8 dargestellt allokiert.

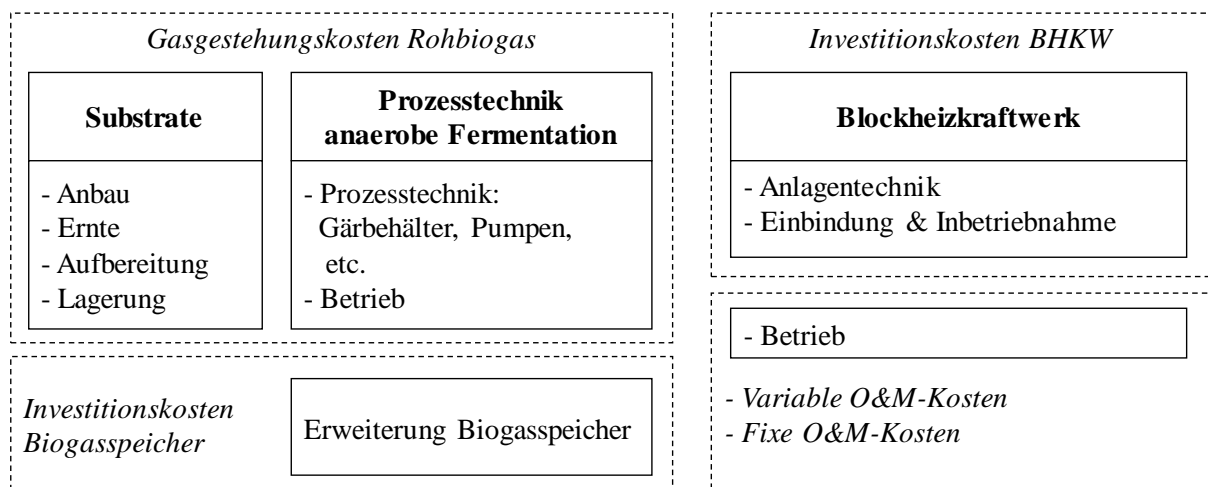


Abbildung 3-8: Struktur der Kostenallokation für landwirtschaftliche Biogasanlagen (Eigene Darstellung)

Die Gasgestehungskosten für das Rohbiogas einer Biogasanlage werden differenziert nach Größenklassen⁶⁶ ermittelt und gehen gewichtet nach der genutzten Brennstoffmenge $fuel_use_{e,t,u}$ als Brennstoffkosten⁶⁷ $\kappa_{t,u}^{br}$ in die Zielfunktion (3-22) ein. Die in den Gasgestehungskosten für Rohbiogas enthaltenen Kosten für Biogasspeicher beinhalten eine gasdichte Abdeckung⁶⁸ der Gärbehälter, die jedoch nicht⁶⁹ aktiv für eine flexible Biogasspeicherbewirtschaftung genutzt werden kann. Biogasspeicherkapazitäten, die eine flexible Betriebsweise der Anlage ermöglichen, können optional investiert werden. Die Kosten für die Biogasspeicherkapazitäten gehen als Investitionskosten κ_u^{inv} in die Zielfunktion (Gleichung 3-22, S. 68) ein.

⁶⁶ Siehe hierzu: Tabelle 2-1, S. 26.

⁶⁷ Da die Brennstoffkosten demnach auch Kapitalkosten für die Prozesstechnik der anaeroben Fermentation beinhalten, werden diese zur grafischen Darstellung der Gesamtsystemkosten (siehe u.a. Abbildung 4-12 und Abbildung 4-14) wieder in Kapital- und Betriebskosten für Biogasanlagen differenziert.

⁶⁸ Hier wird vereinfachend angenommen, dass die gasdichte Abdeckung für eine Grundlastfahrweise ausgelegt ist, d. h. zum Ausgleich prozessbedingter Schwankungen der Rohbiogasproduktion oder zur Überbrückung kurzer Wartungsintervalle des Blockheizkraftwerkes.

⁶⁹ Vereinfachte Annahme

Flexibler Betrieb von Biogasanlagen

In Abbildung 3-9 ist das technische Modellierungsschema des Betriebs einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit variabler Rohbiogasproduktion, Biogasspeicher und Blockheizkraftwerk dargestellt. Die Umwandlung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern zu Rohbiogas wird nicht modellendogen abgebildet. Die für den Betrieb und die Verfahrenstechnik der anaeroben Fermentation notwendigen Kosten werden als Gestehungskosten für Rohbiogas und somit als Biogaspreis über den Brennstoffverbrauch des BHKW in der Zielfunktion 3-22 berücksichtigt.

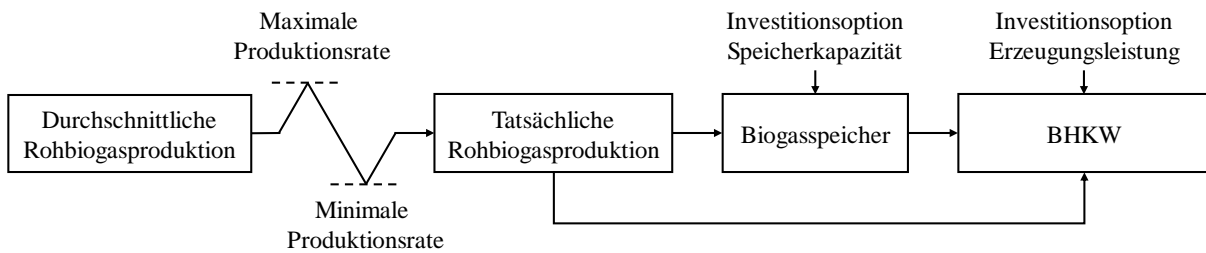


Abbildung 3-9: Modellierungsschema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit variabler Rohbiogasproduktion, Biogasspeicher und Vor-Ort-Blockheizkraftwerk

Der Brennstoffverbrauch des lokalen BHKW ergibt sich aus der Biogasproduktionsrate $flow_{t,u}^{biogas}$ und dem Biogasspeicherfüllstand zum Zeitpunkt t . Die Bewirtschaftung des Biogasspeichers ist in Gleichung 3-30 beschrieben. Der aktuelle Füllstand $sto_level_{t+1,u}^{biogas}$ des Biogasspeichers zum Zeitpunkt $t + 1$ ergibt sich demnach aus dem aus dem Speicherfüllstand $sto_level_{t,u}^{biogas}$ des vorherigen Zeitpunktes t plus der eingespeicherten Rohbiogasmenge $sto_in_{t+1,u}^{biogas}$ abzüglich der ausgespeicherten Rohbiogasmenge $sto_out_{t+1,u}^{biogas}$. Die Biogasspeicherkapazität $sto_Cap_u^{biogas}$ begrenzt den oberen Speicherfüllstand. Die internen Speicherverluste können über die Verlustrate $sto_loss_{t,u}^{biogas}$ berücksichtigt werden.

$$\begin{aligned}
 sto_level_{t+1,u}^{biogas} &= \\
 sto_level_{t,u}^{biogas} * (1 - sto_loss_u^{biogas}) + sto_in_{t+1,u}^{biogas} - sto_out_{t+1,u}^{biogas} & \\
 u. d. N., \quad sto_level_{t,u}^{biogas} &\begin{cases} \leq sto_Cap_u^{biogas} \\ \geq 0 \end{cases}, \quad \forall t \in T, u \in U^{biogas} & \quad 3-30
 \end{aligned}$$

mit den Variablen:

$sto_level_{t,u}^{biogas}$ Biogasspeicherfüllstand einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
 $sto_in_{t,u}^{biogas}$ Eingespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t

$sto_out_{t,u}^{biogas}$	Ausgespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
den Parametern:	
$sto_Cap_u^{biogas}$	Initiale Speicherkapazität einer Biogasanlage u
$sto_loss_u^{biogas}$	Spezifische Biogasspeicherverluste einer Biogasanlage u
und dem Subset:	
U^{biogas}	Biogasanlagen

Als Flexibilitätsoption auf der Rohbiogaserzeugungsseite ist neben der Speicherung des Rohbiogases in stationären Biogasspeichern eine Beeinflussung der Rohbiogaserzeugung über variables Fütterungsmanagement möglich. Die durchschnittliche Rohbiogasproduktionsrate $\overline{flow}_u^{biogas}$ berechnet sich nach Gleichung 3-31 als Quotient aus der in Gleichung 3-25 insgesamt genutzten Energiemenge an Rohbiogas $fuel_use_{biogas,t,u}$ und der Anzahl an Zeitschritten t im Optimierungszeitraum T .

$$\overline{flow}_u^{biogas} = \frac{\sum_t fuel_use_{t,u}^{biogas}}{|T|}, \quad \forall t \in T, u \in U^{biogas} \quad 3-31$$

mit den Variablen:

$\overline{flow}_u^{biogas}$	Durchschnittliche Rohbiogasproduktionsrate einer Biogasanlage u
$fuel_use_{t,u}^{biogas}$	Rohbiogasverbrauch einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t

dem Parameter:

$ T $	Anzahl (Mächtigkeit) der Zeitschritte t im Optimierungszeitraum T
-------	---

und dem Subset:

U^{biogas}	Biogasanlagen
--------------	---------------

Die Biogasproduktionsänderungsrate gibt die intertemporale Änderungsgeschwindigkeit der Rohbiogasproduktion in zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten an. Sie beschränkt die Steigerung, bzw. das Absenken der Rohbiogasproduktion $flow_{t,u}^{biogas}$ einer Biogasanlage. Die intertemporale Änderung der Rohbiogasproduktion wird vereinfacht durch den maximalen Biogasproduktionsfaktor β_u^{max} und den minimalen Biogasproduktionsfaktor β_u^{min} eingeschränkt. Der Rohbiogasverbrauch $fuel_use_{t,u}^{biogas}$ einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung zum Zeitpunkt t berechnet sich somit, wie in 3-32 gezeigt, aus der produzierten Rohbiogasmenge $flow_{t,u}^{biogas}$ der Anlage und der eingespeicherten Rohbiogasmenge $sto_in_{t,u}^{biogas}$ bzw. der ausgespeicherten Rohbiogasmenge $sto_out_{t,u}^{biogas}$ des Biogasspeichers der Biogasanlage.

$$fuel_use_{t,u}^{biogas} = flow_{t,u}^{biogas} - sto_in_{t,u}^{biogas} + sto_out_{t,u}^{biogas},$$

$$u. d. N., \quad flow_{t,u}^{biogas} \begin{cases} \leq \overline{flow}_u^{biogas} * \beta_u^{max} \\ \geq \overline{flow}_u^{biogas} * \beta_u^{min} \end{cases}, \quad \forall t \in T, \quad u \in U^{biogas} \quad 3-32$$

mit den Variablen:

$fuel_use_{t,u}^{biogas}$	Rohbiogasverbrauch einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$flow_{t,u}^{biogas}$	Rohbiogasproduktionsrate einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$sto_in_{t,u}^{biogas}$	Eingespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$sto_out_{t,u}^{biogas}$	Ausgespeicherte Biogasmenge einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t
$\overline{flow}_u^{biogas}$	Durchschnittliche Rohbiogasproduktionsrate einer Biogasanlage u

den Parametern:

β_u^{max}	Maximaler Biogasproduktionsfaktor einer Biogasanlage u
β_u^{min}	Maximaler Biogasproduktionsfaktor einer Biogasanlage u

und dem Subset:

U^{biogas}	Biogasanlagen
--------------	---------------

Investitionsentscheid für Biogasspeicher und flexible Blockheizkraftwerke

Die Dimensionierungen von Biogasspeicherkapazität und Blockheizkraftwerk limitieren die Betriebsweise und dadurch die Flexibilität einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Da eine für den wirtschaftlichen Betrieb optimale Anlagenkonfiguration von den Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen im Gesamtsystem abhängig ist, wird die Auslegung des Biogasspeichers und des Blockheizkraftwerkes modellendogen optimiert. Für die Dimensionierung des Blockheizkraftwerkes wird die Investitionsvariable⁷⁰ cap_inv_u verwendet. Zur Berücksichtigung des nichtlinearen Größendegressionseffekts (siehe Abbildung 3-1, S. 60) werden bei der Abbildung der Investitionskosten und Wirkungsgrade von Biogas-Blockheizkraftwerken die in Abschnitt 3.1.2 (siehe S. 60 ff.) beschriebenen stückweise linear approximierten Funktionen genutzt. Zunächst wird hierfür die jährliche Durchschnittsleistung des Blockheizkraftwerkes einer Biogasanlage als Bemessungsleistung P_u^{Bem} definiert. Die Bemessungsleistung wird wie folgt berechnet:

$$P_u^{Bem} = \frac{\sum_t prod_{t,u}^{el}}{|T|}, \quad \forall t \in T, u \in U^{biogas} \quad 3-33$$

mit den Variablen:

$prod_{t,u}^{el}$ Elektrizitätserzeugung einer Erzeugungsanlage u zum Zeitpunkt t

P_u^{Bem} Bemessungsleistung einer Erzeugungsanlage u

dem Parameter:

$|T|$ Anzahl (Mächtigkeit) der Zeitschritte t im Optimierungszeitraum T

und dem Subset:

U^{biogas} Biogasanlagen

Die LP-relaxierte installierte BHKW-Erzeugungsleistung P_u^{el} einer Biogasanlagenklasse berechnet sich aus der spezifischen elektrischen Erzeugungsleistung der Investitionsoption für das Blockheizkraftwerk Cap_u^{el} und der Investitionsvariable cap_inv_u wie folgt:

$$P_u^{el} = Cap_u^{el} * cap_inv_u \quad 3-34$$

mit den Variablen:

P_u^{el} Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u

⁷⁰ Die in dieser Arbeit beschriebene Investitionsvariable cap_inv_u entspricht der in *Sun 2013* beschriebenen Investitionsvariable v_u^{inv} (siehe hierzu: Kapitel 4.3, S. 71 ff in *Sun 2013*). Im Gegensatz zu dem in *Sun 2013* beschriebenen binären Investitionsentscheid, wird die Investitionsvariable im Rahmen dieser Arbeit für alle Investitionen LP-relaxiert abgebildet (siehe hierzu: Gleichungen 3-3 bis 3-6 in Abschnitt 3.1.1, S. 58ff).

cap_{inv_u} Investitionsvariable einer Erzeugungsanlage u

dem Parameter:

Cap_u^{el} Spezifische elektrische Erzeugungsleistung einer Investitionsoption u

Als Quotient der elektrischen Erzeugungsleistung P_u^{el} und der Bemessungsleistung P_u^{Bem} eines Blockheizkraftwerkes u wird der Auslastungsfaktor α_u definiert. Dieser kann als Indikator für die Jahresvolllastbetriebsstundenzahl des Blockheizkraftwerkes genutzt werden.

$$\alpha_u = \frac{P_u^{el}}{P_u^{Bem}}, \quad \forall u \in U^{biogas} \quad 3-35$$

mit den Variablen:

P_u^{el} Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u

P_u^{Bem} Bemessungsleistung einer Erzeugungsanlage u

dem Faktor:

α_u Auslastungsfaktor einer Erzeugungsanlage u

und dem Subset:

U^{biogas} Biogasanlagen

Da die jährliche Rohbiogasproduktionsrate über die Biogasklasse und somit über den Energieträger einer Biogasanlage u definiert ist, können für jede Biogasklasse stückweise linear approximierte Kostenfunktionen für Blockheizkraftwerke in Abhängigkeit des Auslastungsfaktors α_u hergeleitet werden. Zur Berücksichtigung des Größendegressionseffekts stehen für eine Biogasanlagenklasse verschiedene Investitionsoptionen in Abhängigkeit des Auslastungsfaktors zur Verfügung. Der mögliche Auslastungsbereich des Blockheizkraftwerkes einer Biogasanlage wird dabei in Intervalle, gemessen an der der Jahresvolllastbetriebsstundenzahl, aufgeteilt. Für jedes Intervall steht eine BHKW-Investitionsoption, die im Betrieb durch eine Obergrenze α_{UB_u} und Untergrenze α_{LB_u} eingeschränkt ist, zur Verfügung. Demnach gilt die Nebenbedingung 3-36 wie folgt:

$$P_u^{el} \begin{cases} \leq P_u^{Bem} * \alpha_{UB_u} \\ \geq P_u^{Bem} * \alpha_{LB_u} \end{cases}, \quad \forall u \in U^{biogas} \cap U^{inv} \quad 3-36$$

mit den Variablen:

P_u^{el} Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u

P_u^{Bem} Bemessungsleistung einer Erzeugungsanlage u

den Parametern:

α_{UB_u} Obergrenze des Auslastungsfaktors einer Erzeugungsanlage u

α_{LB_u} Untergrenze des Auslastungsfaktors einer Erzeugungsanlage u

den Subsets:

U^{biogas} Biogasanlagen

U^{inv} Neu investierte Anlagen

Um einen von der Investition des Blockheizkraftwerkes unabhängige Dimensionierung des Biogasspeichers zu ermöglichen wird eine zweite Investitionsvariable $sto_inv_u^{biogas}$ eingeführt. Die Nebenbedingung aus Gleichung 3-30 wird demnach wie folgt ergänzt:

$$sto_level_{t,u}^{biogas} \begin{cases} \leq sto_Cap_u^{biogas} * sto_inv_u^{biogas} \\ \geq 0 \end{cases}, \forall t \in T, u \in U^{biogas} \cap U^{inv} \quad 3-37$$

mit den Variablen:

$sto_level_{t,u}^{biogas}$ Biogasspeicherfüllstand einer Biogasanlage u zum Zeitpunkt t

$sto_inv_u^{biogas}$ Anlagenspezifische Investitionsvariable für Speicherkapazitäten

den Parametern:

$sto_Cap_u^{biogas}$ Initiale Speicherkapazität einer Biogasanlage u

und dem Subset:

U^{biogas} Biogasanlagen

U^{inv} Neu investierte Anlagen

Die in der Zielfunktion berücksichtigten Investitionskosten für Biogasanlagen setzen sich demnach aus den Investitionskosten für das Blockheizkraftwerk und aus den Investitionskosten für zusätzliche Speicherkapazitäten zusammen. Die Kosten für die Prozesstechnik der Rohbiogas-erzeugung werden, wie in Abbildung 3-8 gezeigt, über die Gasgestehungskosten des Rohbiogases berücksichtigt.

3.4 Zusätzliche Modellerweiterungen

Für die vergleichende Analyse von Biomasetechnologien mit anderen Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen sind Erweiterungen der Basisversion von E2M2s notwendig. Zur Konkurrenzanalyse zwischen dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und regelbaren Biomasetechnologien wird eine auf regionalen Erzeugungsprofilen basierte Investitionsoption für dar-

gebotsabhängige Erneuerbare implementiert (s. Abschnitt 3.4.1). Die Berücksichtigung energie- und klimapolitischer Zielsetzungen wird durch Restriktionen zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im Elektrizitätssektor (s. Abschnitt 3.4.2) und für die Vorhaltung systemadäquater Reservekapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit abgebildet (s. Abschnitt 3.4.3).

3.4.1 Dargebotsabhängige erneuerbare Energien

Zur Abbildung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wurde die bestehende modelltechnische Abbildung der Erzeugung und des Einspeisemanagements um den Investitionsentscheid und damit verbundene Integrationskosten erweitert. Zudem wird im Gegensatz zu dem in *Sun 2013* beschriebenen stochastischen und auf Clusteranalysen historischer Wetterdaten basierten Verfahren eine auf Referenzjahren basierte deterministische Vorgehensweise zur Abbildung von Erzeugungsfuktuation der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien gewählt. Der deterministische Ansatz stellt die Vergleichbarkeit zwischen einzelnen Rechenläufen im Gegensatz zu einem stochastischen Verfahren sicher.

Fluktuierende Erzeugung

Die modelltechnische Abbildung zur Erzeugung von Elektrizität aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erfolgt in E2M2-Bio auf Basis regionalisierter synthetischer Erzeugungsprofile. Diese werden für Photovoltaik- und Windkraftanlagen (onshore und offshore) mit regionalisierten Simulationsmodellen, wie in *Can 2016* und *Stang 2016* beschrieben, auf Basis von stündlichen Wetterprofilen und dem existierenden Anlagenpark generiert.

Die Erzeugungsleistung $p_{t,u}^{el}$ wird auf der in Abbildung 3-10 exemplarisch dargestellten synthetischen Erzeugungsprofilen für Photovoltaik ζ_t , Winkraftanlagen onshore ω_t^{ons} und Windkraftanlagen offshore ω_t^{offs} und der installierten Leistung der Erzeugungsanlage P_u^{el} berechnet.

$$\begin{aligned} p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \zeta_t, & \forall u \in U^{PV}, t \in T \\ p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \omega_t^{ons}, & \forall u \in U^{Wons}, t \in T \\ p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \omega_t^{offs}, & \forall u \in U^{Woffs}, t \in T \end{aligned} \quad 3-38$$

mit der Variable:

$p_{u,t}^{el}$ Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

P_u^{el} Installierte elektrische Leistung der Erzeugungseinheit u

ζ_t synthetisches Erzeugungsprofil für Photovoltaik

ω_t^{ons} synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft onshore
 ω_t^{offs} synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft offshore

und den Subsets:

U^{PV} Photovoltaikanlagen
 U^{Wons} Windkraftanlagen onshore
 U^{Woffs} Windkraftanlagen offshore

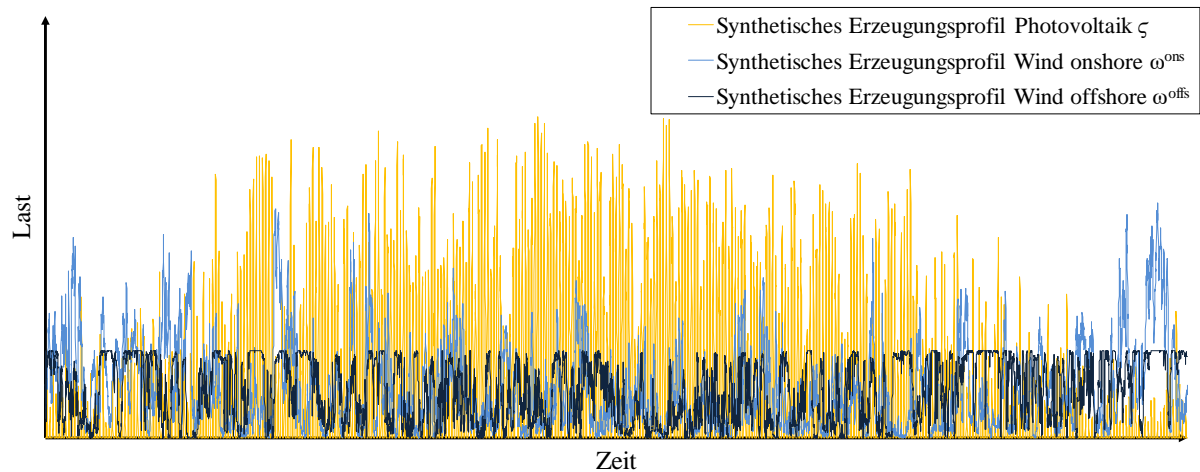


Abbildung 3-10: Synthetische Erzeugungsprofile dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (exemplarisch, nach *Can 2016* und *Stang 2016*)

Rationelles Einspeisemanagement

Als Flexibilisierungsoption für dargebotsabhängige erneuerbare Energien wird die Drosselvariable $curtail_{u,t}$ eingeführt. Diese reduziert die elektrische Erzeugungsleistung $p_{u,t}^{el}$ und ermöglicht somit ein rationelles Einspeisemanagement. Der Einfluss dieser Maßnahme auf die Systemgesamtkosten im integralen Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen wird u. a. in *Bothor et al. 2015* ausführlich dargestellt und diskutiert.

$$\begin{aligned}
 p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \zeta_t - curtail_{u,t}, & \forall u \in U^{PV}, t \in T \\
 p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \omega_t^{ons} - curtail_{u,t}, & \forall u \in U^{Wons}, t \in T \\
 p_{u,t}^{el} &= P_u^{el} * \omega_t^{offs} - curtail_{u,t}, & \forall u \in U^{Woffs}, t \in T
 \end{aligned} \tag{3-39}$$

mit den Variablen:

$curtail_{u,t}$ Drosselvariable zur Reduktion der Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u mit dargebotsabhängiger Erzeugung zum Zeitpunkt t

$p_{u,t}^{el}$ Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

P_u^{el} Installierte elektrische Leistung der Erzeugungseinheit u

ζ_t synthetisches Erzeugungsprofil für Photovoltaik

ω_t^{ons} synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft onshore

ω_t^{offs} synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft offshore

und den Subsets:

U^{PV} Photovoltaikanlagen

U^{Wons} Windkraftanlagen onshore

U^{Woffs} Windkraftanlagen offshore

Investitionsentscheidung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

Zur Abbildung des Investitionsentscheids für zusätzliche Erzeugungsleistung wird die Investitionsvariable cap_inv_u genutzt. Diese ermöglicht den endogenen Zubau von Investitionsoptionen U^{inv} unter Berücksichtigung der dafür anfallenden Kosten (siehe *Sun 2013*, Kapitel 4.4.2). Für die bereits existierenden Erzeugungseinheiten U^0 muss zudem eine Nebenbedingung zur Unveränderbarkeit der initialen Erzeugungsleistung ergänzt werden. Einige Technologien sind hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Potenziale begrenzt. Um eine Überschreitung der in der Realität umsetzbaren Investitionen zu vermeiden, wird der Investitionsentscheid cap_inv_u durch eine Investitionsobergrenze inv_UB_u eingeschränkt.

$$p_{u,t}^{el} = P_u^{el} * \zeta_t * cap_inv_u - curtail_{u,t}, \quad \forall u \in U^{PV}, t \in T$$

$$p_{u,t}^{el} = P_u^{el} * \omega_t^{ons} * cap_inv_u - curtail_{u,t}, \quad \forall u \in U^{Wons}, t \in T$$

$$p_{u,t}^{el} = P_u^{el} * \omega_t^{offs} * cap_inv_u - curtail_{u,t}, \quad \forall u \in U^{Woffs}, t \in T$$

$$u. d. N., cap_inv_u \begin{cases} = 1, & \forall u \in U^0 \\ \geq 0, & \forall u \in U^{inv} \\ \leq inv_UB_u, & \forall u \in U^{inv} \end{cases} \quad 3-40$$

mit den Variablen:

cap_inv_u Investitionsvariable zum Ausbau der Kapazität einer Erzeugungseinheit u

$curtail_{u,t}$ Drosselvariable zur Reduktion der Erzeugungsleistung einer Erzeugungsanlage u mit dargebotsabhängiger Erzeugung zum Zeitpunkt t

$p_{u,t}^{el}$ Elektrische Erzeugungsleistung einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

P_u^{el}	Installierte elektrische Leistung der Erzeugungseinheit u
inv_UB_u	Investitionsobergrenze zum Ausbau der Kapazität einer Erzeugungseinheit u
ζ_t	synthetisches Erzeugungsprofil für Photovoltaik
ω_t^{ons}	synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft onshore
ω_t^{offs}	synthetisches Erzeugungsprofil für Windkraft offshore

und den Subsets:

U^0	Initiale Kraftwerks- und Speicherkapazitäten
U^{inv}	Neu investierte Kraftwerks- und Speicherkapazitäten
U^{PV}	Photovoltaikanlagen
U^{Wons}	Windkraftanlagen onshore
U^{Woffs}	Windkraftanlagen offshore

Spezifische Netzkosten

Die Installation dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien in ein vernetztes Elektrizitätsversorgungssystem ist, wie u. a. in *Ueckerdt et al. 2013*, *Milligan et al. 2011* und *Holttinen et al. 2011* untersucht, mit zusätzlichen Kosten für Netzinfrastruktur verbunden. Diese können sinngemäß nach *IPCC 2012* als die Kosten definiert werden, welche zusätzlich zu den technologiespezifischen Kosten im System anfallen, um eine zusätzliche Einheit einer dargebotsabhängigen Technologie in das System zu integrieren. Die wissenschaftliche Literatur unterscheidet dabei grob in Profilkosten, Netzkosten und Kosten für Regenergie (*Ueckerdt et al. 2013*). Auf Grund des Umfangs und der Komplexität, die mit der Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auf unterschiedlichsten Systemebenen einhergehen, gibt es derzeit keinen Modellansatz, der eine integrale Bewertung aller Integrationseffekte abbildet. Aus diesem Grund werden die zur Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien im System anfallenden Kosten für den Übertragungs- und Verteilnetzausbau $\kappa_u^{\ddot{U}N}$ und κ_u^{VN} , wie in Gleichung 3-41 dargestellt, in spezifischer Abhängigkeit der zusätzlich installierten Leistung abgebildet:

$$\kappa_u^{Netz} = P_u^{el} * cap_inv_u * (\kappa_u^{\ddot{U}N} + \kappa_u^{VN}), \quad \forall U \in U^{inv} \quad 3-41$$

mit den Variablen:

cap_inv_u	Investitionsvariable zum Ausbau der Kapazität einer Erzeugungseinheit u
κ_u^{Netz}	Spezifische Integrationskosten einer Erzeugungseinheit u
$\kappa_u^{\ddot{U}N}$	Spezifische Ausbauposten für Übertragungsnetze einer Erzeugungseinheit u

κ_u^{VN} Spezifische Ausbaurkosten für Verteilnetze einer Erzeugungseinheit u

dem Parameter:

P_u^{el} Installierte elektrische Leistung der Erzeugungseinheit u

und dem Subset:

U^{inv} Neu investierte Kraftwerks- und Speicherkapazitäten

Die Kostenparameter werden aus Studien⁷¹ der jeweiligen Fachbereiche abgeleitet und den Technologien Windkraft onshore, Windkraft offshore und Photovoltaik zugeordnet. Da eine eindeutige Allokation der Kosten meist nicht möglich ist, handelt es sich bei der gewählten Methode um eine für die vergleichende Analyse dargebotsabhängiger und regelbarer Technologien notwendige Abschätzung, die mit gewissen Unsicherheiten verbunden ist.

3.4.2 Zusätzliche Restriktionen energie- und klimapolitischer Ziele

Die in Kapitel 3.2.2 beschriebene Zielfunktion (3-22) beschreibt die Minimierung der beeinflussbaren Systemkosten im Betrachtungszeitraum T . Als Lösung der Problemstellung wird demnach das theoretische (kostenminimale) Systemoptimum zur Deckung der vorgegebenen Elektrizitäts- und Wärmenachfrage unter Einhaltung technischer Restriktionen ermittelt. Zur Einhaltung nationaler und internationaler Energie- und Klimaziele muss der Lösungsraum durch weitere Nebenbedingungen eingeschränkt werden. In dieser Arbeit werden der Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und klimapolitische Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen als modelltechnische Restriktionen berücksichtigt.

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Sowohl dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungstechnologien, wie Windkraftanlagen oder Photovoltaik, als auch regelbare Biomasseanlagen können als Investitionsentscheid abgebildet werden. Dies ermöglicht eine modellendogene Entscheidung der regionalen Struktur und des Ausbaus erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung regionaler Potenziale zur Erreichung energiepolitischer Ziele zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. In Gleichung 3-42 wird die Berechnung des Mindestanteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dargestellt. Der Faktor RE^{Share} gibt dabei den vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent an. Die im Betrachtungszeitraum durch erneuerbare Energien erzeugte Elektrizitätsmenge muss demnach größer oder gleich dem vorgegebenen Zielanteil sein.

⁷¹ Die Parametrierung der technologiespezifischen Integrationskosten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien ist u. a. in Tabelle A-4 dokumentiert.

$$\sum_t \sum_{u \in U^{Ren}} p_{t,u}^{el} \geq RE^{Share} * BSV, \quad \forall t \in T \quad 3-42$$

mit den Variablen:

BSV Bruttostromverbrauch

$p_{t,u}^{el}$ Elektrische Erzeugungsleistung einer Anlage u

dem Parameter:

RE^{Share} Zielanteil erneuerbarer Energien

und dem Subset:

U^{Ren} Erneuerbare Energien

Klimapolitische Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene wurden klimapolitische Ziele zur Reduktion von Treibhausgasemissionen formuliert. Diese sind im Modell als Obergrenze Cap^{CO_2} der jährlichen CO_2 -Emissionen aller Erzeugungstechnologien implementiert. Zur Ermittlung der kraftwerksspezifischen CO_2 -Emissionen wird der Brennstoffverbrauch $fuel_use_{e,t,u}$ einer Erzeugungseinheit u mit dem spezifischen Emissionsfaktor $ef_e^{CO_2}$ des eingesetzten Energieträgers e multipliziert. Die gewählten brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren sind angelehnt an die in *DEHSt 2006* veröffentlichten Werte.

$$\sum_t \sum_e \sum_{u \in U^e} fuel_use_{t,u}^e * ef_e^{CO_2} \leq Cap^{CO_2}, \quad \forall t \in T \quad 3-43$$

mit der Variable:

$fuel_use_{t,u}^e$ Verbrauch des Energieträgers e einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

Cap^{CO_2} Obergrenze der jährlichen CO_2 -Emissionen

$ef_e^{CO_2}$ spezifischer Emissionsfaktor des eingesetzten Energieträgers e

und den Subsets:

U^e Elektrische Erzeugungsanlage

Demnach bildet Gleichung 3-43 einen regulatorischen Mechanismus zur Reduktion der regional emittierten Menge an CO_2 -Emissionen ähnlich dem Europäischen Emissionshandelssystem ab. Die in Kapitel 3.1.3 beschriebene Periodisierung der Einsatzplanungsknoten erfordert eine preisbasierte Abbildung der klimapolitischen Ziele. Hierfür wird im Investitionsknoten der

CO₂-Schattenpreis⁷² $price^{CO_2}$ für die zugehörigen Einsatzplanungsknoten des Betrachtungszeitraums T ermittelt und gefixt. Der Schattenpreis entspricht den Grenzvermeidungskosten einer zusätzlich vermiedenen Tonne CO₂ und kann demnach als zur Erreichung der gesetzten CO₂-Minderungsziele notwendiger CO₂-Zertifikatspreis $price^{CO_2}$ herangezogen werden. Der von einer Erzeugungseinheit zu zahlende Preis für die im Betrachtungszeitraum verursachten CO₂-Emissionen fließt im Einsatzplanungsknoten als CO₂-Kosten $\kappa_{t,u}^{CO_2}$ in die Zielfunktion mit ein.

$$\kappa_{t,u}^{CO_2} = fuel_use_{t,u}^e * ef_e^{CO_2} * price^{CO_2}, \quad \forall t \in T \quad 3-44$$

mit der Variablen:

$fuel_use_{t,u}^e$ Verbrauch des Energieträgers e einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

$\kappa_{t,u}^{CO_2}$ CO₂-Kosten einer Erzeugungseinheit u zum Zeitpunkt t

den Parametern:

$ef_e^{CO_2}$ spezifischer Emissionsfaktor des eingesetzten Energieträgers e

$price^{CO_2}$ CO₂-Zertifikatspreis

3.4.3 Gewährleistung der Systemsicherheit

In *Sun 2013* wird als grundlegende Modellrestriktion die Lastdeckung zu jedem betrachteten Zeitpunkt t beschrieben. Diese Annahme stellt sicher, dass die im Optimierungszeitraum T berechneten Investitionen und existierende Anlagen einen kostenoptimalen Betrieb unter den vorgegebenen Rahmenbedingungen gewährleisten. Das Modell bildet demnach in vereinfachter Form das Investitions- und Einsatzverhalten am Strommarkt ab. Die durch den Markt angezeigten Erzeugungskapazitäten reichen jedoch nicht aus, um das Versorgungssystem auch in seltenen und schwer vorhersehbaren Extremsituationen sicher und stabil zu betreiben. Um einen sicheren und stabilen Systembetrieb zu bewerten wird daher im Netzregelverbund der ENTSO-E die Methodik der System Adequacy Bewertung angewandt (*ENTSO-E 2014* und *ENTSO-E 2015*). In Deutschland sind demnach die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12, Abs. 5 EnWG (*EnWG 2017*) zur Erstellung einer Leistungsbilanz verpflichtet. Dabei wird untersucht, wieviel zusätzliche Kapazität (über die am Markt agierenden Kapazitäten hinaus) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind. Diese Kapazitäten werden von den

⁷² Schattenpreis: Gemäß dem Dualitätstheorem der Linearen Programmierung existiert für jede Ungleichung (primales Optimierungsproblem) ein duales Optimierungsproblem mit einer zugeordneten Schlupfvariablen. Die reduzierten Kosten dieser Schlupfvariable in der optimalen Lösung können als Schattenpreis für die zugehörigen Restriktionen interpretiert werden. Dieser gibt die Änderung des Zielfunktionswertes bei Erhöhung der betrachteten Ressource um eine zusätzliche Einheit an. (Weiterführende Literatur: *Färe et al. 1993*, *Remme 2006*, *Zimmermann 2008*)

Netzbetreibern vorgehalten und kommen nur dann zum Einsatz, wenn die am Markt agierenden Erzeugungskapazitäten nicht zur Deckung der Stromnachfrage ausreichen. Die Systematik der Leistungsbilanz ist in Abbildung 3-11 dargestellt.

Die Leistungsbilanz beruht auf der Gegenüberstellung der im Optimierungszeitraum maximal auftretenden Lastsituation $L^{max,el}$ mit der unter Betrachtung aller möglicher Weise eintretenden Nichtverfügbarkeiten mindestens verfügbaren netto Einspeiseleistung $P_u^{el} * \psi_u$ aller Erzeugungsanlagen. Somit wird mit der Leistungsbilanz die kritischste möglicherweise eintretende Versorgungssituation untersucht. Die verbliebene Erzeugungsleistung $P^{über}$ aller elektrischen Erzeugungsanlagen berechnet sich nach Gleichung 3-45 aus der kumulierten verfügbaren netto Einspeiseleistung $P_u^{el} * \psi_u$, abzüglich der Reserve für Systemdienstleistungen R^{SDL} und abzüglich der durch die sicher verfügbare Lastreduktion $L^{DSM,down}$ reduzierten Spitzenlast $L^{max,el}$.

$$P^{über} = \sum_u (P_u^{el} * \psi_u) - R^{SDL} - L^{max_el} + L^{DSM_down}, \quad 3-45$$

$$\forall r \in R^{el}, u \in U^{el}$$

mit der Variablen:

$P^{über}$ Verbleibende Erzeugungsleistung

den Parametern:

L^{DSM_down} Sicher verfügbare Lastreduktion zum Bewertungszeitpunkt

L^{max_el} Spitzenlast (ohne flexible Lasten, wie die Einspeicherleistung, Lastmanagement oder Power-to-Heat)

P_u^{el} Elektrische netto Einspeiseleistung einer Erzeugungsanlagen u

R^{SDL} Reserve für Systemdienstleistungen

ψ_u Faktor der nicht verfügbaren Leistung (Ausfälle, Revisionen und nicht einsetzbare Leistung)

Die verbliebene Erzeugungsleistung $P^{über}$ ist demnach ein Indikator zur Bewertung der Leistungsbilanz. Nimmt $P^{über}$ einen positiven Wert an, so ist von einem stabilen Versorgungssystem mit Sicherheitsreserven auszugehen. Ein negativer Wert für $P^{über}$ spricht hingegen für eine tendenzielle Importabhängigkeit von Nachbarregionen (ÜNB 2013). Soll vorab die Bedingung eines importunabhängigen stabilen Versorgungssystems festgelegt werden, muss die Nebenbedingung 3-46 eingeführt werden.

$$P^{über} \geq 0 \quad 3-46$$

mit der Variable:

$P^{über}$ Verbleibende Erzeugungsleistung

Im Rahmen dieser Arbeit dient die statische Leistungsbilanz zur Ermittlung der Kosten für Systemsicherheit. Dabei werden Variationsrechnungen jeweils mit und ohne statischer Leistungsbilanz vergleichend gegenübergestellt (siehe hierzu Abschnitt 2.3.4).

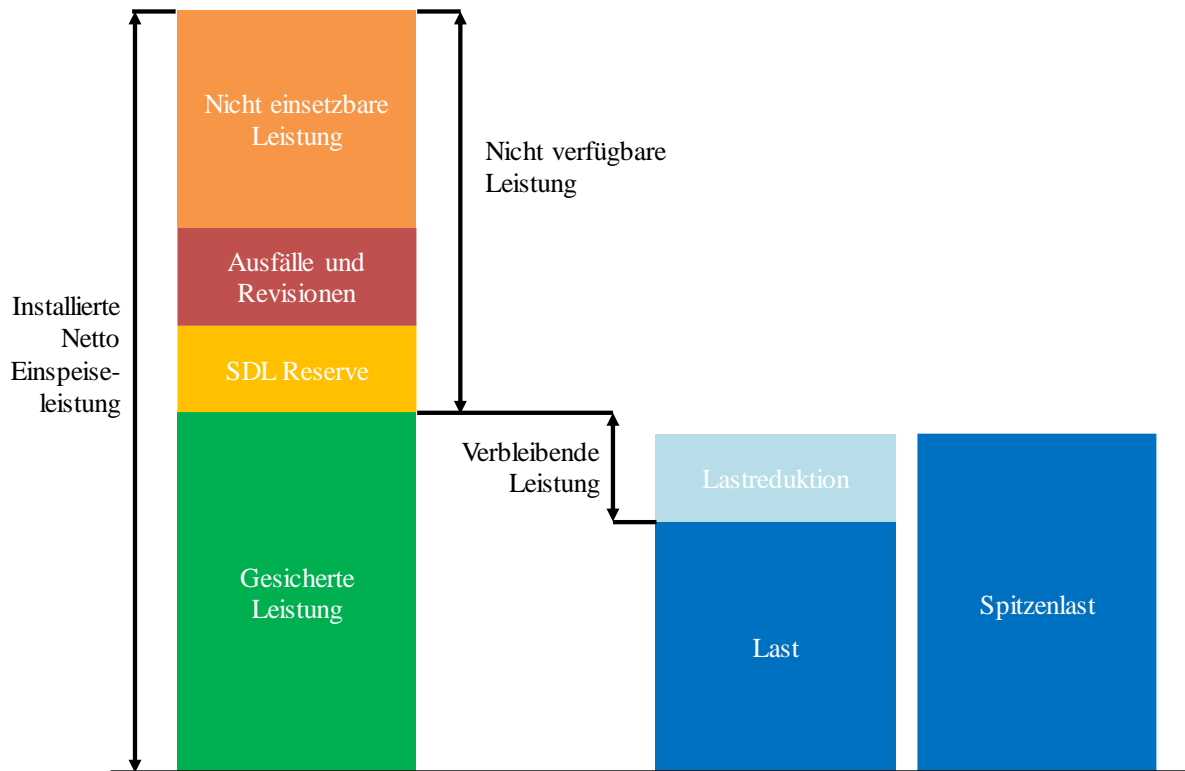


Abbildung 3-11: Systematik der Leistungsbilanz (Angepasste Darstellung nach ÜNB 2013)

4 Quantitative Analyse zur Rolle der Bioenergie

Auf Basis modellgestützter Analysen wird im folgenden Kapitel die zukünftige Bedeutung der Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft in Deutschland untersucht. Die Ergebnisse sollen zur Steigerung des Systemverständnisses beitragen und als Orientierungshilfe hinsichtlich der langfristigen Bewertung der Nutzung von Bioenergie zur Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland dienen. Im Rahmen der Szenarioanalyse (s. Abschnitt 4.1) werden die Rahmenannahmen zu Technologien, Versorgungsaufgaben und Zielsetzungen für verschiedene Szenarien formuliert und analysiert. Anschließend werden zusätzliche Modellexperimente zur Identifikation relevanter Einflussfaktoren, welche maßgeblich zur wirtschaftlichen Nutzung der Bioenergie führen (s. Abschnitt 4.2), durchgeführt.

4.1 Szenarioanalyse

In der Szenarioanalyse werden langfristige Szenarien der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft in Deutschland für zwei exemplarische Jahre untersucht. Dabei handelt es sich um ausgewählte Betrachtungsjahre, die anhand der Versorgungsaufgaben und normativen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen eingeordnet werden können. Der Transformationspfad des bestehenden Gesamtsystems hin zu einem zukünftigen Zielsystem ist nicht Gegenstand der quantitativen Untersuchungen. Bei der Betrachtung wird daher auf die Fortschreibung von Bestandsanlagen verzichtet („Grüne-Wiese“-Szenarien⁷³). Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der exemplarischen Jahre sind dabei an die für die Jahre 2030 bzw. 2050 formulierten Ziele der Bundesregierung Deutschland angelehnt. Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird von einer gleichbleibenden Grundversorgungsaufgabe für Elektrizität und Fernwärme ausgegangen. Lediglich bei der durch Elektrofahrzeuge nachgefragten Elektrizitätsmenge wird ein Entwicklungspfad für die exemplarischen Jahre angenommen. Die Ausprägungen der quantitativen Ziele zur Reduktion von CO₂-Emissionen und die qualitativen energiepolitischen Rahmenbedingungen zur Technologieoffenheit werden variiert.

4.1.1 Szenario Definition

Die zur Analyse der langfristigen Bedeutung von Bioenergieanlagen in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft formulierten Szenarien werden durch zwei energiepolitische Zielgrößen

⁷³ „Grüne-Wiese“-Ansatz: a. a. O., Fußnote 12, Seite 20

charakterisiert. Zum einen werden die politischen Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Reduktion von CO₂-Emissionen variiert. Die quantitativen Zielsetzungen des Szenarios „60EE“ entsprechen dem Ziel von 60 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 und die des Szenarios „80EE“ entsprechen dem Ziel von 80 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2050.

Für jedes Szenario werden jeweils zwei Varianten mit ambitioniertem und moderatem CO₂-Cap⁷⁴ untersucht. Im Szenario 60EE liegt der CO₂-Cap zwischen 146,4 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ in der moderaten Variante „60CAP“ („Reduktion der CO₂-Emissionen um 60 % gegenüber dem Jahr 1990⁷⁵“) und 109,8 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ in der ambitionierten Variante „70CAP“ („Reduktion der CO₂-Emissionen um 70 % gegenüber dem Jahr 1990⁷⁵“). Im Szenario 80EE liegt der CO₂-Cap zwischen 54,9 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ in der Variante „85CAP“ („Reduktion der CO₂-Emissionen um 85 % gegenüber dem Jahr 1990⁷⁵“) und 18,3 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ in der Variante „95CAP“ („Reduktion der CO₂-Emissionen um 95 % gegenüber dem Jahr 1990⁷⁵“). Die Zuordnung der charakteristischen energiepolitischen Zielgrößen für die Szenarien ist Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Energiepolitische Zielgrößen für die betrachteten Szenarien.

Szenario Variante	60EE		80EE	
	60CAP	70CAP	85CAP	95CAP
Anteil EE am BSV [%]	60	60	80	80
CO ₂ -Cap [Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹]	146,4	109,8	54,9	18,3

60EE: Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

80EE: Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

EE: Erneuerbare Energien

BSV: Bruttostromverbrauch

Um verschiedene Verfügbarkeiten von Technologien hinsichtlich zukünftiger akzeptanzgetriebener Einschränkungen zu berücksichtigen werden drei Szenarien mit unterschiedlichen konventionellen Technologieoptionen formuliert. Das Basisszenario „BAU“ („Business as usual“) berücksichtigt den bereits heute beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie. Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus den Emissionen fossiler Kraftwerke werden im Szenario BAU ebenfalls nicht zugelassen. Im Wirtschaftlichkeitsszenario „WTO“ („Wirtschaftlich und technologieoffen“) werden hingegen sowohl Kernkraftwerke, als auch fossile CCS-Anlagen als Option in Betracht gezogen. Im Akzeptanzszenario „KKA“ („Keine Kohle Akzeptanz“) über die Einschränkungen im Szenario BAU hinaus von einer geringen Akzeptanz gegenüber der weiteren Nutzung von Kohle zur Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung

⁷⁴ Gedeckelte Obergrenze an erlaubten CO₂-Emissionen.

⁷⁵ Die Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung (inkl. der öffentlichen (Fern-)Wärmeerzeugung) lagen im Jahr 1990 in Deutschland bei ca. 366 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ (siehe in UBA 2017d und UBA 2018).

ausgegangen. Braun- und Steinkohlekraftwerke stehen in diesem Szenario somit nicht zur Verfügung.

Das zur energetischen Nutzung von Biomasse zur Verfügung stehende nachhaltige Primärenergiepotenzial⁷⁶ ist begrenzt. Eine rationale Allokation dieses begrenzte Potenzials auf die verschiedenen Bioenergie-Nutzungspfade⁷⁷ im Gesamtenergiesystem ist nicht Teil dieser Untersuchung. Daher wird in allen Szenarien eine für die Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft gleichbleibende Obergrenze zur Nutzung der Biomasse von 600 PJ a⁻¹ festgelegt. Dieses setzt sich aus 250 PJ a⁻¹ Rohbiogas aus Biogasanlagen für die direkte Nutzung in Blockheizkraftwerken oder zur Biomethanaufbereitung und aus 350 PJ a⁻¹ Festbiomasse für die Nutzung in Holz-Heiz(kraft)werken oder zur Holzvergasung zusammen. Eine Sensitivitätsanalyse ohne begrenzte Biomassepotenziale ist in Anhang B (s. Abbildung B-1, S. 181) dargestellt und beschrieben. Für jedes Szenario wird jeweils eine Variante „MB“ („Mit Bioenergie-technologien“) und „OB“ („Ohne Bioenergie-technologien“) berechnet. Im Sinne der Ceteris-Paribus-Klausel⁷⁸ können dadurch eindeutige Rückschlüsse zum Einfluss der untersuchten Bioenergie-technologien auf das Gesamtsystem in den Szenarien gezogen werden.

4.1.2 Rahmenannahmen

In diesem Abschnitt werden die Systemgrenze der Szenarien und die zugrundeliegenden Annahmen zu energiewirtschaftlichen und technischen Entwicklungen beschrieben. Die Szenarien basieren auf gemeinsamen Rahmenannahmen, die zum einen die Entwicklung energiewirtschaftlicher Größen beschreiben und zum anderen der technisch-ökonomischen Charakterisierung von Technologieoptionen dienen. Bei der modelltechnischen Abbildung des Systems der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft werden zudem vereinfachende Annahmen getroffen, die die Modellkomplexität reduzieren.

⁷⁶ Das in *Nitsch et al. 2012* ermittelte nachhaltige Primärenergiepotenzial für Biomasse in Deutschland liegt bei 1.550 PJ a⁻¹. Das angenommene Potenzial für den Bruttogasertrag aus Biogasanlagen von 250 PJ a⁻¹ wurde aus der im Jahr 2015 produzierten Strommenge von ca. 31 TWh_{el} (*BMWi 2017*) mit der Wirkungsgradmethode (elektrischer Wirkungsgrad für Blockheizkraftwerke der Größenklasse 1 MW_{el} von 44 % (*ASUE 2015*)) berechnet und entspricht demnach bei voller Nutzung dem heute genutzten Bruttogasertrag. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Annahme, da die Anlagenklasse BGA 1000 in den „Grüne-Wiese“-Szenarien als repräsentativ für Biogasanlagen angenommen wird. Das angenommene Potenzial für Festbrennstoffe von 350 PJ a⁻¹ setzt sich aus 140 PJ a⁻¹, die mit der Wirkungsgradmethode (elektrischer Wirkungsgrad für Holzheizkraftwerke von 28 % nach *Elsner und Weidner 2016* bzw. *Thrän et al. 2016*) und der im Jahr 2015 produzierten Strommenge von ca. 11 TWh_{el} berechnet wurden, 110 PJ a⁻¹ das durch eine angenommene Nutzungsänderung von ca. 50 % der in Haushalten genutzten Festbrennstoffe begründet ist und aus 100 PJ a⁻¹, die durch den Anbau zusätzlicher Festbrennstoffe (geschätzte Anbaufläche ca. 350.000 ha) bereitgestellt werden.

⁷⁷ Bioenergie-Nutzungspfade: a. a. O., Abbildung 2-1, Seite 25

⁷⁸ ceteris paribus: a. a. O., Fußnote 26, Seite 35

Vereinfachungen im Rahmen der quantitativen Analyse

Um eine große Anzahl von Modellexperimenten durchführen zu können und Systemeffekte zur wirtschaftlichen Nutzung von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft zu identifizieren wurde die Modellkomplexität reduziert. Hierzu wurden in den Szenarien folgende vereinfachende Annahmen zum System der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung getroffen:

- Die Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft wird als isoliertes System betrachtet. Wechselwirkungen zur gesamten Energie- und Volkswirtschaft werden nicht berücksichtigt. Die Analysen begrenzen sich auf die regionale Grenze Deutschlands. Der überregionale Elektrizitätsaustausch zu Nachbarländern ist ebenfalls nicht Teil der Untersuchungen.
- Ein zusätzlicher überregionaler Import oder Export von Biomasse wird nicht betrachtet.
- Der Einfluss existierender Anlagen auf die Modellergebnisse wird durch den „Grüne-Wiese“-Ansatz⁷⁹ nicht berücksichtigt. Dadurch können Aussagen über den theoretisch optimalen Anlagenpark im betrachteten Szenario unbeeinflusst von bereits getroffenen, irreversiblen Entscheidungen abgeleitet werden.
- Das Elektrizitätsnetz hingegen wird in seiner heutigen Struktur als existent und, in vereinfachender Weise, ohne Engpässe („Kupferplatte“) angenommen. Netztechnische Restriktionen innerhalb Deutschlands werden nicht abgebildet. Der durch den Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien erforderliche Netzausbau wird monetär in Form von technologiespezifischen Netzausbaukosten berücksichtigt.
- Das verfügbare Technologiespektrum für Bioenergieanlagen, konventionelle Erzeugungstechnologien und Flexibilitätsoptionen ist auf ein repräsentatives Technologiespektrum mit teilweise generischen Technologien begrenzt. Die Bioenergie-Nutzungspfade⁸⁰ sind auf die in Abbildung 3-7 beschriebenen Nutzungspfade begrenzt.
- Die Fernwärmefachfrage wird in 4 repräsentative Wärmefachfragecluster für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf aggregiert. Industrielle Prozesswärme ist nicht Teil der Untersuchung.
- Zur Integration überschüssig erzeugter Elektrizität aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in die Wärmebereitstellung werden Power-to-Heat-Anlagen als repräsentative Technologieoption abgebildet.

Für Deutschland wird in allen Szenarien ein Grundstrombedarf von 500 TWh_{el} mit gegebenem Lastprofil angenommen. Dieser wird in jedem Szenario um den Strombedarf der angenommenen Elektrofahrzeuge und dem modellendogenen Entscheid zum Einsatz von Power-to-Heat Technologien ergänzt.

⁷⁹ „Grüne-Wiese“-Ansatz: a. a. O., Fußnote 12, Seite 20

⁸⁰ Bioenergie-Nutzungspfade: a. a. O., Abbildung 2-1, Seite 25

Tabelle 4-2: Exogen vorgegebener Anteil des Elektrizitätsbedarfs und daraus resultierende Spitzenlast für die betrachteten Szenarien.

Szenario		60EE			80EE		
		BAU	WTO	KKA	BAU	WTO	KKA
Grundbedarf ^a	[TWh _{el}]	500	500	500	500	500	500
Elektroantriebe	[TWh _{el}]	21,5	21,5	21,5	27,6	27,6	27,6
Gesamt	[TWh_{el}]	521,5	521,5	521,5	527,6	527,6	527,6
Spitzenlast^b	[GW_{el}]	82,5	82,5	82,5	83,9	83,9	83,9

60EE: Anteil von 60 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

80EE: Anteil von 80 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

BAU: Business as usual

WTO: Wirtschaftlich und technologieoffenKKA: Keine Kohle Akzeptanz^a Nettostromnachfrage inkl. Netzverluste und ohne die Nachfrage aus Elektroantrieben und Power-to-Heat^b ohne flexible Lasten, wie bspw. die Einspeicherleistung elektrischer Speicher, Lastmanagement oder Power-to-Heat

In Tabelle 4-2 sind die Zusammensetzung des exogen vorgegebenen Anteils des Elektrizitätsbedarfs sowie die Spitzenlast der nichtflexiblen Stromnachfrage in den Szenarien dargestellt. Für die 60EE-Szenarien wird ein Elektrizitätsbedarf von 21,5 TWh_{el} für Elektrofahrzeuge angenommen. In den 80EE-Szenarien steigt der Elektrizitätsbedarf für Elektrofahrzeuge auf 27,6 TWh_{el}.

Der betrachtete Fernwärmebedarf setzt sich aus der durch Fernwärme gedeckten Endenergienachfrage für die Wärmeanwendungen Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren Haushalte und GHD zusammen und beträgt in allen Szenarien 100 TWh_{th} (angelehnt an *Blesl 2014* und *Schlesinger et al. 2014*). Zudem werden Verteilungsverluste für Fernwärme in Höhe von 11 % berücksichtigt. Zur Berücksichtigung stündlicher Wärmelastprofile wurde nach *Hellwig 2003* ein auf normierten Verbrauchswerten basierendes Simulationsverfahren angewandt.

Allen Investitionskostenrechnungen unterliegt ein einheitlicher Zinssatz von 5 %. Die Annahmen der Preise für konventionelle Energieträger sind in Tabelle 4-3 dokumentiert.

Tabelle 4-3: Preise für konventionelle Energieträger (Eigene Annahmen, basierend auf den Annahmen zur Preisentwicklung konventioneller Energieträger in: *Voß und Fleischer 2016*)

	Kernbrennstoff	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas
Energieträgerpreis [€ ₂₀₁₅ /MWh _{th}]	3,0	4,8	9,0	28,0

Die Energieträgerpreise für Biogas entsprechen den Gasgestehungskosten von Rohbiogas frei BHKW einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung. Die Berechnung der Gasgestehungskosten von Biogas und die zugrundeliegenden Parameter sind im Anhang A in Abschnitt B.1.1 dokumentiert. Für Biomethan entsprechen die Energieträgerpreise den Gasgestehungskosten frei Erdgasnetz. Die zugrundeliegenden Parameter der Gasgestehungskostenrechnung sind in Abschnitt B.1.2 dokumentiert. Tabelle 4-4 zeigt die Annahmen zu Energieträgerpreisen für biogene Brennstoffe. Die Energieträgerpreise sind, soweit nicht anders erwähnt, für alle Szenarien identisch und ohne Preiselastizitäten abgebildet. Die Modellparameter der berücksichtigten Investitionsoptionen sind in Anhang A dokumentiert. Für Biogasanlagen wird in der Szenarioanalyse die Klasse BGA 1000 (s. Kapitel 2, S.26, Tabelle 2-1) als Referenztechnologie gewählt.

Tabelle 4-4: Energieträgerpreise für biogene Brennstoffe

	Biogas	Holz	Biomethan	Holz-SNG
Energieträgerpreis [€/MWh_{th}]	57,7 ^a	29,0 ^c	80,0 ^a	110,0 ^b

^a eigene Berechnungen, siehe Anhang A2

^b angelehnt an: *Henßler 2015*, Produktionskosten Substitute Natural Gas

^c angelehnt an die Preisentwicklung für Waldhackschnitzel (WG 35) im Jahr 2016 nach *C.A.R.M.E.N. 2017*

Die energiepolitischen Ausbaupfade für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sind auf eine Akteurs- und Technologievielfalt ausgerichtet. Da der gleichzeitige Ausbau verschiedener erneuerbarer Energien mit unterschiedlichen spezifischen Kosten nicht kostenoptimal begründbar ist, kann ein an die Energiewendeziele angelehnter Ausbau erneuerbarer Energien nicht ohne zusätzliche Restriktionen mit einem Optimierungsmodell abgebildet werden. Daher wird in der Szenarioanalyse beim Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien nur der Ausbau von Windkraft onshore modellendogen abgebildet, während der Ausbau von Windkraft offshore, Wasserkraft und Photovoltaik modellexogen vorgegeben wird. Zudem würde eine rein modellendogene Entscheidungsfindung zum Ausbau aller erneuerbarer Energien auf Grund des deterministischen Ansatzes zur Abbildung der dargebotsabhängigen Erzeugung und der nur vereinfacht dargestellten regionalen Potenzialgrenzen für die einzelnen Technologien zu einem nichtrationalen Ausbau⁸¹ führen. Die exogen vorgegebenen Ausbaupfade für Windkraft offshore, Photovoltaik und Wasserkraft sind in Tabelle 4-5 dargestellt.

⁸¹ Die deterministische Abbildung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auf Basis empirischer Erzeugungsganglinien kann bei einem Investitionsentscheid zwischen unterschiedlichen dargebotsabhängigen Technologien zu einer ergebnisbestimmenden komplementären Überlagerung verschiedener Erzeugungsganglinien führen und ist auf Grund der Sensitivität gegenüber Eingangsparametern nicht als robust zu werten. Daher wird in den Szenarioanalysen auf eine vergleichende Analyse des Ausbaus verschiedener dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien verzichtet. Dabei werden die Ausbaupfade für Wasserkraft, Windkraft offshore und

Tabelle 4-5: Exogen vorgegebener Ausbaupfad und erzeugte Jahresarbeit (ohne Einspeisemanagement) dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien für die Szenarien 60EE und 80EE.

Szenario	Wasserkraft		Windkraft onshore		Windkraft offshore		Photovoltaik		Summe
	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[TWh]
60EE	5,6	23	-	-	19	76	75	75	298
80EE	5,6	23	-	-	30	120	90	90	393

4.1.3 Ergebnisse der Szenarioanalyse

In diesem Abschnitt werden die quantitativen Ergebnisse der modellgestützten Szenarioanalyse anhand der Ergebniskategorien Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung, Emissionen, systemdienlicher Betrieb, installierte Erzeugungs- und Speicherkapazitäten und Gesamtsystemkosten beschrieben und diskutiert. Dabei werden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien für jede Ergebniskategorie auf Technologieebene vergleichend analysiert und dargestellt. Die in Abbildung 3-7 (s. Kapitel 3, Seite 69) dargestellten Bioenergie-Nutzungspfade für feste Biomasse und Biogas werden in den folgenden Abschnitten zusammengefasst als „Bioenergie“ bezeichnet.

Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung und Emissionen

In Abbildung 4-1 ist die Bruttostromerzeugung bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland nach Energieträgern dargestellt. Die Bruttostromerzeugung in Deutschland liegt in allen 60EE-Szenarien in einem Bereich von 550,9 bis 563,1 TWh_{el}. Die Abweichungen der Gesamtbruttostromerzeugung zwischen den einzelnen Szenarien ist auf die unterschiedliche Nutzung von Power-to-Heat und den unterschiedlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen zurückzuführen.

Photovoltaik exogen vorgegeben und lediglich der Ausbau von Windkraft onshore optimiert. Demnach wird im Hinblick auf die Restriktion 3-42 zum Zielanteil erneuerbarer Energien der Ausbau von Biomasseanlagen und der Ausbau von Windkraft onshore vergleichend gegenübergestellt.

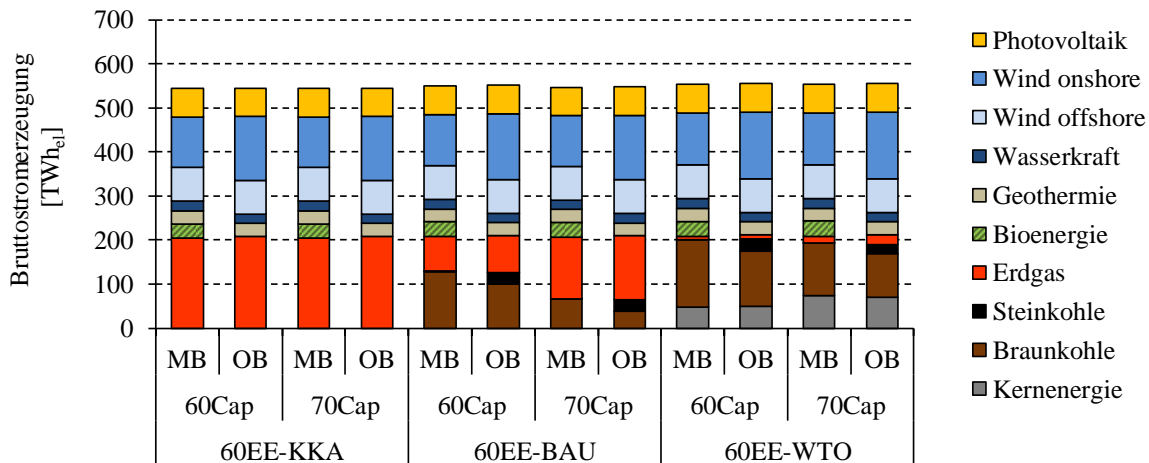


Abbildung 4-1: Bruttostromerzeugung in den 60EE-Szenarien nach Energieträgern.

Abbildung 4-2 zeigt die Bruttostromerzeugung bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland nach Energieträgern. In den 80EE-Szenarien steigt die Bruttostromerzeugung auf einen Bereich zwischen 565,0 und 622,5 TWh_{el}.

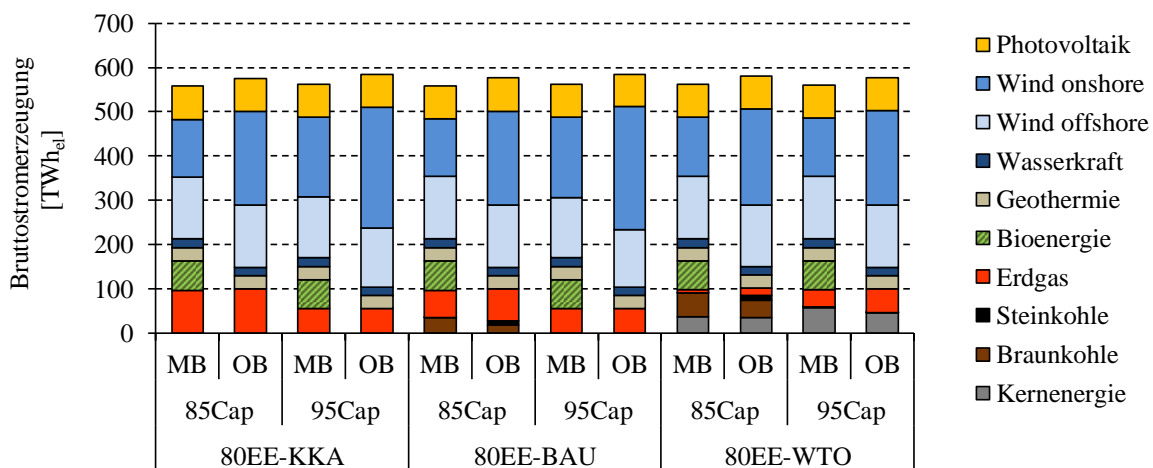


Abbildung 4-2: Bruttostromerzeugung in den 80EE-Szenarien nach Energieträgern.

Während die CO₂-Emissionen in den Basisszenarien 60EE-BAU und 80EE-BAU sowie in den Wirtschaftlichkeitsszenarien 60EE-WTO und 80EE-WTO den im Szenariorahmen gesetzten Obergrenzen entsprechen, liegen die CO₂-Emissionen in den Akzeptanzszenarien (KKA) bei einem EE-Anteil von 60 % in den Varianten mit Bioenergie bei 72,9 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ und den Varianten ohne Bioenergie bei 78,3 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹. Das entspricht einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 80,1 % (MB), bzw. 78,6 % (OB) gegenüber den CO₂-Emissionen aus dem Jahr 1990. In den Szenarien mit einem EE-Anteil von 80 % liegen die CO₂-Emissionen in den Varianten mit moderater CO₂-Reduktion (85CAP) mit Bioenergie bei 35,3 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ und ohne Bioenergie bei 41,5 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ und somit ebenfalls unter der gesetzten Obergrenze. Die Unterschreitung der CO₂-Caps in den Akzeptanzszenarien kann auf den niedrigeren CO₂-

Faktor von Erdgas und die höheren Wirkungsgrade im Vergleich zu Kohlekraftwerken zurückgeführt werden. Bei festem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch kann somit das CO₂-Cap durch die Nutzung von Erdgas zur Deckung des restlichen, nicht durch erneuerbare Energien gedeckten, Bruttostromverbrauchs nicht erreicht werden. In den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion (95CAP) wird sowohl mit, als auch ohne Bioenergie die Obergrenze von 18,3 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹ erreicht.

Die aus **Bioenergie** erzeugte Bruttostrommenge liegt, wie in Abbildung 4-3 dargestellt, in den Varianten mit Bioenergie in allen 60EE-Szenarien zwischen 31,7 und 34,5 TWh_{el}. Im 60EE-Basisszenario (60EE-BAU) wird ausschließlich Holz als biogener Energieträger zur Elektrizitätserzeugung genutzt.

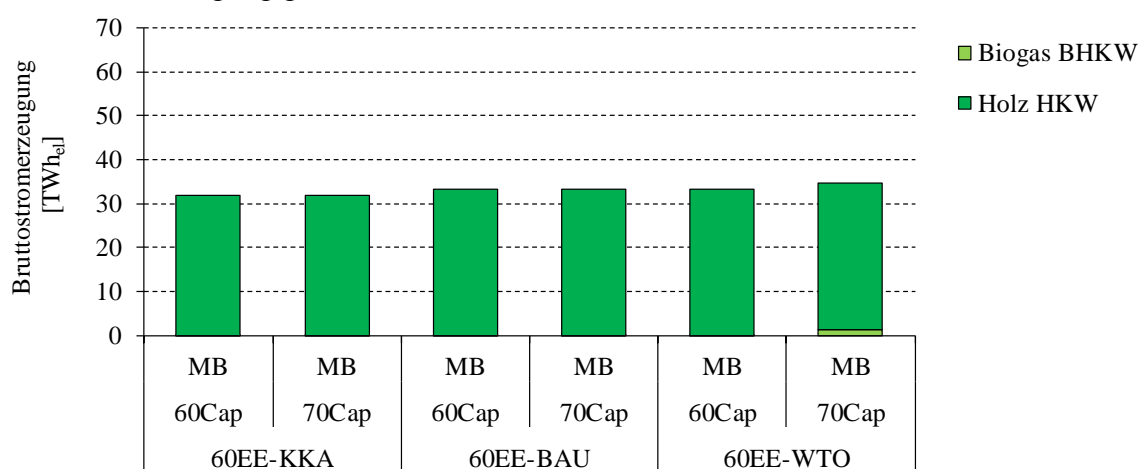


Abbildung 4-3: Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den 60EE-Szenarien.

In der Variante mit moderater CO₂-Reduktion (60EE-BAU-60Cap) beträgt die erzeugte Bruttostrommenge aus Bioenergieanlagen 33,4 TWh_{el}. In der Variante mit ambitionierter CO₂-Reduktion (60EE-BAU-70Cap) liegt die aus Bioenergieanlagen erzeugte Bruttostrommenge bei 33,3 TWh_{el}. Im Szenario 60EE-KKA wird ebenfalls ausschließlich Holz als biogener Energieträger zur Elektrizitätserzeugung genutzt. Sowohl in der Variante mit moderater CO₂-Reduktion (60EE-KKA-60Cap), als auch in der Variante mit ambitionierter CO₂-Reduktion (60EE-KKA-70Cap) beträgt die durch Bioenergieanlagen produzierte Bruttostrommenge 31,7 TWh_{el}. Im Szenario 60EE-WTO wird in der Variante mit ambitionierter CO₂-Reduktion (60EE-WTO-70Cap) sowohl Biogas als auch Holz als biogener Energieträger genutzt. Die erzeugten Bruttostrommengen liegen in dieser Variante bei 33,4 TWh_{el} aus Holzheizkraftwerken und 1,2 TWh_{el} aus Biogasanlagen. In der Variante mit moderater CO₂-Reduktion (60EE-WTO-60Cap) wird mit einer erzeugten Bruttostrommenge von 33,3 TWh_{el} ausschließlich Holz als biogener Energieträger eingesetzt.

In den 80EE-Szenarien steigt die aus Bioenergie erzeugte Bruttostrommenge in allen Varianten mit Bioenergie, wie in Abbildung 4-4 dargestellt, auf 66,2 TWh_{el}. Dabei wird sowohl für

Holz, als auch für Biogas die Potenzialobergrenze erreicht. Die aus Holz erzeugte Bruttostrommenge beträgt in allen Varianten der 80EE-Szenarien mit Bioenergie 35,0 TWh_{el} und die aus Biogas erzeugte Bruttostrommenge liegt bei 31,2 TWh_{el}.

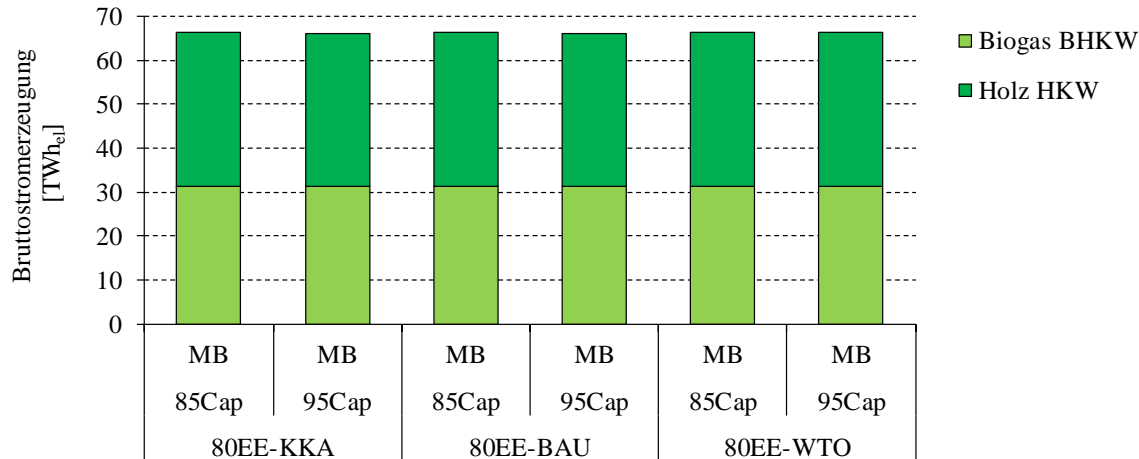


Abbildung 4-4: Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den 80EE-Szenarien.

Aus den Szenariorechnungen kann eine zunehmende Bedeutung der Stromerzeugung aus Bioenergie mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und gleichzeitig sinkendem CO₂-Cap abgeleitet werden. Während Holzheizkraftwerke auf Grund der im Vergleich zu Biogasanlagen vergleichsweise geringeren Kosten schon bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zur Reduktion der Gesamtsystemkosten beitragen, gewinnen Biogasanlagen erst in den Szenarien mit einem Zielanteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch an Bedeutung. Die in den Szenarien KKA, BAU und WTO unterschiedliche Verfügbarkeit konventioneller Erzeugungstechnologien hat nahezu keinen Einfluss auf den Umfang der Nutzung von Bioenergie. Lediglich im Szenario WTO wird Biogas bereits bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch genutzt, während Biogas in den Szenarien ohne Kernenergie (KKA und BAU) erst bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien genutzt wird.

Die Bruttostromerzeugung aus nichtbiogenen **erneuerbaren Energien** ist zum einen durch den teilweise vorgegebenen Ausbaupfad⁸² und zum anderen durch den restriktiven Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beeinflusst und wird deshalb nur aggregiert ausgewertet. In den Szenarien mit einem Zielanteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt die Bruttostromerzeugung aus nichtbiogenen erneuerbaren Energien in den Varianten mit Bioenergie zwischen 277,9 und 282,3 TWh_{el} und steigt in den Varianten ohne Bioenergie auf einen Bereich zwischen 308,0 und 314,5 TWh_{el}.

In den Szenarien mit einem Zielanteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt die Bruttostromerzeugung aus nichtbiogenen erneuerbaren Energien in den Varianten mit Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion (85CAP-MB) bei 365,9 bis 370,1 TWh_{el}

⁸² siehe hierzu: Tabelle 4-5

und in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion (95CAP-MB) bei 368,0 bis 412,2 TWh_{el}. In den Varianten ohne Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion (85CAP-OB) steigt die Bruttostromerzeugung aus nichtbiogenen erneuerbaren Energien auf 446,1 bis 451,0 TWh_{el} und in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion (95CAP-OB) auf 448,3 bis 499,6 TWh_{el}.

Insgesamt wird die Bruttostromerzeugung aus nichtbiogenen erneuerbaren Energien durch zwei Effekte beeinflusst. Zum einen steigt die Erzeugung aus nichtbiogenen erneuerbaren Energien in den Varianten ohne Bioenergie, um denselben Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Zum anderen steigt der Elektrifizierungsgrad der Fernwärmeversorgung in den Varianten ohne Bioenergie und mit zunehmendem CO₂-Reduktionsziel, da die aus Bioenergie-KWK erzeugte Wärme u. a. durch CO₂-neutrale Wärme mittels Power-to-Heat-Anlagen aus überschüssiger Erzeugung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien substituiert wird. Dieser zusätzliche Elektrizitätsbedarf wird in den Varianten ohne Bioenergie durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien gedeckt. Lediglich im Szenario WTO wird ein Teil des in der Fernwärme benötigten Elektrizitätsbedarfs durch Kernenergie bereitgestellt, wodurch der Bedarf an Erzeugung aus erneuerbaren Energien sinkt.

Die Bruttostromerzeugung aus **konventionellen Kraftwerken** liegt in allen 60EE-Szenarien in einem Bereich von 205,5 und 212,5 TWh_{el} und wird maßgeblich durch die unterschiedliche Verfügbarkeit konventioneller Energieträger in den Szenarien beeinflusst. In Tabelle 4-6 ist die Differenz der Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen den Varianten mit und ohne Bioenergie in den 60EE-Szenarien und in Tabelle 4-7 in den 80EE-Szenarien dargestellt.

Tabelle 4-6: Differenz der Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen den Varianten ohne (OB) und mit (MB) Bioenergie in den 60EE-Szenarien.

[TWh _{el}]	60EE-KKA		60EE-BAU		60EE-WTO	
	60CAP	70CAP	60CAP	70CAP	60CAP	70CAP
Kernenergie	-	-	-	-	-1,0	3,9
Braunkohle	-	-	26,9	27,8	27,1	19,9
Steinkohle	-	-	-24,6	-25,3	-27,0	-19,3
Erdgas	-2,7	-2,7	-5,2	-5,3	-2,4	-7,7

60EE: Zielanteil von 60 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

BAU: Business as usual

WTO: Wirtschaftlich und technologieoffen

KKA: Klima und Akzeptanz

60CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 146,4 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

70CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 109,8 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

Diese Differenz zeigt den Einfluss von Bioenergie auf die Nutzung konventioneller Energieträger in den betrachteten Szenarien. Die Bruttostromerzeugung aus Erdgaskraftwerken liegt

in den Varianten mit Bioenergie der 60EE-Szenarien zwischen 1,3 % (60EE-KKA-60CAP) und 33,3 % (60EE-WTO-70CAP) und der 80EE-Szenarien zwischen 1,6 % (80EE-KKA-70CAP) und 54,9 % (80EE-WTO-60CAP) unter der Erzeugung in den Varianten ohne Bioenergie.

Tabelle 4-7: Differenz der Bruttostromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen den Varianten ohne (OB) und mit (MB) Bioenergie in den 80EE-Szenarien.

[TWh _{el}]	80EE-KKA		80EE-BAU		80EE-WTO	
	85CAP	95CAP	85CAP	95CAP	85CAP	95CAP
Kernenergie	-	-	-	-	1,3	11,2
Braunkohle	-	-	17,1	0,0	14,9	2,5
Steinkohle	-	-	-10,2	0,0	-11,2	0,0
Erdgas	-4,0	-0,9	-10,6	-0,9	-8,9	-16,9

80EE: Zielanteil von 80 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch
BAU: Business as usual
WTO: Wirtschaftlich und technologieoffen
KKA: Klima und Akzeptanz
85CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 54,9 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹
95CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 18,3 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

Die aus Steinkohle erzeugte Bruttostrommenge wird in den Varianten mit Bioenergie nahezu vollständig vom Markt verdrängt. Die Bruttostromerzeugung aus Steinkohle in den Varianten mit Bioenergie liegt demnach in den 60EE-Szenarien zwischen 93,2 % (60EE-BAU-60Cap) und 100 % (60EE-WTO) und in allen 80EE-Szenarien 100 % unter dem Wert in den Varianten ohne Bioenergie. Sowohl bei der Nutzung von Erdgas, als auch bei der Nutzung von Steinkohle ist der Rückgang der Bruttostromerzeugung in den Varianten mit Bioenergie u. a. auf die Verdrängung von konventionellen KWK-Anlagen durch Biomasse-KWK zurückzuführen. Die durch Braunkohle erzeugte Bruttostrommenge hingegen liegt bei allen 60EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie zwischen 26,7 % (60EE-BAU-60CAP) und 72,5 % (60EE-BAU-70CAP) und bei den 80EE-Szenarien zwischen 98,1 % (80EE-BAU-60CAP) und 443,0 % (80EE-WTO-95CAP) über dem Wert der Varianten ohne Bioenergie. Ein Grund für die höhere Bruttostromerzeugung aus Braunkohle in den Varianten mit Bioenergie ist die durch die gekoppelte, CO₂-neutrale Erzeugung von Elektrizität und Wärme durch Biomasse-KWK reduzierte CO₂-Menge. Durch diese zusätzlich reduzierte CO₂-Menge werden bei gleichbleibendem CO₂-Cap zusätzlich emittierbare CO₂-Mengen für Braunkohlekraftwerke frei.

In Tabelle 4-8 ist die Nutzung der **Flexibilitäts- und Integrationsoptionen** Speicher, Lastmanagement, Einspeisemanagement und Power-to-Heat in den 60EE-Szenarien aufgelistet und in Tabelle 4-9 für die 80EE-Szenarien dokumentiert. Die eingespeicherte Elektrizitätsmenge liegt in den 60EE-Szenarien zwischen 8,1 TWh_{el} und 8,6 TWh_{el}. Die eingespeicherte Elektri-

zitätsmenge liegt in allen Varianten mit Bioenergie unter dem Wert der Variante ohne Bioenergie. In den 60EE-Szenarien reduziert sich demnach der Speicherbedarf in den Varianten mit Bioenergie um 4 % bis 6 %.

Tabelle 4-8: Nutzung von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in den 60EE-Szenarien.

[TWh _{el}]	60EE-KKA				60EE-BAU				60EE-WTO			
	60CAP		70CAP		60CAP		70CAP		60CAP		70CAP	
	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB
Speicher ^a	8,1	8,5	8,1	8,5	8,2	8,6	8,2	8,6	8,2	8,5	8,1	8,6
DSM ^b	8,1	10,7	8,1	10,7	8,9	12,5	8,9	12,2	8,1	11,8	9,1	12,9
EinsMan ^c	2,9	6,3	2,9	6,3	3,2	7,0	3,1	6,7	3,2	6,7	3,1	6,8
PtH ^d	5,3	9,1	5,3	9,1	5,2	9,6	5,0	9,2	5,6	10,6	5,2	10,1

^a Durch Speichertechnologien eingespeicherte elektrische Energie

^b Durch Lastmanagementoptionen verlagerte elektrische Energie

^c Durch Einspeisemanagementmaßnahmen (Curtailment) abgeregelte elektrische Energie

^d Durch Power-to-Heat Technologien genutzte elektrische Energie in der Fernwärmeerzeugung

60EE: Zielanteil von 60 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

BAU: Business as usual

WTO: Wirtschaftlich und technologieoffen

KKA: Keine Kohle Akzeptanz

60CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 146,4 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

70CAP: Jährliche Obergrenze für CO₂-Emissionen von 109,8 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

MB: Mit Bioenergie

OB: Ohne Bioenergie

In den 80EE-Szenarien steigt die eingespeicherte Energiemenge auf einen Bereich zwischen 9,1 TWh_{el} und 47,5 TWh_{el}. Dabei liegt die eingespeicherte Energiemenge in den 80EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie um 32 % bis 51 % unter dem Wert der Varianten ohne Bioenergie. Die durch Lastmanagementoptionen verlagerte elektrische Energiemenge beträgt in den 60EE-Szenarien zwischen 8,1 TWh_{el} und 12,9 TWh_{el} und steigt in den 80EE-Szenarien auf 12,2 TWh_{el} bis 20,9 TWh_{el}. Die durch Lastmanagementoptionen verlagerte elektrische Energiemenge verringert sich in den Varianten mit Bioenergie um 24 % bis 39 % gegenüber den Varianten ohne Bioenergie.

Durch Einspeisemanagementmaßnahmen werden in den 60EE-Szenarien zwischen 2,9 TWh_{el} und 6,8 TWh_{el} und in den 80EE-Szenarien zwischen 10,8 TWh_{el} und 54,3 TWh_{el} elektrische Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien abgeregelt. In den Varianten mit Bioenergie liegen die Werte der abgeregelten elektrischen Energiemenge zwischen 52 % und 71 % unter den Werten in den vergleichbaren Varianten ohne Bioenergie. Durch Power-to-Heat Anlagen werden in den 60EE-Szenarien zwischen 5,2 TWh_{el} und 10,6 TWh_{el} und in den 80EE-Szenarien zwischen 14,9 TWh_{el} und 37,9 TWh_{el} zur Fernwärmeerzeugung genutzt. Dabei liegen die Werte der zur Fernwärmeerzeugung genutzten Elektrizitätsmengen in den Varianten mit Bioenergie zwischen 42 % und 58 % unter den Werten in den Varianten ohne Bioenergie.

Tabelle 4-9: Nutzung von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in den 80EE-Szenarien.

[TWh _{el}]	80EE-KKA				80EE-BAU				80EE-WTO			
	85CAP		95CAP		85CAP		95CAP		85CAP		95CAP	
	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB	MB	OB
Speicher ^a	9,1	13,3	23,5	47,5	9,2	13,7	23,5	47,5	9,2	13,6	9,2	14,4
DSM ^b	12,2	17,7	14,4	18,8	12,3	19,4	14,4	20,9	12,7	20,9	13,6	20,8
EinsMan ^c	10,8	36,0	18,7	54,3	11,2	36,4	18,7	53,4	11,3	38,4	11,2	35,9
PtH ^d	14,9	35,5	17,7	37,9	15,0	35,4	17,7	37,9	16,2	37,4	14,9	35,0

^a Durch Speichertechnologien eingespeicherte elektrische Energie

^b Durch Lastmanagementoptionen verlagerte elektrische Energie

^c Durch rationelles Einspeisemanagement (Curtailment) abgeregelte elektrische Energie

^d Durch Power-to-Heat Technologien genutzte elektrische Energie in der Fernwärmeerzeugung

80EE:	Zielanteil von 80 % erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch
BAU:	Business as usual
WTO:	Wirtschaftlich und technologieoffen
KKA:	Keine Kohle Akzeptanz
85CAP:	Jährliche Obergrenze für CO ₂ -Emissionen von 54,9 Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹
95CAP:	Jährliche Obergrenze für CO ₂ -Emissionen von 18,3 Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹
MB:	Mit Bioenergie
OB:	Ohne Bioenergie

Insgesamt ist demnach in allen Szenarien ein verringerter Bedarf aller Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in den Varianten mit Bioenergie im Gegensatz zu den vergleichbaren Varianten ohne Bioenergie festzustellen. Dies kann zum einen auf den bedarfsorientierten Betrieb der Bioenergieanlagen in den Varianten mit Bioenergie und zum anderen mit dem höheren Anteil intermittierender Erzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien in den Varianten ohne Bioenergie begründet werden. Insgesamt ist ein mit zunehmendem Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien steigender Flexibilitätsbedarf zu erkennen. Dieser wird zum Teil über den bedarfsorientierten Betrieb von konventionellen Kraftwerken und von Bioenergieanlagen und zum Anderen über den in Tabelle 4-9 dargestellten Einsatz von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen bereitgestellt.

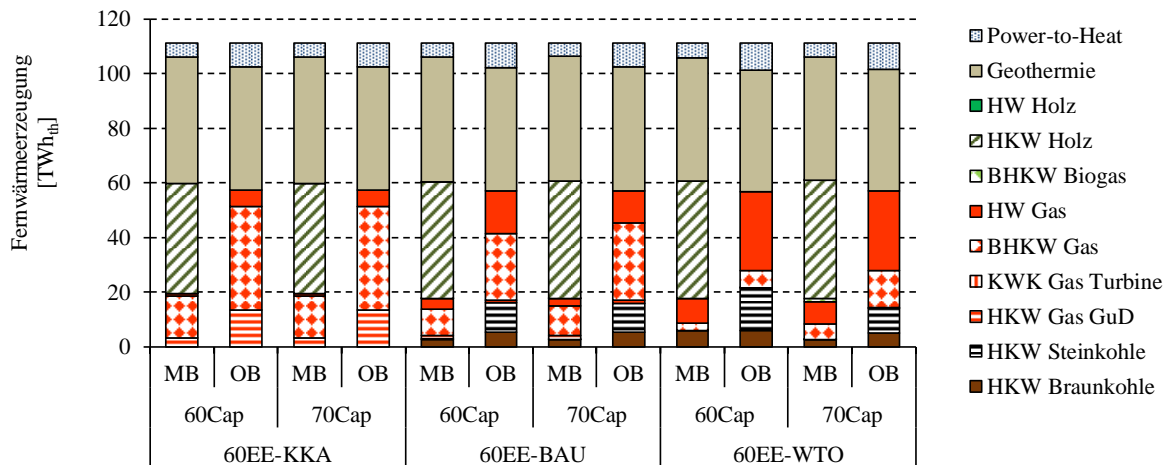


Abbildung 4-5: Ergebnisse zur Fernwärmeerzeugung in den 60EE-Szenarien nach Technologie und Energieträgern. Abkürzungen: HKW: Heizkraftwerk; GuD: Gas- und Dampfkraftwerk; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung; BHKW: Blockheizkraftwerk; HW: Heizwerk.

Abbildung 4-5 zeigt die Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern in Deutschland für die 60EE-Szenarien, in Abbildung 4-6 ist die Fernwärmeerzeugung in den 80EE-Szenarien dargestellt. Die gesamte Fernwärmeerzeugung liegt in allen Szenarien zwischen 111,0 TWh_{th} und 112,1 TWh_{th}.

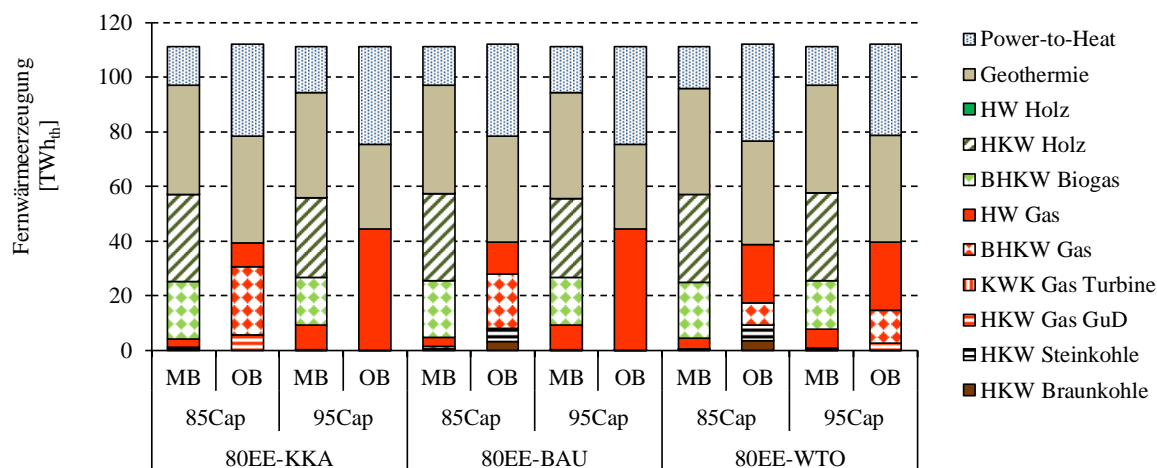


Abbildung 4-6: Ergebnisse zur Fernwärmeerzeugung in den 80EE-Szenarien nach Technologie und Energieträgern. Abkürzungen: HKW: Heizkraftwerk; GuD: Gas- und Dampfkraftwerk; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung; BHKW: Blockheizkraftwerk; HW: Heizwerk.

Die in Bioenergie-KWK-Anlagen erzeugte Fernwärme beträgt in den 60EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie zwischen 40,4 TWh_{th} und 44,5 TWh_{th}, wofür in den 60EE-Szenarien ausschließlich Holzheizkraftwerke eingesetzt werden. In den 80EE-Szenarien steigt die aus Bioenergie erzeugte Fernwärmemenge in den Varianten mit Bioenergie auf Werte zwischen 46,2 TWh_{th} und 53,0 TWh_{th}. Dabei werden als Bioenergie-KWK sowohl Holzheizkraftwerke, als auch Biogas-BHKW genutzt. Reine Biomasseheizwerke spielen in keinem der betrachteten Szenarien eine Rolle.

Steinkohleheizkraftwerke werden mit einer Fernwärmeerzeugung von maximal 15,7 TWh_{th} ausschließlich in den Varianten ohne Bioenergie eingesetzt. Dabei nimmt die Bedeutung der Fernwärmeerzeugung aus Steinkohle mit sinkender CO₂-Obergrenze ab. Die Fernwärmeerzeugung aus Erdgas liegt in den 60EE-Szenarien zwischen 11,6 und 57 TWh_{th} und in den 80EE-Szenarien zwischen 4,1 und 44,5 TWh_{th}. Dabei werden sowohl Erdgas-GuD-Heizkraftwerke, Erdgas-Blockheizkraftwerke als auch reine Erdgasheizwerke zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt. Die aus Erdgas erzeugte Fernwärmemenge liegt in den Varianten mit Bioenergie in den 60EE-Szenarien zwischen 32,8 % und 36,6 % und in den 80EE-Szenarien zwischen 10,3 % und 21,1 % unter den Werten in den vergleichbaren Varianten ohne Bioenergie. Die Nutzung von Geothermie in der Fernwärmeerzeugung bleibt durch die Nutzung von Bioenergie weitgehend unbeeinflusst und liegt zwischen durchschnittlich 45,3 TWh_{th} in den 60EE-Szenarien und 37,6 TWh_{th} in den 80EE-Szenarien. Demnach werden durch Bioenergie-KWK-Anlagen haupt-

sächlich konventionelle Fernwärmeerzeugungstechnologien mit fossilen Energieträgern substituiert. Erneuerbare KWK-Technologien wie Geothermie stehen hingegen in keinem der betrachteten Szenarien in direkter Konkurrenz zu Bioenergie-KWK-Anlagen.

Die Fernwärmeerzeugung aus Power-to-Heat-Anlagen liegt in den 60EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie zwischen 4,7 TWh_{th} im BAU-70CAP-Szenario und 5,4 TWh_{th} im WTO-60Cap-Szenario. In den Varianten ohne Bioenergie steigt die Erzeugung aus Power-to-Heat-Anlagen auf 8,6 TWh_{th} im KKA-60Cap-Szenario und 10,0 TWh_{el} im WTO-60Cap-Szenario. In den 80EE-Szenarien mit Bioenergie liegt die Erzeugung aus Power-to-Heat-Anlagen bei Werten zwischen 14,1 TWh_{th} im WTO-95Cap-Szenario und 16,8 TWh_{th} im KKA-95Cap-Szenario. In den Varianten ohne Bioenergie steigt die Erzeugung aus Power-to-Heat-Anlagen auf 33,2 TWh_{th} im WTO-95Cap-Szenario und 36,0 TWh_{th} im KKA-95Cap-Szenario. Demnach ist ein steigender Fernwärmebedarf aus Power-to-Heat-Anlagen in den Varianten ohne Bioenergie und in den Szenarien mit zunehmendem Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien zu erkennen.

Systemdienlicher Betrieb von Bioenergieanlagen

Der LP-relaxierte Modellansatz zur Kraftwerkseinsatzplanung kann bei der Betrachtung einzelner Anlagen zu einem nicht realistischen Anlagenbetrieb führen. Deshalb werden zur Untersuchung des systemoptimalen Einsatzes von Bioenergieanlagen sowohl der LP-relaxierte Betrieb aller Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen auf Gesamtsystemebene, als auch die Bewirtschaftung mit ganzzahliger Restriktion des Anlagenbetriebs einer exemplarischen Einzelanlage im Basisszenario (80EE-BAU-85CAP-MB) analysiert. Hierfür wird das in Abschnitt 3.1.3 beschriebene mehrstufig mehrperiodische Optimierungsverfahren angewandt. Die in der ersten Stufe ermittelten Szenarioergebnisse werden wie in Tabelle 4-10 dokumentiert an die zweite Stufe übergeben. Während die erste Stufe zur Ermittlung von Investitionen unter den gesetzten Zielrestriktionen zur CO₂-Reduktion und zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dient, soll in der zweiten Stufe die Einsatzplanung einer Einzelanlage unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Gesamtsystem betrachtet werden.

Hierfür wird eine exemplarische Biogasanlage mit zugehörigem Wärmenetz aus den aggregierten Ergebnissen der ersten Stufe desaggregiert. Diese wird in der zweiten Stufe blockscharf und die Einsatzplanung des Blockheizkraftwerkes mit binärer⁸³ Restriktion abgebildet. Der

⁸³ siehe hierzu: *Sun et al. 2008*. Für die gemischtganzzahlige Einsatzplanung des BHKW werden zusätzliche Kosten für jeden Startvorgang in Höhe von 10 €₂₀₁₅ MW_{el}⁻¹ (*Hochloff und Braun 2014*) angenommen.

Preis für Biogas wird in Stufe 2 auf $0,0 \text{ €}_{2015} \text{ MWh}_{\text{th}}^{-1}$ gesetzt, da die Entscheidung zur Produktion von Rohbiogas im Fall existierender Biogasanlagen mit einer Take-or-Pay-Klausel⁸⁴ vergleichbar ist. Der übrige Anlagenpark wird auch in Stufe zwei aggregiert und die Einsatzplanung LP-relaxiert⁸⁵ abgebildet. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Analyse der Einsatzplanung einer Bioenergieanlage im Gesamtsystem unter Einhaltung akzeptabler Rechenzeiten. Die installierten Leistungen des Anlagenparks in Stufe 2 entspricht den in Stufe 1 optimierten Anlagenkapazitäten. Der Planungshorizont wird auf Grund der durch den GGLP-Ansatz zunehmenden Rechenintensität in Stufe 2 in Perioden mit rollierender Planung unterteilt. Eine integrale Limitierung der CO₂-Emissionen durch ein CO₂-Cap ist auf Grund der nicht integral optimierten Perioden in Stufe 2 nichtmehr möglich. Daher wird der in Stufe 1 ermittelte CO₂-Preis in Stufe 2 als Zertifikatspreis gesetzt. Dadurch werden die Gesamtemissionen auch bei der rollierenden Planung nicht überschritten.

Tabelle 4-10: Dokumentation der mehrstufig mehrperiodischen Optimierung der Einsatzplanung im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB.

Modellkonfiguration	Stufe 1	Stufe 2
Optimierung	LP	GGLP ^a
Ausbauplanung	Investitionsoptionen „Grüne Wiese“ ⁸⁶	keine ^b
CO ₂ -Reduktion	Obergrenze: 54,9 Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹	CO ₂ -Zertifikatspreis ^c : 73,84 € t ⁻¹ CO ₂ ⁻¹
Leistungsbilanz	ja	nein
Zielanteil EE	Am Bruttostromverbrauch	nein ^d
Planungshorizont und Perioden	1 Jahr stündlich integral	1 Jahr stündlich rollierend ^e
Wärmenachfrage	4 Wärmenachfragecluster	8 aggregierte Wärmeregionen 1 desaggregierte Nahwärmeregion ^f
Bioenergie	Obergrenze für Potenziale	Fixe Nutzungsmenge ^g

^a Binäre Restriktion in der Einsatzoptimierung (siehe hierzu: *Sun et al. 2008*)

^b Die in Stufe 1 ermittelten Kapazitäten werden fixiert und als existierender Anlagenpark abgebildet

^c Durch die rollierende Planung kann keine integrale Obergrenze der CO₂-Emissionen über den Planungszeitraum gesetzt werden. Deshalb werden die marginalen Kosten der CO₂-Emissionen aus Stufe 1 ausgelesen und in Stufe 2 als Preis für CO₂-Zertifikate gesetzt und validiert.

^d Durch die rollierende Planung kann keine integrale Restriktion zur Einhaltung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch gesetzt werden. Deshalb wird für jede Rollierungsperiode das Einspeisemanagement limitiert. Die Obergrenze zum Einspeisemanagement wird für die entsprechenden Perioden aus Stufe 1 ermittelt.

^e Der Planungszeitraum von 8.760 Modellstunden wird in 52 Rollierungsperioden à 168 Modellstunden und eine Rollierungsperiode à 24 Modellstunden aufgeteilt. (siehe hierzu: Abschnitt 3.1.3)

^f Die Parametrierung des Nahwärmenetzes mit Erzeugungsanlagen ist in Tabelle 4-11 dokumentiert

^g Die in Stufe 1 genutzten Bioenergiepotenziale werden in Stufe 2 fixiert.

LP	Lineares Programm
GGLP	Gemischt-ganzzahlig lineares Programm
Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹	Megatonnen CO ₂ -Äquivalente pro Jahr
EE	Erneuerbare Energien

⁸⁴ Eine Take-or-Pay-Klausel verpflichtet den Abnehmer eines Gutes zur Zahlung einer vorher vertraglich festgelegten Mindestmenge, unabhängig davon, ob diese tatsächlich abgenommen wird. Im Fall von Biogasanlagen ist durch die Investitionsentscheidung in eine Biogasanlage und die Entscheidung zur Beschickung der Anlage mit Substraten eine kurzfristige Entscheidung des Rohbiogasbezuges auf Basis von Gasgestehungskosten (Preisen) nicht möglich, da Opportunitätskosten durch die kontinuierliche Erzeugung des Rohbiogases entstehen. Das Rohbiogas muss demnach zu jedem Preis verwertet werden.

⁸⁵ Die minimale Teillast der aggregierten Blöcke wird in diesem Fall auf 0 gesetzt um weiterhin eine LP-Relaxation beizubehalten.

⁸⁶ „Grüne-Wiese“-Ansatz: a. a. O., Fußnote 12, Seite 20

In Tabelle 4-11 ist die Parametrierung der in Stufe 2 abgebildeten desaggregierten Einzelanlage und dem dazugehörigen Nahwärmenetz abgebildet. Die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen im Nahwärmenetz der Biogasanlage entspricht dem gewichteten Verhältnis des aggregiert ermittelten Modellergebnisses aus Stufe 1.

Tabelle 4-11: Kenngrößen der desaggregierten Biogasanlage im Nahwärmenetz mit Wärmespeicher, Erdgaskessel und Power-to-Heat-Anlage im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB.

Anlage	Parameter	Einheit	Wert
Nahwärmenetz	Wärmenachfrage	[MWh _{th} a ⁻¹]	15.912
	Wärmeverteilverluste	[%]	11
Wärmespeicher	Kapazität	[MWh _{th}]	20
Erdgaskessel (Spitzenlast)	Erzeugungsleistung ^c	[kW _{th}]	2.500
Elektrischer Heizstab (PtH)	Erzeugungsleistung ^c	[kW _{th}]	2.500
Biogasanlage			
Blockheizkraftwerk	Erzeugungsleistung	[kW _{el}] / [kW _{th}]	4.640 / 4.438
	Wirkungsgrad el. / th.	[%] / [%]	46 / 42
	Bemessungsleistung	[kW _{el}]	1.974
Fermenter	Rohbiogasproduktion	[Nm ³ a ⁻¹]	7.413.500 ^a
	Produktionsrate (Ø)	[Nm ³ h ⁻¹]	846 (± 20%)
	Speicherkapazität	[Nm ³]	17.700
	Speicherdauer	[h]	max. 26 ^b

^a Der angenommene volumetrische Methananteil beträgt 52 %, der Heizwert von Methan beträgt 9,97 kWh_{th} pro Nm³.

^b Die Speicherdauer beträgt bei einer um 20 % verringerten Rohbiogasproduktionsrate von ca. 675 Nm³ h⁻¹ maximal 26 Stunden.

^c Die Erzeugungsleistung des Erdgaskessels und des elektrischen Heizstabs wurden jeweils aufgerundet.

In Tabelle 4-12 ist die jährliche Wärmeerzeugung des exemplarischen Nahwärmenetzes im Szenario Basisszenario dargestellt. Das Blockheizkraftwerk der Biogasanlage liefert mit 8,4 GWh_{th} a⁻¹ einen Anteil von 52 % der erzeugten Wärme. Durch den Erdgaskessel wird ein Anteil von 19 % mit einer jährlichen Wärmeerzeugung von 3,1 GWh_{th} a⁻¹ bereitgestellt. Der elektrische Heizstab trägt mit einer jährlichen Wärmeerzeugung von 4,6 GWh_{th} einen Anteil von 19 % der Gesamterzeugung bei.

Tabelle 4-12: Jährliche Wärmeerzeugung in einem exemplarischen Nahwärmenetz mit Biogasanlage im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB.

Anlage	Eingespeiste Wärmemenge	Anteil ^a
	[MWh _{th} a ⁻¹]	[%]
Blockheizkraftwerk	8.414 ^b	52
Erdgaskessel	3.087	19
Elektrischer Heizstab	4.627	29

^a Anteil an einer Bruttowärmeerzeugung von 17.942 MWh_{th} a⁻¹, inkl. Netz- und Speicherverluste

^b Theoretisch durch das BHKW erzeugbare Wärmemenge: 13.306 MWh_{th} a⁻¹

Bei detaillierter Betrachtung des Einsatzes von Bioenergieanlagen ist ein Unterschied zwischen Biogasanlagen und Holzheizkraftwerken zu erkennen. Biogasanlagen fahren mit durchschnittlich 3.504 Jahresvolllastbetriebsstunden deutlich flexibler, als Holzheizkraftwerke mit durchschnittlich 6.308 Jahresvolllastbetriebsstunden. In den Stunden mit Überproduktion ist ein deutlicher Einsatz von Speichern (Einspeichern), Lastzuschaltung durch Lastmanagementoptionen und die sektorübergreifende Nutzung von Elektrizität durch Power-to-Heat Anlagen zu erkennen. Die Reduktion der Einspeiseleistung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien durch Einspeisemanagementmaßnahmen wird in der Einsatzreihenfolge der Flexibilitäts- und Integrationsoptionen als letzte Maßnahme zum bilanziellen Ausgleich von elektrischer Last und Erzeugung eingesetzt. Einspeisemanagement kommt im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB in insgesamt 843 Stunden zu Einsatz. Dabei liegt der Maximalwert der abgeregelten Erzeugungsleistung bei 62,5 GW_{el}. Der durchschnittliche Strompreis⁸⁷ im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB liegt bei 68,8 € MWh_{el}⁻¹. Der Maximalwert von 106,2 € MWh_{el} wird in insgesamt 325 Stunden im Jahr erreicht.

⁸⁷ Der hier genannte Strompreis wurde fundamental ermittelt. Da in Stufe 2 keine Investitionskosten anfallen, enthält der Schattenpreis nur betriebsgebundene Kosten und kann als Strompreis interpretiert werden.

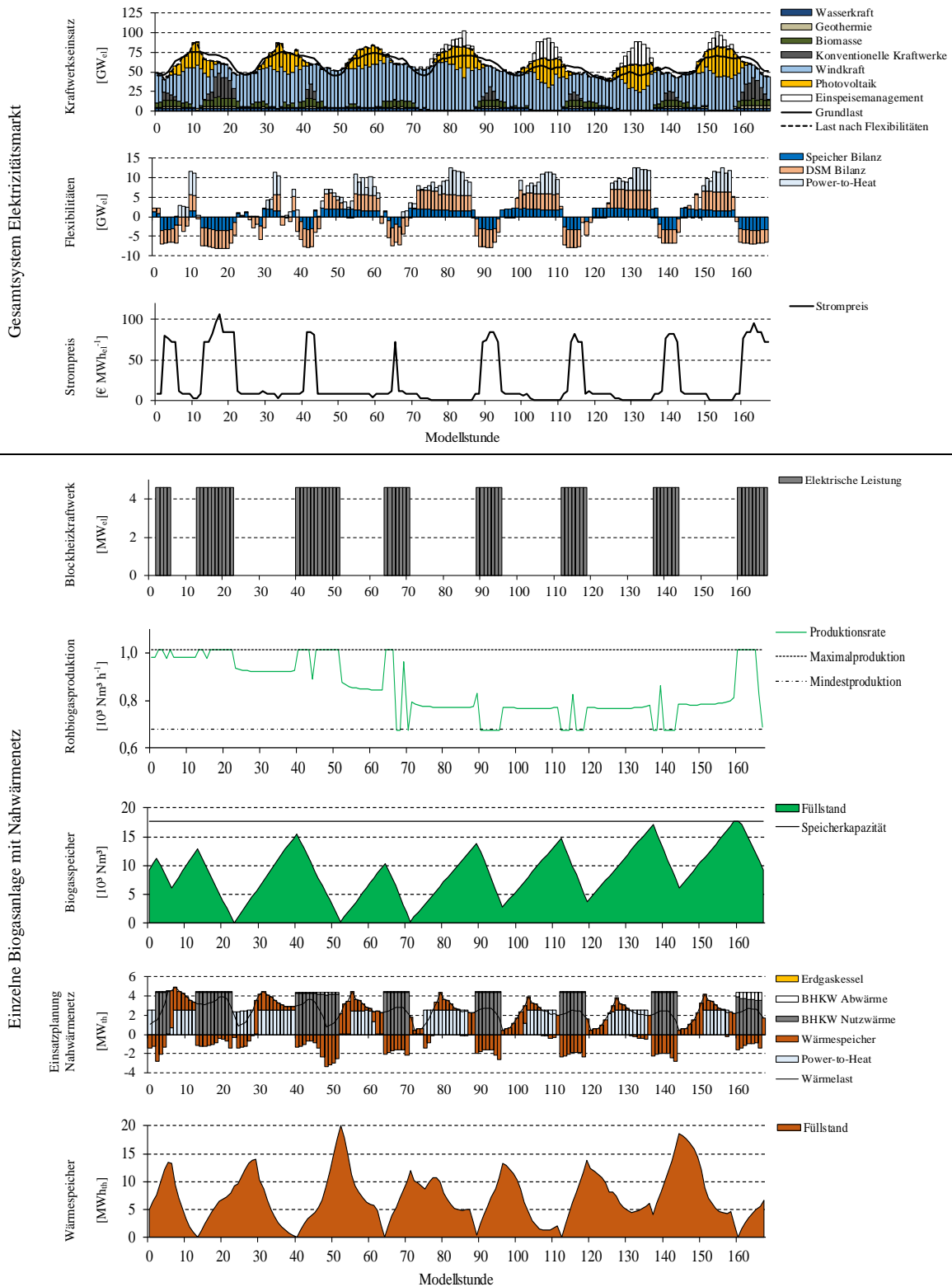


Abbildung 4-7: Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen auf Gesamtsystemebene und Bewirtschaftung einer exemplarischen Biogasanlage mit Nahwärmenetz auf Anlagenebene im Szenario 80EE-BAU-85CAP-MB am Beispiel einer ausgewählten Woche (Modellstunde 3000 bis 3167).

Abbildung 4-7 zeigt die Ergebnisse der Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen auf Gesamtsystemebene und die Bewirtschaftung der exemplarischen desaggregierten Biogasanlage mit Nahwärmenetz im Basisszenario am Beispiel einer exemplarischen Modellwoche. Die Wärmenachfrage liegt durchschnittlich bei ca. 53% der maximalen Wärmenachfrage. Die Kraftwerkseinsatzplanung im Gesamtsystem zeigt einen an der Residuallast orientierten Betrieb aller regelbaren Erzeugungsanlagen. Auf Anlagenebene ist ein an der Residuallast orientierter Betrieb des Blockheizkraftwerkes erkennbar, wobei die Betriebszeit des Blockheizkraftwerkes teilweise über die Dauer der Residuallastspitze hinausgeht, um ausreichend Wärme für die Versorgung des Nahwärmenetzes bereitzustellen. Die Power-to-Heat Anlage wird zu Zeitpunkten hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und niedriger Residuallast eingesetzt. Der Wärmespeicher gleicht die Überproduktion der Wärme aus dem Blockheizkraftwerk und die fehlende Produktion in Stunden ohne Blockheizkraftwerk aus. Der Erdgaskessel wird nur in Stunden hoher Wärmelasten hinzugeschaltet. Die flexible Rohbiogasproduktion und der Biogasspeicher gleichen die Abweichung zwischen Rohbiogasproduktion und -nutzung im Blockheizkraftwerk aus, wobei keine eindeutige Korrelation zwischen Rohbiogasproduktionsrate und Biogasspeicherbewirtschaftung besteht. Dies kann u. a. mit dem Ansatz der perfekten Voraussicht zusammenhängen.

In Abbildung 4-8 ist der Vergleich der Residuallast nach erneuerbaren Energien mit und ohne Bioenergie im Basisszenario 80EE-BAU-85CAP dargestellt.

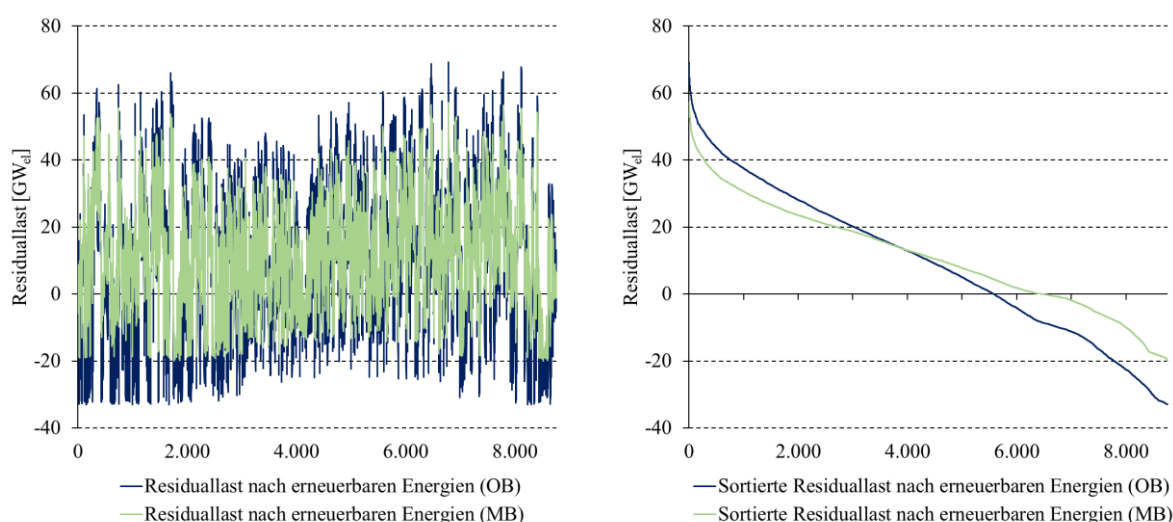


Abbildung 4-8: Vergleich der Residuallast nach erneuerbaren Energien (inkl. Einspeisemanagement) mit (MB) und ohne (OB) Bioenergie im Basisszenario 80EE-BAU-85CAP.

Der Einsatz von Bioenergieanlagen hat einen direkten Einfluss auf die Residuallastspitzen. Durch einen flexiblen, bedarfsorientierten Anlagenbetrieb der Bioenergieanlagen liegt die maximale Residuallast nach erneuerbaren Energien in der Variante mit Bioenergie bei 57,1 GW_{e1}

und somit 12,2 GW_{el} unter der maximalen Residuallast nach erneuerbaren Energien in der Variante ohne Bioenergie mit 69,3 GW_{el} . Zudem hat der Einsatz von Bioenergieanlagen einen indirekten Einfluss auf die minimale Residuallast. Durch den Einsatz von Bioenergieanlagen verringert sich der Bedarf an dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zur Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Dadurch steigt die minimale Residuallast um 13,0 GW_{el} von -33,0 GW_{el} in der Variante ohne Bioenergie auf -20,0 GW_{el} in der Variante mit Bioenergie.

Abbildung 4-9 zeigt die Analyse der Erzeugungsgradienten von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und Bioenergie im Basisszenario 80EE-BAU-85CAP. Während die Erzeugungsgradienten von Photovoltaik- und Windkraftanlagen negativ mit der Residuallast korrelieren und dadurch die Residuallastgradienten verstärken, zeigen die Erzeugungsgradienten der Bioenergieanlagen eine positive Korrelation mit dem Residuallastgradienten der zu einer komplementären Deckung der Residuallast führt.

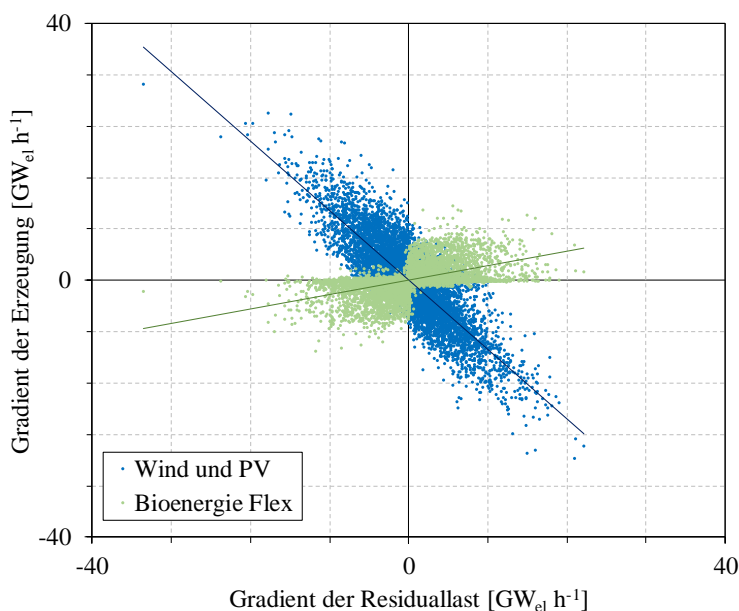


Abbildung 4-9: Korrelation der Stromerzeugungsgradienten von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und von Bioenergie mit dem Gradienten der Residuallast im Basisszenario 80EE-BAU-85CAP.

Insgesamt kann demnach für Bioenergieanlagen eine der residualen Versorgungsaufgabe angepasste Betriebsweise zur Deckung der elektrischen Last des Gesamtsystems und der Wärmelast des Nahwärmenetzes abgeleitet werden. Flexible Technologien in der Wärmeversorgung, wie Wärmespeicher, Power-to-Heat Anlagen und Erdgaskessel, sowie die Flexibilitäts- und Integrationsoptionen im Elektrizitätsmarkt komplementieren dabei den systemdienlichen Betrieb der Bioenergieanlagen.

Stromerzeugungskapazitäten

In Abbildung 4-10 ist die installierte elektrische Erzeugungsleistung bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland nach Energieträgern dargestellt. Die installierte elektrische Erzeugungsleistung in Deutschland liegt in allen 60EE-Szenarien zwischen 236,5 und 257,5 GW_{el} .

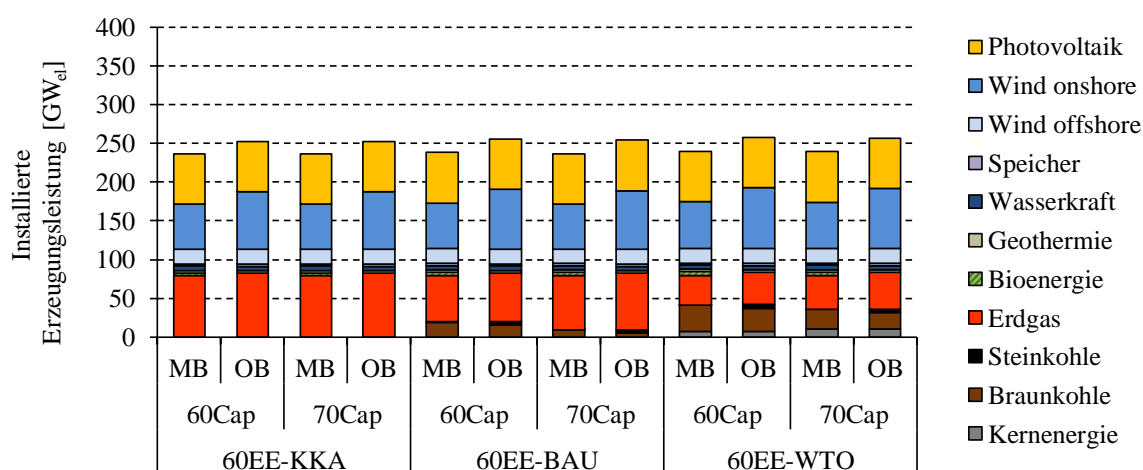


Abbildung 4-10: Szenarioergebnisse zur installierten Erzeugungsleistung in Deutschland bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern.

Abbildung 4-11 zeigt die installierte elektrische Erzeugungsleistung bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland nach Energieträgern. In den 80EE-Szenarien steigt die installierte elektrische Erzeugungsleistung auf 275,2 bis 376,1 GW_{el} .

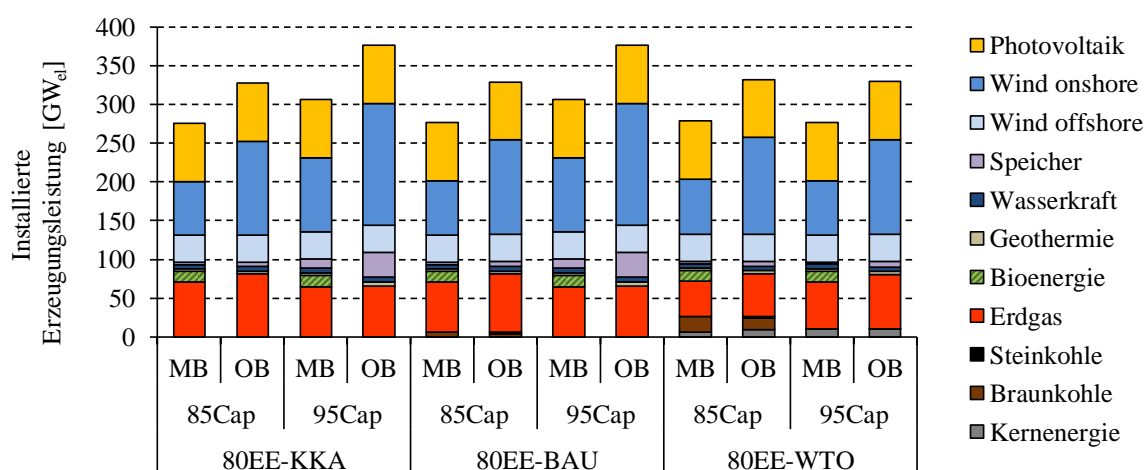


Abbildung 4-11: Szenarioergebnisse zur installierten Erzeugungsleistung in Deutschland bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nach Energieträgern.

Die installierte elektrische Erzeugungsleistung von **Bioenergieanlagen** liegt in den Varianten mit Bioenergie im Szenario 60EE-KKA bei 4,0 GW_{el} , im Szenario 60EE-BAU bei 4,3 GW_{el} und im Szenario 60EE-WTO zwischen 4,4 und 4,8 GW_{el} . In den Szenarien mit einem Anteil

von 80 % erneuerbarer Energien steigt die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen deutlich an. In den Szenarien 80EE-KKA und 80EE-BAU liegt die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen in der Variante 85CAP-MB bei 13,9 GW_{el}. Diese setzt sich aus 5,1 GW_{el} Holzheizkraftwerken und 8,8 GW_{el} Biogasanlagen zusammen. In der Variante 95CAP-MB steigt die installierte Erzeugungsleistung von Holzheizkraftwerken auf 5,9 GW_{el}, die Gesamtleistung von Bioenergieanlagen liegt somit bei 14,7 GW_{el}. Im Szenario 80EE-WTO liegt die installierte Erzeugungsleistung von **Bioenergieanlagen** bei 14,0 GW_{el} in der Variante mit moderater CO₂-Reduktion (85CAP-MB) und bei 13,9 GW_{el} in der Variante mit ambitionierter CO₂-Reduktion (95CAP-MB). Dabei beträgt die installierte Erzeugungsleistung von Biogasanlagen 8,7 GW_{el} und die installierte Erzeugungsleistung von Holzheizkraftwerken 5,1 (95CAP-MB) bzw. 5,2 GW_{el} (85CAP-MB).

Insgesamt kann somit eine steigende Bedeutung der installierten Erzeugungskapazitäten von Bioenergieanlagen mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, bei gleichzeitiger CO₂-Reduktion festgestellt werden. Auf Grund höherer Kosten im Vergleich zu Holzheizkraftwerken werden Biogasanlagen erst bei höheren Zielanteilen erneuerbarer Energien installiert. Demnach ist der systemisch wirtschaftliche Ausbau von Bioenergie trotz den im Vergleich zu den Konkurrenztechnologien höheren technologiespezifischen Kosten sinnvoll. Die Gründe und Treiber für den zunehmenden Ausbau von Bioenergieanlagen können jedoch allein aus den Szenariorechnungen nicht eindeutig abgeleitet werden. Hierfür werden in Abschnitt 4.2 (siehe S. 118 ff.) die für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen maßgeblichen Wechselwirkungen im Gesamtsystem analysiert.

Da der Ausbaupfad⁸⁸ für Wasserkraft, Windkraft offshore und Photovoltaik in den Szenarien exogen definiert wurde, wird im Folgenden nur der Ausbau von **Windkraft onshore** und **Geothermieanlagen** ausgewertet. Die installierte Erzeugungsleistung von Geothermieanlagen liegt in allen 60EE-Szenarien zwischen 3,1 und 3,2 GW_{el} und steigt in den 80EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie auf 3,2 bis 3,6 GW_{el}. In den Varianten ohne Bioenergie steigt die installierte Erzeugungsleistung von Geothermieanlagen auf 4,0 bis 5,2 GW_{el}. Der Anstieg der Erzeugungsleistung führt zu einer Verringerung der Jahresvolllaststunden und ermöglicht somit eine bedarfsorientierte Fahrweise der Geothermieanlagen. Die installierte Erzeugungsleistung von Windkraft onshore liegt in den 60EE-Szenarien in den Varianten mit Bioenergie bei 58,0 bis 60,3 GW_{el}. In den Varianten ohne Bioenergie steigt der Wert auf 74,5 bis 78,0 GW_{el}. In den 80EE-Szenarien steigt die installierte Erzeugungsleistung von Windkraft onshore Anlagen in den Varianten mit Bioenergie auf 68,7 bis 95,7 GW_{el}. In den Varianten ohne Bioenergie liegen die Werte bei 121,1 bis 156,5 GW_{el}.

⁸⁸ siehe hierzu: Tabelle 4-5

Insgesamt ist daraus eine mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien und mit sinkendem CO₂-Ausstoß steigende installierte Erzeugungsleistung von Windkraft onshore Anlagen zu beobachten. Zudem muss die fehlende Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen sowohl für Elektrizität als auch für Wärme in den Varianten ohne Bioenergie durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien kompensiert werden.

Die installierte Erzeugungsleistung **konventioneller Kraftwerke** beträgt in den 60EE-Szenarien zwischen 79,1 und 83,7 GW_{el}. Dabei liegt die installierte Erzeugungsleistung in den Varianten ohne Bioenergie durchschnittlich⁸⁹ 4,5 % unter den Varianten mit Bioenergie. In den 80EE-Szenarien sinkt die installierte Erzeugungsleistung auf einen Bereich zwischen 64,7 und 81,7 GW_{el}. Dabei steigt die Abweichung der installierten Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke zwischen den Varianten mit Bioenergie und den Varianten ohne Bioenergie. In den Szenarien 60EE-BAU und 60EE-WTO ist zudem ein Zusammenhang zwischen der installierten Erzeugungsleistung von Steinkohlekraftwerken und Bioenergieanlagen erkennbar. Während die installierte Erzeugungsleistung von Steinkohlekraftwerken in den Varianten ohne Bioenergieanlagen und moderater CO₂-Reduktion bei 4,2 (60EE-BAU-60CAP-OB) bzw. 5,3 GW_{el} (60EE-WTO-60CAP-OB) und in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion bei 3,9 GW_{el} (60EE-BAU-70CAP-OB und 60EE-WTO-70CAP-OB) liegt, werden in den Varianten mit Bioenergie keine Steinkohlekraftwerke installiert. Der Effekt ist ebenso in den Szenarien 80EE-BAU-85CAP und 80EE-WTO-85CAP zu beobachten. Hier liegt die installierte Erzeugungsleistung von Steinkohlekraftwerken in den Varianten ohne Bioenergie bei 2,3 (80EE-BAU-85CAP-OB) bzw. 3,0 GW_{el} (80EE-WTO-85CAP-OB). In den Varianten mit Bioenergie und allen Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion werden keine Steinkohlekraftwerke installiert. Bei der installierten Erzeugungsleistung von Braunkohlekraftwerken tritt ein im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken gegenläufiger Effekt auf. Demnach liegt die installierte Erzeugungsleistung von Braunkohlekraftwerken in den Szenarien BAU und WTO in allen Varianten mit Bioenergie über der installierten Erzeugungsleistung in den vergleichbaren Varianten ohne Bioenergie. Dieser Effekt lässt sich u. a. durch die Vermeidung von CO₂-Emissionen von Bioenergieanlagen in der gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung und das dadurch zusätzlich frei werdende CO₂-Budget⁹⁰, welches durch CO₂-intensivere, aber kostengünstigere Braunkohlekraftwerke ausgeschöpft werden kann, erklären.

Die installierte Erzeugungsleistung von elektrischen **Speichern** wird ebenfalls durch den Einsatz von Bioenergieanlagen beeinflusst. In den 60EE-Szenarien liegt die installierte Erzeugungsleistung von Speicheranlagen in den Varianten mit Bioenergie zwischen 2,7 und 2,8 GW_{el} und steigt in den Varianten ohne Bioenergie auf 2,9 bis 3,0 GW_{el}. In den 80EE-Szenarien beträgt die installierte Erzeugungsleistung von elektrischen Speicheranlagen in allen

⁸⁹ Minimale Abweichung: 4,15 % (60EE-KKA-60CAP); Maximale Abweichung 4,95 % (60EE-WTO-70CAP).

⁹⁰ Bei gleichbleibendem CO₂-CAP in einem Szenario.

Varianten mit Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion 3,0 GW_{el} und steigt in den Varianten ohne Bioenergie auf 6,0 (80EE-KKA-85CAP-OB) bis 6,3 GW_{el} (80EE-BAU-85CAP-OB). In den Szenarien 80EE-BAU und 80EE-KKA steigt die installierte Erzeugungsleistung von Speichieranlagen in den Varianten mit Bioenergie und ambitionierter CO₂-Reduktion auf 12,3 GW_{el} und in den Varianten ohne Bioenergie auf 32,8 GW_{el}. Der hohe Speicherbedarf wird in diesen Szenarien für die Integration der hohen Anteile an dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien über den Zielanteil am Bruttostromverbrauch hinaus zur Erreichung der gesetzten CO₂-Reduktionsziele benötigt. Im Szenario 80EE-WTO steigt die installierte Erzeugungsleistung von Speichern in der Variante mit Bioenergie und ambitionierter CO₂-Reduktion auf 3,1 GW_{el} und der Variante ohne Bioenergie auf 7,1 GW_{el}. Der vergleichsweise geringe Speicherbedarf ist mit der Nutzung von Kernkraftwerken zu begründen. Durch diese werden die gesetzten Ziele zur CO₂-Reduktion ohne einen zusätzlichen Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien erreicht und dadurch der zur Integration der fluktuierenden Erzeugung notwendige Speicherbedarf reduziert.

Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmebereitstellung

Die Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmebereitstellung setzen sich sowohl aus modellendogen ermittelten Kosten, als auch aus modellexogen bestimmten Kosten zusammen. Zu den modellexogen ermittelten Kostenbestandteilen gehören die Kosten für das Bestandsnetz, die Wärmeverteilungskosten und die Kosten für Technologien mit festgelegten Ausbaupfaden. Die Kosten für das Bestandsnetz⁹¹ wurden mit 18,33 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ angenommen. Die Wärmeverteilungskosten wurden mit 20,0 €₂₀₁₅ MWh_{th}⁻¹ angenommen (angelehnt an: *Kempe 2013*). Bei einer Fernwärmeerzeugung zwischen 111,1 und 112,1 TWh_{th} betragen die Wärmeverteilungskosten in den betrachteten Szenarien somit zwischen 2,22 und 2,24 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. In Abbildung 4-12 sind die Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in den 60EE-Szenarien dargestellt. Die Gesamtsystemkosten betragen in den Varianten mit Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion zwischen 70,2 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-WTO-60CAP-MB) und 75,6 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-KKA-60CAP-MB) und liegen in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion in einen Bereich zwischen 70,7 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-WTO-70CAP-MB) und 75,6 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-KKA-70CAP-MB). Die Gesamtsystemkosten in den Varianten mit Bioenergie liegen in allen Szenarien zwischen 0,48 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-KKA-60CAP und 60EE-KKA-70CAP) und 0,85 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ (60EE-WTO-70CAP) unter den vergleichbaren Gesamtsystemkosten in den Varianten ohne Bioenergie.

⁹¹ Die angenommenen 18,33 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ entsprechen der in *BNetzA 2015* festgelegten Erlösobergrenze für Netzbetreiber für das Jahr 2013. Diese setzen sich aus 15,36 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ für das Verteilnetz und 2,97 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ für das Übertragungsnetz zusammen.

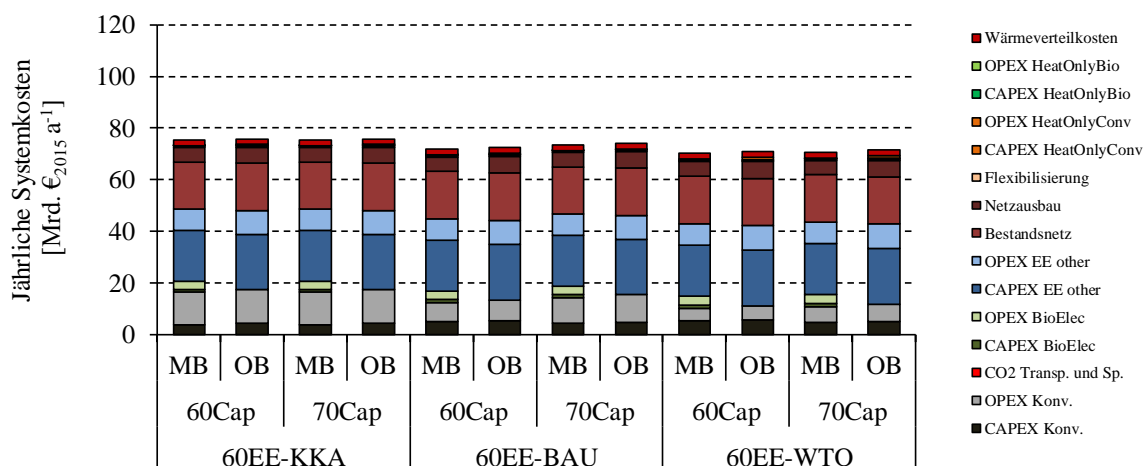


Abbildung 4-12: Szenarioergebnisse zur den Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland bei einem Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

In Abbildung 4-13 ist die Differenz der Gesamtsystemkosten im Basisszenario 60EE-BAU-60CAP zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie dargestellt. In der Variante mit Bioenergie fallen zunächst jährliche Kapital- und Betriebskosten für Bioenergieanlagen in Höhe von 4,56 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ an. Dem gegenüber stehen Kosteneinsparungen für konventionelle Kraftwerke in Höhe von 1,08 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹, für Windkraft und Photovoltaikanlagen in Höhe von 2,9 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹, für Wärmetechnologien in Höhe von 0,45 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ und für den Ausbau von Netzen und Flexibilitätsoptionen in Höhe von 0,8 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Insgesamt ergeben sich daraus jährliche Einsparungen im Gesamtsystem von 0,68 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Demnach tragen Bioenergieanlagen auf mehreren Systemebenen zur Reduktion der Gesamtsystemkosten bei. Die Analyse der hierfür maßgebenden Effekte wird in Abschnitt 4.2 (siehe, S. 118 ff.) beschrieben.

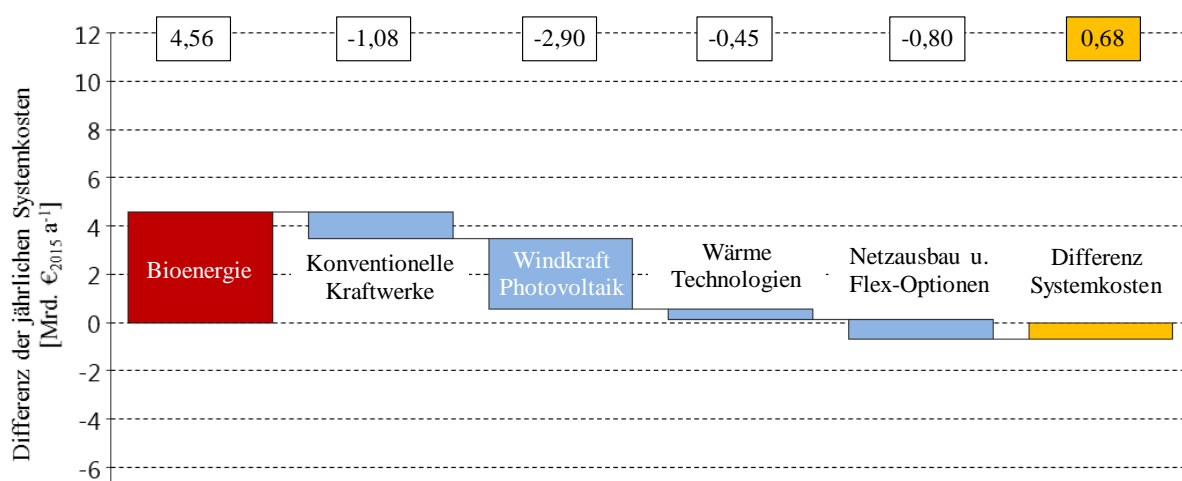


Abbildung 4-13: Kostendifferenz im Szenario 60EE-BAU mit moderater CO₂-Reduktion zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie.

In Abbildung 4-14 sind die Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in den 80EE-Szenarien dargestellt. In den Varianten mit Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion werden die geringsten jährlichen Gesamtsystemkosten im Szenario 80EE-WTO mit einem Betrag von 84,8 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ erreicht. Im Basisszenario 80EE-BAU betragen die jährlichen Gesamtsystemkosten in der Variante mit Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion 90,6 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Im Szenario 80EE-KKA werden die vergleichsweise höchsten Kosten mit 91,1 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ in den Varianten mit Bioenergie erreicht. In den Varianten ohne Bioenergie und moderater CO₂-Reduktion steigen die jährlichen Gesamtsystemkosten um 5,1 % im Szenario 80EE-KKA und 6,0% im Szenario 80EE-WTO. In den Varianten ohne Bioenergie und ambitionierter CO₂-Reduktion steigen die Kosten um 11,0 % in den Szenarien 80EE-BAU und 80EE-KKA auf maximal 103,3 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ und 6,5 % im Szenario 80EE-WTO. Der Kostenanstieg in den Varianten ohne Bioenergie ist u. a. auf den zusätzlichen Bedarf an dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zurückzuführen, der zur Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch notwendig ist. Der Anstieg der Gesamtsystemkosten in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion im Vergleich zu den Varianten mit moderater CO₂-Reduktion hängt ebenfalls mit der vermehrten Nutzung CO₂-neutraler Technologien zusammen. Während in den Szenarien 80EE-BAU und 80EE-KKA lediglich erneuerbare Energien als CO₂-neutrale Optionen bereitstehen und in den Varianten mit ambitionierter CO₂-Reduktion über den Zielanteil am Bruttostromverbrauch hinaus erzeugen, wird im Szenario 80EE-WTO Kernkraft als kostengünstigere CO₂-neutrale Option eingesetzt. Durch den Einsatz von Kernenergie werden in der Variante 80EE-WTO-95CAP mit Bioenergie 7,5 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ und ohne Bioenergie 12,2 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im Vergleich zu den Varianten 80EE-BAU-95CAP und 80EE-KKA-95CAP eingespart.

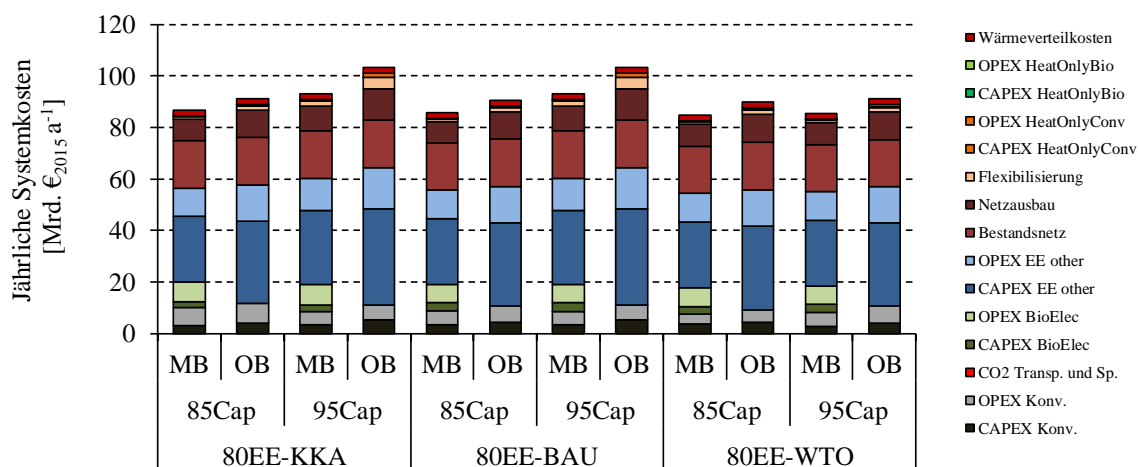


Abbildung 4-14: Szenarioergebnisse zur den Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

In Abbildung 4-15 ist die Differenz der jährlichen Gesamtsystemkosten im Basisszenario 80EE-BAU-85CAP zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie

dargestellt. Dabei stehen den jährlichen Kosten für den Bau und den Betrieb von Bioenergieanlagen in Höhe von 10,1 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ Kosteneinsparungen für konventionelle Kraftwerke in Höhe von 1,98 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹, für dargebotsabhängige erneuerbare Energien in Höhe von 9,69 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹, für Wärmetechnologien in Höhe von 0,4 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ und für den Ausbau von Netzinfrastruktur und Investitionen in Flexibilitätsoptionen in Höhe von 2,84 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ gegenüber, was zu Einsparungen im Gesamtsystem von jährlich 4,72 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ durch die Nutzung von Bioenergie führt.

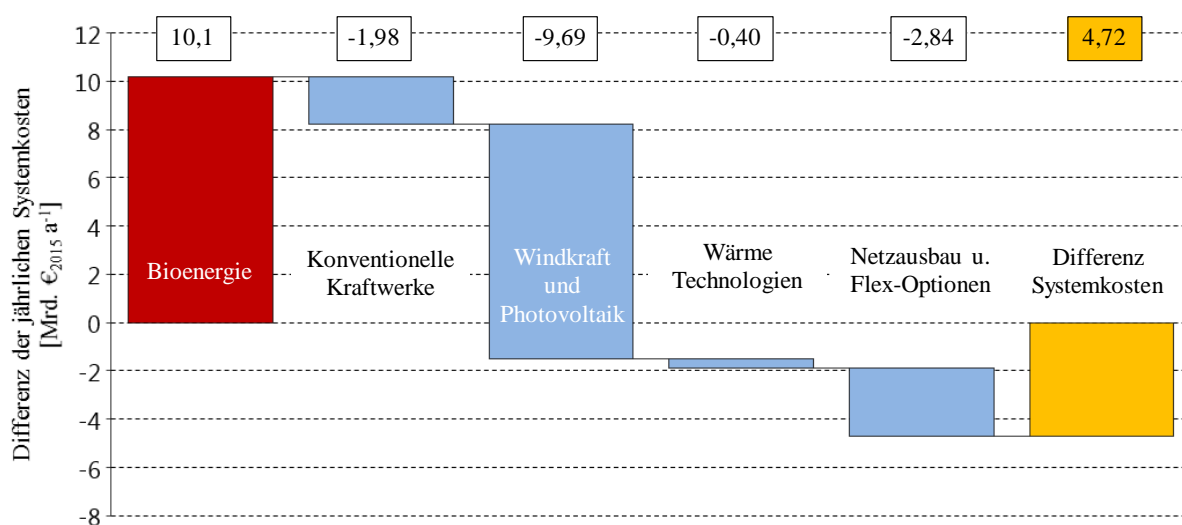


Abbildung 4-15: Kostendifferenz im Szenario 80EE-BAU mit moderater CO₂-Reduktion zwischen der Variante mit Bioenergie und der Variante ohne Bioenergie.

4.2 Analyse der für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen maßgeblichen Wechselwirkungen im Gesamtsystem

Die in Abschnitt 4.1 dargestellten und diskutierten Ergebnisse zeigen in allen Szenarien eine jährliche Kosteneinsparung im Gesamtsystem durch die wirtschaftliche Nutzung von Bioenergie. Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen kann, trotz der im Verhältnis zu anderen Erzeugungstechnologien vergleichsweise hohen Gestehungskosten, auf die Reduktion von Kosten für konventionelle Kraftwerke und dargebotsabhängige erneuerbaren Energien sowie für Netze und Flexibilitätsoptionen zurückgeführt werden. Zur Identifikation und Bewertung der für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergie maßgebenden Wechselwirkungen sind entkoppelte Betrachtungen einzelner Effekte im Gesamtsystem unter gleichwertigen Bedingungen notwendig. Die Grundlagen zur Differenzierung der Gesamtsystemkosten in Basiserzeugungskosten, Profilkosten, Kosten für Infrastruktur und Kosten für Systemsicherheit werden in Kapitel 2, Abschnitt 2.3 erläutert. Die Vorgehensweise zur modelltechnischen Ermittlung der einzelnen Kostenkategorien und der Zuordnung von Effekten zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen wird in Abschnitt 4.2.1 beschrieben. Anschließend werden die quantitativen Ergebnisse zur Analyse der im Gesamtsystem auftretenden Wechselwirkungen am Beispiel eines Referenzszenarios gezeigt (s. Abschnitt 4.2.2) und darauf aufbauend allgemeingültige qualitative Aussagen über die zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen führenden Effekte in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft abgeleitet (s. Abschnitt 4.2.3).

4.2.1 Beschreibung der Vorgehensweise

Die Gesamtsystemkosten sollen im Hinblick auf die Effekte der Kostenkategorien Basiserzeugungskosten, Profilkosten, Kosten für Infrastruktur und Kosten für Systemsicherheit entkoppelt betrachtet werden. Zudem soll der Einfluss der in den einzelnen Kostenkategorien maßgebenden Wechselwirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen quantifiziert werden. Hierfür wird zunächst ein Referenzszenario definiert. Dieses setzt gleichwertige Rahmenbedingungen zu energie- und klimapolitischen Zielsetzungen und zur Versorgungsaufgabe für die Bestimmung der einzelnen Kostenkategorien. Das Referenzszenario basiert im Wesentlichen auf den Annahmen des in Abschnitt 4.1.1 (siehe, S. 89 ff.) formulierten Basisszenarios. Da im Folgenden u. a. der Einfluss von inflexiblen Erzeugungsprofilen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auf die Gesamtsystemkosten untersucht werden soll, wird eine generische Investitionsoption, welche anteilig an der Stromerzeugung aus 35 % Photovoltaik, 45 % Windkraft onshore und 20 % Windkraft offshore besteht, eingeführt. Die technischen und ökonomischen Parameter dieser generischen Investitionsoption für dargebotsabhängige erneuerbare Energien sowie die deterministischen Erzeugungsprofile werden anteilig gewichtet.

Dadurch kann der Einfluss dargebotsabhängiger Erzeugung auf Basis eines Wetterjahres ermittelt werden, ohne durch modellendogen optimierte Überlagerungseffekte beeinflusst zu werden. Im Referenzszenario werden Varianten mit Zielanteilen von 40 bis 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und ein mit dem Anteil erneuerbarer Energien abnehmender CO₂-Cap untersucht. Die Referenzszenarien zur CO₂-Reduktion und zu den Zielanteilen erneuerbarer Energien sind in Tabelle 4-13 dargestellt.

Tabelle 4-13: Referenzszenarien zur CO₂-Reduktion und zu den Zielanteilen erneuerbarer Energien

	40EE	60EE	80EE
Anteil EE am BSV [%]	40	60	80
CO ₂ -Cap [Mt. CO ₂ -Äq. a ⁻¹]	201,3	146,4	54,9

40EE: Anteil von 40 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

60EE: Anteil von 60 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

80EE: Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

EE: Erneuerbare Energien

BSV: Bruttostromverbrauch

Im ersten Schritt werden die Basiserzeugungskosten ermittelt. Hierfür werden alle fluktuierenden inflexiblen Erzeugungs- und Nachfrageprofile als Konstanten abgebildet. Zudem wird keine statische Leistungsbilanz, wie in den Gleichungen 3-45 und 3-46 beschrieben, berechnet und keine technologiespezifischen Netzausbaukosten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien berücksichtigt. Zur Ermittlung der Profilkosten werden im Vergleich zu den Basiserzeugungskosten fluktuierende Erzeugungs- und Nachfrageprofile abgebildet. Die Differenzen der Ergebnisse der Basiserzeugungskostenvariante und der Ergebnisse aus der Profilkostenvariante können demnach eindeutig auf den Effekt der angenommenen inflexiblen Profile zurückgeführt werden. In der Netzkostenvariante werden zusätzlich technologiespezifische Netzausbaukosten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien angenommen. Die Kostendifferenz zwischen der Profilkostenvariante und der Netzerzeugungskostenvariante kann demnach auf die für den Netzausbau notwendigen Zusatzkosten zurückgeführt werden. Als Letztes werden zur Bestimmung der Gesamtsystemkosten die Gleichungen 3-45 und 3-46 der statischen Leistungsbilanz aktiviert. Die Kostendifferenz zwischen der Gesamtsystemkostenvariante und der Netzkostenvariante wird als Kosten für Systemsicherheit definiert.

Zuletzt wird der Einfluss der Wärmeerzeugung aus Bioenergie-KWK-Anlagen untersucht. Hierfür wird die maximale Wärmeleistung von Bioenergie-KWK-Anlagen auf 0 gesetzt. Die Kostendifferenz zwischen der Bio-KWK-Variante und der Gesamtsystemkostenvariante kann demnach auf die ausgekoppelte Wärme in Bioenergie-KWK-Anlagen zurückgeführt werden.

4.2.2 Ergebnisse der Analyse von Wechselwirkungen

Im Folgenden werden die quantitativen Ergebnisse der Varianten im Referenzszenario zur Ermittlung der Basiserzeugungskosten, der Profilkosten, der Netzkosten und der Kosten für Systemsicherheit dargestellt und diskutiert.

Basiserzeugungskosten

In Abbildung 4-16 sind die Ergebnisse der Basiserzeugungskosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps jeweils mit und ohne Bioenergie dargestellt. Die Basiserzeugungskosten entsprechen den Kosten bei bilanzieller Deckung der Versorgungsaufgabe (siehe hierzu Absatz 2.3.1, S. 37 ff.). Wie in Abbildung 4-16 zu erkennen ist, werden Bioenergie-technologien in den Varianten zur Ermittlung der Basiserzeugungskosten nicht eingesetzt und haben demnach keinen Einfluss auf die Basiserzeugungskosten. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen steigen die Basiserzeugungskosten von 34,41 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 40EE-Szenario auf bis zu 44,69 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 80EE-Szenario. Der Anstieg der Basiserzeugungskosten ist zum einen auf den durch die abnehmende CO₂-Emissionsobergrenze induzierten Fuel-Switch von Kohle auf Erdgas und zum anderen auf den forcierten Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung des Zielanteils am Bruttostromverbrauch zurückzuführen.

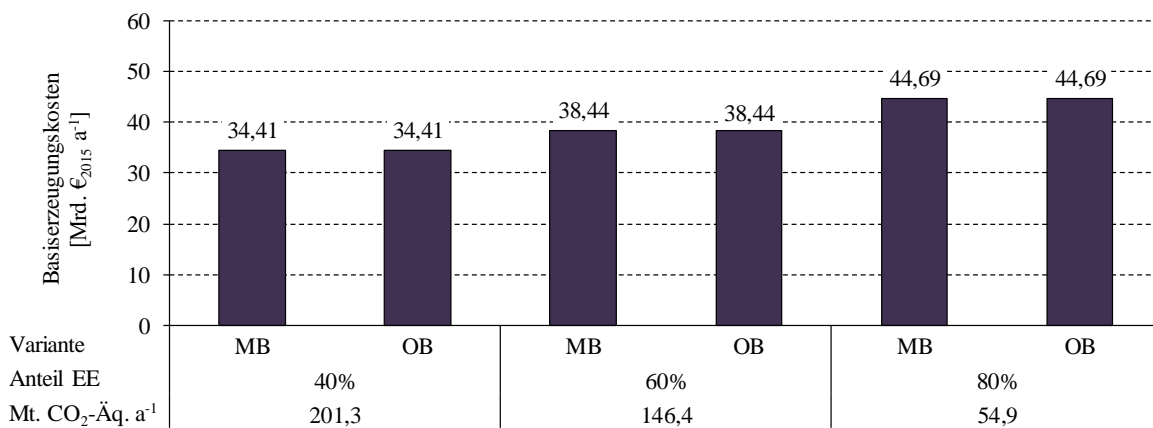


Abbildung 4-16: Basiserzeugungskosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps.

Profilkosten

Zur Ermittlung der Profilkosten wird, basierend auf der Variante zur Berechnung der Basiskosten, eine um inflexible Erzeugungs- und Nachfrageprofile erweiterte Profilkostenvariante

berechnet (siehe hierzu Absatz 2.3.2, S. 40 ff.). Die Differenz dieser beiden Varianten entspricht demnach den Profilkosten. In Abbildung 4-17 sind die Profilkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Zielanteils erneuerbarer Energien und des CO₂-Caps dargestellt. Sowohl mit als auch ohne Bioenergie ist ein Anstieg der Profilkosten mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichzeitig abnehmendem CO₂-Cap zu beobachten. Wobei die Profilerzeugungskosten in den Varianten mit Bioenergie in allen Szenarien unter den Varianten ohne Bioenergie liegen.

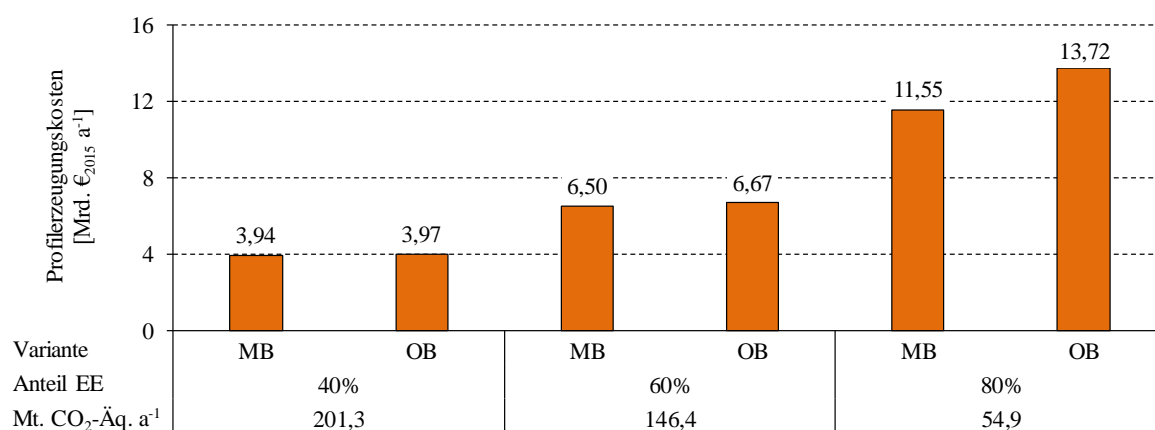


Abbildung 4-17: Profilkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps.

Die Differenz der Profilkosten zwischen den Varianten mit Bioenergie und den Varianten ohne Bioenergie steigt von 0,03 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 40EE-Szenario bis zu 2,17 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 80EE-Szenario. Dieser Anstieg kann durch die veränderte residuale Versorgungsaufgabe für Elektrizität und Wärme und der damit verbundenen Änderung der Jahresvolllastbetriebsstunden und der Anzahl an notwendigen An- und Abfahrvorgängen der Erzeugungsanlagen erklärt werden. Mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sinkt demnach die Auslastung der regelbaren Erzeugungsanlagen. Dadurch werden zunehmend kapitalkostengünstigere konventionelle Kraftwerke mit höheren Betriebskosten sowie Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastmanagementoptionen eingesetzt. Dies führt insgesamt zu einem Kostenanstieg. Die durch den Einsatz von Bioenergie induzierten Kosteneinsparungen steigen ebenfalls mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichzeitig abnehmendem CO₂-Cap. Dieser Effekt kann auf den verringerten Bedarf an anderen erneuerbaren Energien, flexiblen konventionellen Kraftwerken, Flexibilitätsoptionen und Wärmetechnologien bei gleicher Zielerreichung zurückgeführt werden. Zudem führt der in den Varianten mit Bioenergie geringere Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bei gleichem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zu einer Reduzierung des Gleichzeitigkeitseffekts der Einspeisepprofile.

Netzkosten

In Abbildung 4-18 sind die Netzkosten mit und ohne Bioenergie in den Referenzszenarien dargestellt. Sowohl mit, als auch ohne Bioenergie kann ein überproportionaler Anstieg der Netzkosten mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und gleichzeitig abnehmendem CO₂-Cap beobachtet werden.

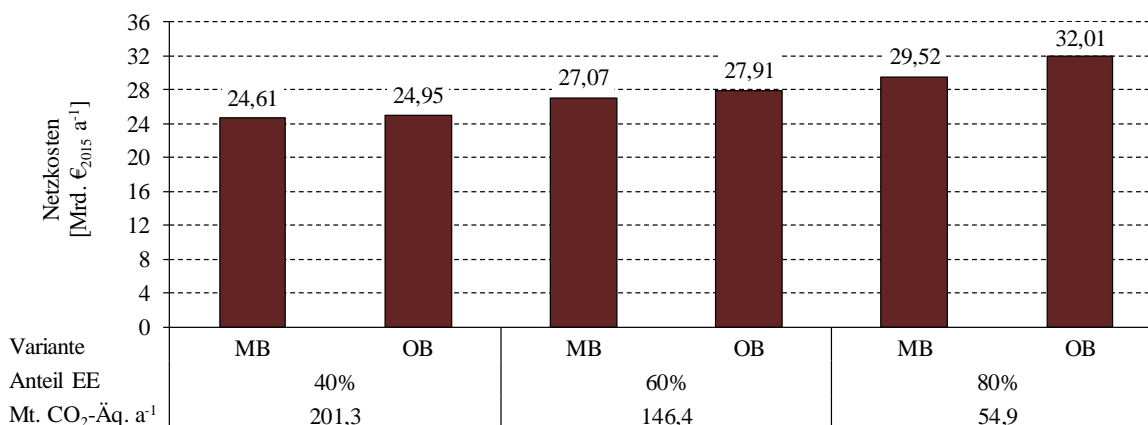


Abbildung 4-18: Netzkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps.

Dabei liegen die Netzkosten in den Varianten mit Bioenergie unter den Netzkosten ohne Bioenergie. Die Differenz der Netzkosten in den Varianten mit Bioenergie steigt von 0,34 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 40EE-Szenario auf 2,49 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 80EE-Szenario. Die geringeren Netzkosten in den Varianten mit Bioenergie sind hauptsächlich auf die reduzierten Kosten der substituierten dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien und den verringerten Netzausbaubedarf für Übertragungs- und Verteilnetze zurückzuführen, die den Zusatzinvestitionen in Bioenergieanlagen gegenüberstehen. Zudem wird durch den Einsatz von Bioenergie der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert wodurch ebenfalls Kosten eingespart werden.

Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit

In Abbildung 4-19 sind die Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichzeitiger Reduktion des CO₂-Caps abgebildet. Sowohl mit als auch ohne Bioenergie ist auch bei den Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit ein Anstieg mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien und gleichzeitig sinkendem CO₂-Cap erkennbar. Die Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit liegen im 60EE-Szenario sowohl in den Varianten mit als auch ohne Bioenergie bei 0,71 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Demnach ist hier kein signifikanter Einfluss von Bioenergieanlagen feststellbar. Im 60EE-Szenario liegen die Kosten in der Variante mit Bioenergieanlagen 0,01 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ unter den Kosten in der Variante ohne Bioenergieanlagen. Im 80EE-Szenario steigt die Kostendifferenz zwischen den Varianten mit und ohne

Bioenergie auf 0,09 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ an. Die Kosteneinsparungen sind zum einen auf den durch die Nutzung von Bioenergie verringerten Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und der damit veränderten residualen Last⁹² zurückzuführen. Zum anderen haben Bioenergieanlagen eine höhere Technische Verfügbarkeit und tragen damit zur gesicherten Leistungsbereitstellung bei.

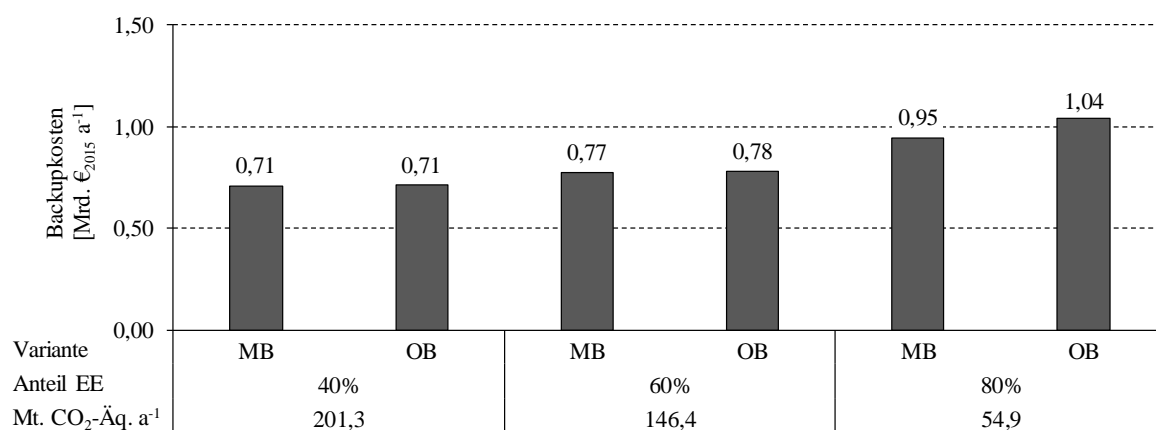


Abbildung 4-19: Kosten zur Gewährung der Systemsicherheit mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps.

Gesamtsystemkosten

Die in den vorherigen Abschnitten ermittelten Basiserzeugungskosten, Profilkosten, Netzkosten und die Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit ergeben in Summe die Gesamtsystemkosten der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung. Diese sind in Abbildung 4-20 mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien und des CO₂-Caps dargestellt. Diese ursachengerechte Allokation der Gesamtsystemkosten nach Systemeffekten erlaubt im Vergleich zu einer technologiespezifischen Kostenallokation⁹³ die Identifikation treibender Größen im Gesamtsystem. Der Anteil der Basiserzeugungskosten an den Gesamtsystemkosten nimmt sowohl mit als auch ohne Bioenergie mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ab. Dabei sinkt der Anteil der Basiserzeugungskosten von 54 % (mit Bioenergie), bzw. 53,7 % (ohne Bioenergie) im 40EE-Szenario auf 51,5 % (mit Bioenergie), bzw. 48,9 % (ohne Bioenergie) im 80EE-Szenario. Der Anteil der Profilkosten an den Gesamtsystemkosten steigt hingegen mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien und sinkendem CO₂-Cap von 6,2 % (mit und ohne Bioenergie) im 40EE-Szenario auf 13,3 % (mit Bioenergie), bzw. 15,0 % (ohne Bioenergie) im 80EE-Szenario. Der Anteil der

⁹² Die notwendigen Kapazitäten zur Gewährleistung der Systemsicherheit werden auf Basis einer statischen Leistungsbilanz (siehe hierzu die Gleichungen 3-45 und 3-46) ermittelt. Auf Grund des deterministischen Modellierungsansatzes ändert sich demnach der Bedarf an Backupkapazitäten proportional zur Veränderung der Residuallast (siehe hierzu Abbildung 2-12).

⁹³ Vgl. hierzu Abbildung 4-12 und Abbildung 4-14, in denen die Gesamtsystemkosten technologiespezifisch dargestellt werden.

Netzkosten an den Gesamtsystemkosten sinkt vergleichsweise leicht mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und abnehmendem CO₂-Cap von 38,7 % (mit Bioenergie), bzw. 39,0 % (ohne Bioenergie) im 40EE-Szenario auf 34,0 % (mit Bioenergie), bzw. 35,0 % (ohne Bioenergie) im 80EE-Szenario. Die in den Varianten mit Bioenergie durch die wirtschaftliche Nutzung von Bioenergieanlagen erzielten Kosteneinsparungen gegenüber den Varianten ohne Bioenergie nehmen demnach mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und abnehmendem CO₂-Cap zu. Im Szenario 40EE betragen die auf die Nutzung von Bioenergieanlagen zurückzuführenden Kosteneinsparungen 0,37 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Im Szenario 60EE steigt die Differenz zwischen den Varianten mit und ohne Bioenergie auf 1,02 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹. Im Szenario 80EE werden die größten Kosteneinsparungen durch die wirtschaftliche Nutzung von Bioenergieanlagen in Höhe von 4,75 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ erreicht.

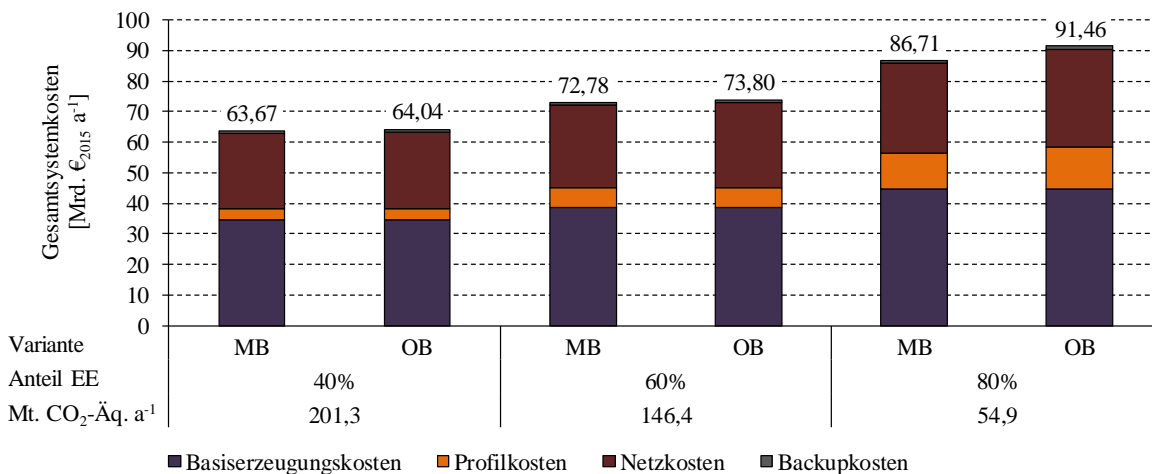


Abbildung 4-20: Gesamtsystemkosten mit und ohne Bioenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und des CO₂-Caps.

Wärmeerzeugung durch Bioenergie-KWK

Zusätzlich zu den in den vorangegangenen Abschnitten untersuchten allgemeinen Systemeffekten, wird der Einfluss der gekoppelten Wärmeerzeugung durch Bioenergie-KWK-Anlagen auf die Gesamtsystemkosten untersucht. In Abbildung 4-21 sind die Kosteneinsparungen im Gesamtsystem durch die ausgekoppelte Wärme in Bioenergie-KWK-Anlagen in Abhängigkeit des Zielanteils erneuerbarer Energien und des CO₂-Caps dargestellt. Die Kosteneinsparungen durch Wärme aus Bioenergie-KWK liegen im 40EE-Szenario bei 0,37 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ und steigen auf bis zu 1,17 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im 80EE-Szenario. Demnach hat die Wärmeerzeugung aus Bioenergie-KWK eine zukünftig zunehmende Bedeutung im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Wärmeversorgung. Die Kosteneinsparungen sind zum einen auf den verringerten Bedarf an Wärme aus konventionellen KWK-Anlagen und zum anderen auf den reduzierten Bedarf

an Wärme aus Power-to-Heat-Anlagen und den Ausbaubedarf dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien, die elektrische Energie zur Wärmeerzeugung bereitstellen, zurückzuführen.

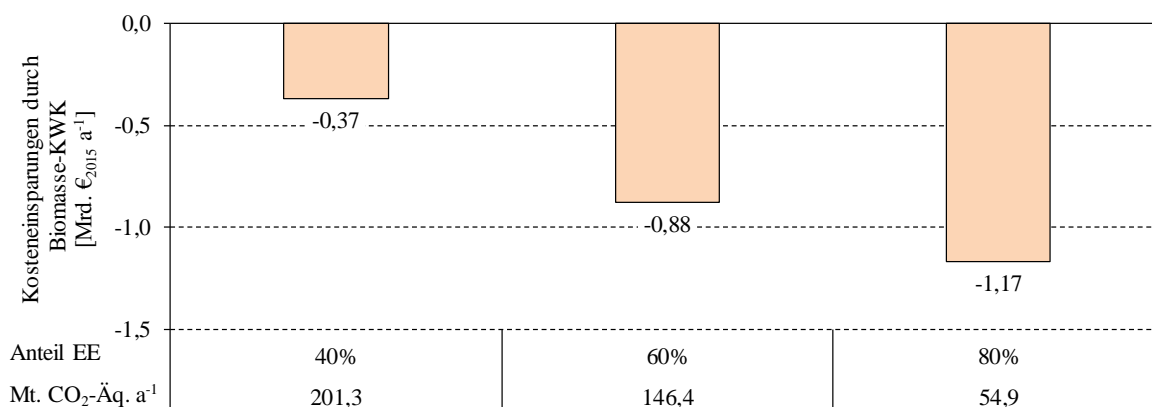


Abbildung 4-21: Kosteneinsparungen im Gesamtsystem durch die gekoppelte Wärmeerzeugung aus Bioenergie-KWK in Abhängigkeit der energie- und klimapolitischen Ziele.

4.2.3 Qualitative Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen

Insgesamt können vier für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen maßgebende Wechselwirkungen im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung identifiziert werden. Zunächst zeigen die Analysen zur Ermittlung der Basiserzeugungskosten, dass bei einer bilanziellen Betrachtung der reinen Erzeugungskosten im Gesamtsystem keine Wirtschaftlichkeit für Bioenergieanlagen besteht. Unter Berücksichtigung von Wechselwirkung im Gesamtsystem in Bezug auf die Bereitstellung von Elektrizität und Fernwärme kann der wirtschaftliche Einsatz von Bioenergieanlagen hingegen zur Senkung der Gesamtsystemkosten führen. In Abbildung 4-22 sind die für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung maßgebenden und durch Wechselwirkungen im Gesamtsystem hervorgerufenen Effekte in Abhängigkeit der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen schematisch dargestellt.

Der größte Effekt kann auf die Substitution von Elektrizitätserzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bei gleichem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch zurückgeführt werden. Die bei zunehmendem Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auftretenden Gleichzeitigkeitseffekte der Erzeugungsprofile führen mit zunehmendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und gleichzeitig abnehmendem CO₂-Cap zu einer Steigerung der Profilkosten. Durch den Einsatz der Bioenergie kann zum einen der Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bei gleichem Zielanteil am Bruttostromverbrauch reduziert und dadurch der Gleichzeitigkeitseffekt der Erzeugungsprofile verringert werden. Zum anderen können Bioenergieanlagen komplementär zur Deckung der residualen Versorgungsaufgabe von Elektrizität und Wärme eingesetzt und

dadurch der Bedarf an flexiblen konventionellen Anlagen und Wärmetechnologien reduziert werden.

Der zweitgrößte Effekt ist auf die zusätzlichen Kosten des zur Integration dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien notwendigen Ausbaus von Übertragungs- und Verteilnetzen zurückzuführen. Da zur Integration von Bioenergieanlagen in die Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung kein zusätzlicher Ausbaubedarf der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze besteht, reduzieren sich die Netzausbaukosten in den Varianten mit Bioenergie durch die Substitution dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Netzausbaubedarf bei gleichem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Der am schwächsten ausgeprägte Effekt welcher zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im Gesamtsystem beiträgt kann auf die im Vergleich zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien höhere Verfügbarkeit an gesicherter Leistung aus Bioenergieanlagen zurückgeführt werden. Bei gleichem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch kann der Bedarf an Backupkapazitäten durch die gesicherte Leistung aus Bioenergieanlagen substituiert und dadurch die Gesamtsystemkosten reduziert werden.

Gesamtsystemkosten

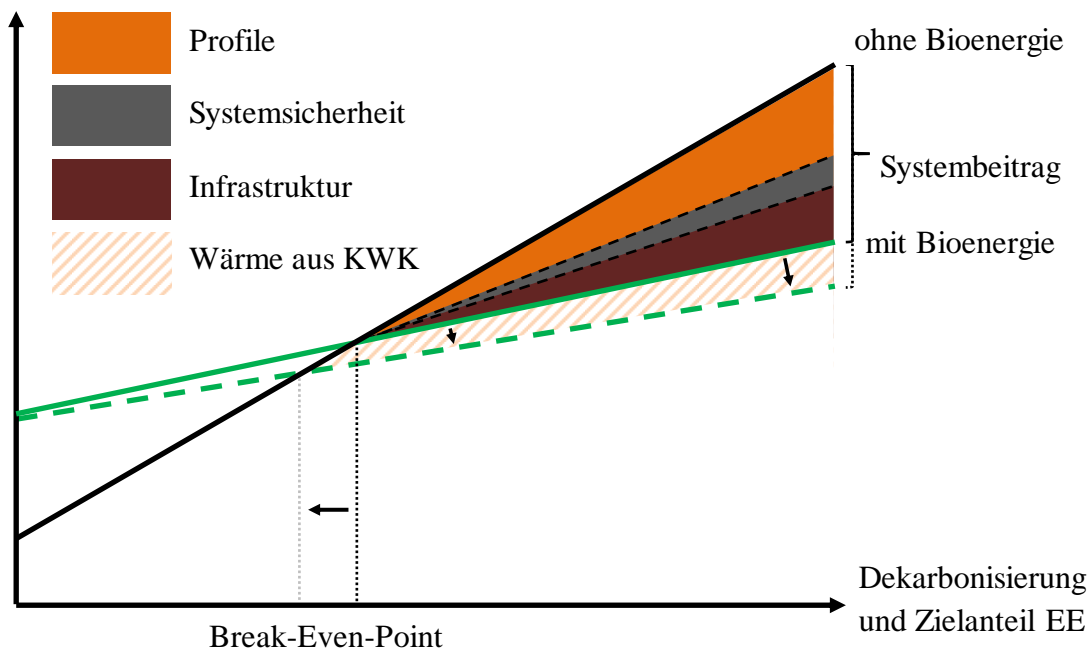


Abbildung 4-22: Schematische Darstellung der für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung maßgeblichen Effekte in Abhängigkeit der energie- und klimapolitischen Zielsetzungen.

Insgesamt ist die Überlagerung aller beschriebenen Effekte für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen aus Gesamtsystem-sicht maßgebend. Die Effekte nehmen in Summe mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und abnehmendem CO₂-Cap zu. Wie in Abbildung 4-22 dargestellt, treten die beschriebenen Systemeffekte erst bei einem gewissen Anteil dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien und einem gewissen CO₂-

Cap auf, wodurch sich der Break-Even-Point für Bioenergieanlage, gemessen an den energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen, je nach Szenario verlagert. In den betrachteten Referenzszenarien liegt der Break-Even-Point von Holzheizkraftwerken unterhalb der Rahmenbedingungen des 40EE-Szenarios. Für Biogasanlagen tritt der Break-Even-Point erst bei einem Zielanteil zwischen dem 60EE und dem 80EE-Szenario ein.

5 Abschließende Betrachtung

Die internationalen und nationalen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen zur Dekarbonisierung der Energieversorgung sind durch den voranschreitenden anthropogenen Klimawandel motiviert. Langfristig wird eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau angestrebt (*UN COP 21 2015*). Die Bundesregierung hat mit dem im Jahr 2010 veröffentlichten Energiekonzept einen Transformationsprozess der deutschen Energieversorgung zur Reduktion von Treibhausgasemissionen eingeleitet. Die Dekarbonisierung der Elektrizitätserzeugung soll demnach weitgehend durch einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien erfolgen, während gleichzeitig ein Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie eingeleitet wird. Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien nimmt die Herausforderung die Elektrizitätserzeugung und –nachfrage deckungsgleich anzupassen zu. Daraus ergibt sich ein höherer Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätsversorgungssystem. Der kontinuierliche Wegfall gesicherter Erzeugungsleistung auf Grund fehlender Investitionsanreize in neue disponible Kraftwerke führt zudem zu einem Rückgang der Versorgungssicherheit. Dieses Kapazitätsdefizit muss durch neue regelbare Erzeugungskapazitäten mit hoher Verfügbarkeit ausgeglichen werden.

Vor diesem Hintergrund wurde in dieser Arbeit, die Wirtschaftlichkeit von Bioenergietechnologien im Hinblick auf die durch die Energiewende angetriebenen Herausforderungen in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft, wie die Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien, die Dekarbonisierung und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für zukünftige Szenarien analysiert. Zudem wurden die für die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Bioenergietechnologien maßgebenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem aufgezeigt und allgemeingültige Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft abgeleitet und beschrieben. Das zur vergleichenden Analyse betrachtete Technologiespektrum umfasste dabei konventionelle Kraftwerkstechnologien, erneuerbare Energien, Technologien zur gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme, Wärmeerzeugungstechnologien sowie Flexibilitätsoptionen, wie Speicher, Lastmanagement und Einspeisemanagement. Für die Nutzung von Bioenergie wurden Biogasanlagen mit Blockheizkraftwerk, Holzheizkraftwerke sowie Konversionspfade zur Erzeugung von erdgasäquivalenten Bioenergieträgern aus Biogas und fester Biomasse betrachtet.

Auf Basis des fundamentalen Europäischen Elektrizitätsmarktmodells E2M2 mit hoher zeitlicher Auflösung wurde die im Hinblick auf die Berücksichtigung und Analyse von Bioenergietechnologien inhaltlich und methodisch erweiterte Modellversion E2M2-Bio entwickelt. Dabei wurden repräsentative Nutzungs- und Konversionspfade für Bioenergieanlagen, wie

Holzheizkraftwerke, flexible Biogasanlagen und die Aufbereitung von fester Biomasse oder Biogas zu erdgasäquivalenten Energieträgern mit anschließender Nutzung in Blockheizkraftwerken implementiert. Die Flexibilisierung von Biogasanlagen wurde über Biogasspeicher- und Kapazitätsinvestitionen und eine flexible Rohbiogasproduktion abgebildet. Zur vergleichenden Gegenüberstellung von Bioenergieanlagen und dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien bei gleichem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wurde ein Investitionsentscheid für dargebotsabhängige erneuerbare Energien mit hoher zeitlicher Auflösung der Erzeugungsprofile implementiert. Dabei wurden sowohl die Technologiekosten als auch technologiespezifische Integrationskosten, wie bspw. Netzkosten zur Entscheidungsfindung berücksichtigt. Die Ermittlung deterministischer Erzeugungsprofile für Windkraft- und Photovoltaikanlagen erfolgte über regional hochaufgelöste Simulationsmodelle. Dies ermöglichte einen modellendogenen Vergleich regelbarer und dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien unter gleichbleibenden Ausbauzielen. Die Berücksichtigung des Fernwärmemarktes ermöglichte die Analyse von Sektorkopplungseffekten und die Beurteilung von gekoppelter Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung aus Bioenergieanlagen. Um unterschiedliche Szenarien und Varianten zu vergleichen wurden energie- und klimapolitische Zielgrößen zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und zur CO₂-Reduktion über zusätzliche Restriktionen modelltechnisch erfasst. Diese Restriktionen ermöglichen einen Vergleich der Szenarien auf Basis gleichwertiger Zielgrößen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde eine statische Leistungsbilanz mit Nichtnegativitätsbedingung zur Vorhaltung von Kapazitätsreserven ergänzt.

Durch eine systemische Gegenüberstellung von Bioenergietechnologien und den zu vergleichenden Konkurrenztechnologien wurde überprüft, ob durch den wirtschaftlichen Einsatz von Bioenergietechnologien in der zukünftigen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland kostensenkende Systemeffekte hervorgerufen werden können. Zur Ableitung maßgebender Systemeffekte für die Wirtschaftlichkeit der Bioenergie wurden Grüne-Wiese-Szenarien⁹⁴ der deutschen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen formuliert. Durch den Vergleich von Szenariovarianten jeweils mit und ohne Bioenergie konnten Aussagen über die technischen und ökonomischen Implikationen von Bioenergie identifiziert werden. Die quantitativen Ergebnisse aus der Szenarioanalyse zeigen kostensenkende Effekte insbesondere bei hohen Zielanteilen erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und gleichzeitig niedrigen CO₂-Caps in allen Varianten mit Bioenergie im Vergleich zu den Varianten ohne Bioenergie. Während die Nutzung fester Biomasse in Holzheizkraftwerken bereits bei Zielanteilen für erneuerbare Energien von über 40 %

⁹⁴ „Grüne-Wiese“-Ansatz: a. a. O., Fußnote 12, Seite 20

am Bruttostromverbrauch genutzt werden, wird die Nutzung von Biogastechnologien erst bei Zielanteilen von über 60 % als kostenoptimal identifiziert.

Durch die Nutzung von Bioenergie werden die jährlichen Gesamtsystemkosten in den 60EE-Szenarien bei um 560 Mio. €₂₀₁₅ (60Cap)⁹⁵ bis 870 Mio. €₂₀₁₅ (70Cap)⁹⁶ reduziert. Der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Bioenergie liegt dabei in allen 60 %-EE-Szenarien mit 34 TWh_{el} bei 6 % des Bruttostromverbrauchs. Die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen liegt in den 60EE-Szenarien zwischen 4,2 (60Cap) und 4,3 GW_{el} (70Cap). In den 80EE-Szenarien führt die Nutzung von Bioenergie zu einer Reduktion der jährlichen Gesamtsystemkosten um 5,3 Mrd. €₂₀₁₅ (85Cap)⁹⁷ bis 7,1 Mrd. €₂₀₁₅ (95Cap)⁹⁸. Der Anteil der Elektrizitätserzeugung aus Bioenergie steigt in den 80EE-Szenarien auf 57 TWh_{el} (85Cap) bis 62 TWh_{el} (95Cap). Der Bioenergieanteil am Bruttostromverbrauch steigt dabei auf 10 %. Die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen beträgt in den 80EE-Szenarien zwischen 11,6 GW_{el} (85Cap) und 13,3 GW_{el} (95Cap). Die Kostenreduktion durch die wirtschaftliche Nutzung von Bioenergieanlagen in den Szenarien mit Bioenergie wird in erster Linie durch den zur Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch reduzierten Bedarf an dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien und den dadurch verringerten Kosten im Gesamtsystem für Flexibilität, Netzausbau und Systemsicherheit im Vergleich zu den Szenarien ohne Bioenergie erreicht. Zudem sinken durch die Nutzung von Bioenergie die Kosten für konventionelle Kraftwerkskapazitäten und Wärmetechnologien. Der optimierte Betrieb von Bioenergieanlagen in den betrachteten Szenarien zeigt eine stromgeführte Fahrweise mit gekoppelter Wärmeproduktion. Zum Ausgleich der Wärmeerzeugung und Wärmenachfrage werden Wärmepufferspeicher eingesetzt. Power-to-Heat-Anlagen ergänzen das Erzeugungsportfolio in Wärmenetzen und ermöglichen die Integration von sonst abgeregeltem Überschussstrom. Die stromgeführte Fahrweise der Bioenergie-KWK-Anlagen in Kombination mit Wärmepufferspeichern trägt demnach zur Deckung der residualen Elektrizitäts- und Fernwärmenachfrage bei.

Als größter treibender Systemeffekt für die Senkung der Gesamtsystemkosten wird die Substitution dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien bei gleichem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und die dadurch induzierte Reduktion von Gleichzeitigkeitswirkungen der intermittierenden Erzeugungsprofile und des Bedarfs an Netzausbau bei gleichzeitig komplementärer Deckung der residualen Versorgungsaufgabe durch Bioenergieanlagen identifiziert. Sowohl der durch die Nutzung von Bioenergieanlagen entstehende Effekt

⁹⁵ CO₂-Cap von ca. 146 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

⁹⁶ CO₂-Cap von ca. 110 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

⁹⁷ CO₂-Cap von ca. 55 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

⁹⁸ CO₂-Cap von ca. 19 Mt. CO₂-Äq. a⁻¹

zur Reduktion der Gleichzeitigkeitseffekte intermittierender Erzeugungsprofile von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien als auch der durch die Nutzung von Bioenergieanlagen hervorgerufene Effekt zur Reduktion des Netzausbaubedarfs nehmen progressiv mit steigendem Zielanteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen zu. Der zweitgrößte Treiber für Bioenergieanlagen in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung ist auf die gekoppelte Erzeugung von Elektrizität und Wärme zurückzuführen. Dabei tragen Bioenergie-KWK-Anlagen sowohl zur Dekarbonisierung des Elektrizitätsmarktes, als auch des Fernwärmemarktes bei. Da Bioenergieanlagen im Vergleich zu dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien eine hohe technische Verfügbarkeit aufweisen, tragen sie auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei. Dieser Effekt führt im Vergleich zu den vorher beschriebenen Effekten zu vergleichsweise geringen Kosteneinsparungen im Gesamtsystem und hat daher eine deutliche geringere Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen. Der Beitrag der Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmeezeugung in Deutschland kann abschließend mit positiven Effekten zur Senkung der Gesamtsystemkosten auf allen betrachteten Systemebenen vor allem durch den Einsatz von Holzheizkraftwerken und großen Biogasanlagen beantwortet werden.

Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der für Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft langfristig verfügbaren Biomassepotenziale und der Rolle des bereits heute bestehenden Bioenergie-Anlagenparks. Die Berücksichtigung der in dieser Arbeit beschriebenen Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen bei der Untersuchung der langfristig optimalen Sektorallokation begrenzter Biomassepotenziale zeigt demnach weiteren Forschungsbedarf auf. Auch bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit bestehender Bioenergieanlagen und deren Rolle im Rahmen des Transformationsprozesses der Energiewende unter Berücksichtigung der im Rahmen dieser Arbeit identifizierten maßgebenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft zeigt sich weiterer Forschungsbedarf.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die heutige Nutzung von Bioenergie zur Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung u. a. auf Grund der im Vergleich zu Photovoltaik- und Windkraftanlagen deutlich höheren Stromgestehungskosten zur Diskussion steht. Da für den Einsatz von Bioenergieanlagen im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft keine zusätzlichen Integrationskosten anfallen, ist eine Beurteilung der zur Erreichung der Energiewende-Ziele einzusetzenden (erneuerbaren) Erzeugungstechnologien auf Basis von reinen Stromgestehungskosten nicht zielführend. Vielmehr ist eine vergleichende Gegenüberstellung aller zur Verfügung stehenden Technologieoptionen zur Deckung der Versorgungsaufgabe von Elektrizität und Fernwärme unter Berücksichtigung der im Gesamtsystem auftretenden Wechselwirkungen bei gleichzeitiger Erreichung der gesetzten Energiewendeziele zielführend. Somit sind selbst ohne die Erreichung der oft in der Diskussion stehenden und geforderten Kostendegression für Bioenergieanlagen bei konsequenter Betrachtung der zukünftig zu erwartenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft

systemkostensenkende Effekte durch die Nutzung und Flexibilisierung von Bioenergieanlagen zu erwarten.

Die langfristig optimalen Nutzungspfade für Bioenergie mit begrenzten Potenzialen in einem (nahezu) vollständig dekarbonisierten Energiesystem können gegebenenfalls in anderen Wirtschafts- oder Industriebereichen als der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft liegen. Für den Transformationsprozess im Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgungssystem nehmen Bioenergieanlagen jedoch solange eine entscheidende strategische und kostenoptimale Rolle ein, bis in mittel, bzw. langfristiger Perspektive ein Übergang in andere Nutzungspfade rationell begründet werden kann.

Literaturverzeichnis

- AbLaV 2016.** Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 9 G v. 22.12.2016 I 3106.
- AGEB 2017.** AGEB (AG Energiebilanzen e.V.): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 07.02.2017. Berlin 2017.
- AGEE-Stat 2017.** AGEE-Stat (Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2017. Dessau-Roßlau 2017.
- AGFW 2010.** AGFW (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.): AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1: Energetische Bewertung von Fernwärme – Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme. Frankfurt am Main 2010.
- AGFW 2013.** AGFW (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.): Transformationsstrategien Fernwärme. Forschung und Entwicklung, Heft 24. Frankfurt am Main 2013.
- AGFW 2016.** AGFW (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.): AGFW-Hauptbericht 2015. Frankfurt am Main 2016.
- Agora 2014a.** Agora Energiewende, Projektleitung: Fürstenwerth, D.; Waldmann, L.; Durchführung der Studie: Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Moser, A.; Schäfer, A.; Drees, T.; Rehtanz, C.; Häger, U.; Kays, J.; Seack, A.; Sauer, U.; Leuthold, M.; Stöcker, P.: Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin 2014.
- Agora 2014b.** Agora Energiewende, Projektleitung: Fürstenwerth, D.; Durchführung der Studie: Gerhardt, N.; Richts, C.; Hochloff, P.; Müller, T.; Hilpert, J.; Antoni, O.; Schulz, W.: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin 2014.
- Agora 2015.** Agora Energiewende, Study by: Fürstenwerth, D.; Pescia, D.; Litz, P.; Kleiner, M. M.; Hirth, L.: The Integration Cost of Wind and Solar Power. An Overview of the debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems. Berlin 2015.

- Agora 2017.** Agora Energiewende, Project lead: Pescia, D.; Study: Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants. Berlin 2017.
- ASUE 2015.** ASUE (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.): BHKW-Kenndaten 2014/2015 - Module, Anbieter, Kosten. Berlin 2015.
- AtG 2017.** Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch nach Maßgabe des Artikel 10 durch Artikel 3 des Gesetzes vom 27. Januar 2017 (BGBl. I S. 114) geändert worden ist. Stand: Neugefasst durch Bek. v. 15.7.1985 I 1565; Zuletzt geändert nach Maßgabe des Art. 10 durch Art. 3 G v. 27.1.2017 I 114.
- Barbowski 2014.** Barbowski, S.: Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen Deutschen Energiesystem. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. Karlsruhe 2014.
- Babrowski et al. 2014.** Babrowski, S.; Heffels, T.; Jochem, P.; Fichtner, W.: Reducing computing time of energy system models by a myopic approach – A case study based on the PERSEUS-NET model. In: Energy Systems 5(1) (2014), Pages: 65-83.
- van Basshuysen und Schäfer 2017.** van Basshuysen, R.; Schäfer, F.: Handbuch Verbrennungsmotor – Grundlagen, Komponenten, Systeme, Perspektiven. 8. überarbeitete Auflage. Springer Vieweg. Bad Wimpfen, Hamm, Wiesbaden 2017.
- Bauer et al. 2013a.** Bauer, F.; Persson, T.; Hulteberg, C.; Tamm, D.: Biogas upgrading – technology overview, comparison and perspectives for the future. In: Biofuels Bioproducts and Biorefining 7 (2013), Pages: 499-511.
- Bauer et al. 2013b.** Bauer, F.; Hulteberg, C.; Persson, T.; Tamm, D.: Biogas upgrading – Review of commercial technologies. Malmö 2012.
- BDEW 2015a.** BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Grundlagentext Primärenergiefaktoren – Der Zusammenhang von Primärenergie und Endenergie in der energetischen Bewertung. Berlin 2015.
- BDEW 2015b.** BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.): Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Bedeutung, Treiber, und Handlungsempfehlungen für die IT-Architektur in den Unternehmen. Strategiepapier. Berlin 2015.
- Beckenbach und Briegel 2010.** Beckenbach, F.; Briegel, R.: Multi-agent modeling of economic innovation dynamics and its implications for analyzing emission impacts. In: International Economics and Economic Policy 7 (2010). Pages: 317-341.

- Beer 2012.** Beer, M. G.: Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs genehmigte Dissertation. München 2015.
- Behr et al. 2016.** Behr, A.; Agar, D. W.; Jörissen, J.; Vorholdt, A. V.: Einführung in die Technische Chemie, 2. Auflage. Springer Spektrum. Springer Verlag GmbH Deutschland. Berlin 2016.
- Bertsch et al. 2016.** Bertsch, J.; Growitsch, C.; Lorenczik, S.; Nagl, S.: Flexibility in Europe's power sector - An additional requirement or an automatic complement?. In: Energy Economics 53 (2016). Pages: 118-131.
- Best et al. 2015.** Best, R. E.; Flager, F.; Lepech, M. D.: Modeling and optimization of building mix and energy supply technology for urban districts. In: Applied Energy 159 (2015). Pages: 161-177.
- Biethahn et al. 1999.** Biethahn, J.; Hummeltenberg, W.; Schmidt, B., Stähly, B.; Witte, T.: Simulation als betriebliche Entscheidungshilfe: State of the Art und neue Entwicklungen. Physica-Verlag. Heidelberg 1999.
- BiomasseV 2016.** Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse: Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.
- BKWK 2011.** BKWK (Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V.): Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, effizient produzieren – nachhaltig wirtschaften. Berlin 2011.
- Blanford et al. 2008.** Blanford, J.; Richard, G.; Geoffrey, R.: The value of technological advance in decarbonizing the U.S. economy. In: Energy Economics 30 (2008). Pages: 2930-2946.
- Blanck et al. 2013.** Blanck, R.; Kasten, P.; Hacker, F.; Mottschall, M.: Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes zum Forschungsvorhaben „Verkehr 2050 - Entwicklung von Parametern und Skizzierung eines vereinfachten Energie und Emissionsszenarios“. Berlin 2013
- Blesl 2002.** Blesl, M.: Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2002.

- Blesl et al. 2004.** Blesl, M.; Kempe, U.; Voß, A.; Bartels, M.; Lindenberger, D.; Schulz, W.; Gröger, J.; Schneider, L.; Dötsch, C.; Wigbels, M.; Eikmeier, B.: Herausgeber: AGFW (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.): Pluralistische Wärmeversorgung, AGFW-Hauptstudie – Zweiter Bearbeitungsabschnitt. Band 3 Zukunft der KWK und der Fernwärme. Modellgestützte Hochrechnungen, Vergleichende Betrachtungen, Zukünftige Anforderungen. Frankfurt am Main 2004.
- Blesl et al. 2010.** Blesl, M.; Kempe, S.; Hunter, H.: Kurzbericht zum Forschungsvorhaben „Verfahren zur Entwicklung und Anwendung einer digitalen Wärmebedarfskarte für die Bundesrepublik Deutschland“. Herausgeber: AGFW (AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.). Frankfurt am Main 2010.
- Blesl 2014.** Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse. Habilitationsschrift. Forschungsbericht am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energiewirtschaft (IER) der Universität Stuttgart, Band 120. Stuttgart 2014.
- BMWi 2010.** BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.
- BMWi 2014.** BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Autoren: Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; van Leeuwen, T.; Verheggen, L.; Uslar, M.; van Amelsvoort, M.: Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie). Abschlussbericht. Berlin, 2014.
- BMWi 2015.** BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie). Redaktion: Arbeitsgruppe ErneuerbareEnergien-Statistik (AGEE-Stat) /o Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Berlin, November 2015.
- BMWi 2016.** BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie): Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft. Berichtsjahr 2015. Berlin, Dezember 2016.
- BMWi 2017.** BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016. Berlin, September 2017.
- BNetzA 2015.** BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn, 21. Januar 2015.

- BNetzA 2016.** BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen): Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bonn, 30. Juni 2016.
- BNetzA 2017.** BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen): Kratwerksstillegungsanzeigeliste der Bundesnetzagentur. Stand: 20.02.2017.
- BNetzA und BKartA 2015.** BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) und BKartA (Bundeskartellamt): Monitoringbericht 2015; Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Stand: 10. November 2015, Korrektur: 21. März 2016.
- Böhringer 1997.** Böhringer, C.: NEWAGE - Modellinstrumentarium zur gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Umweltpolitiken. In: *Molt und Fahl 1997*. Seiten 99-121.
- Borggrefe et al. 2015.** Borggrefe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao, K. K.; Deissenroth, M.; Bothor, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Steurer, M.; Wiesmeth, M.: Kurzstudie Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten. Langfassung, im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart, März 2015.
- Bothor et al. 2015.** Bothor, S.; Steurer, M.; Eberl, T.; Brand, H.; Voß, A.: Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilitätsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. Tagungsband der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2015). Stuttgart 2015.
- Brouwer et al. 2015.** Brouwer, A. S.; van den Broeck, M.; Seebregts, A.; Faaij, A.: Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. In: *Applied Energy* 156 (2015). Pages: 107-128.
- Bundesregierung 2010.** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin, 28. September 2010.
- Bundesregierung 2016.** Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 14. November 2016.
- Can 2016.** Can, M.: Simulation hoch aufgelöster Einspeiseprofile für Photovoltaikanlagen auf Basis regionaler Wetterdaten. Bachelorarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart 28. Oktober 2016.

- Capros et al. 1997.** Capros, P.; Georgakopoulos, T.; Filippoupolitis, A., Kotsomiti, S.; Atsaves, G.; Proost, S.; Van Regenmorter, D.; Conrad, K.; Schmidt, T.; Ladoux, N.; Vielle, M.; Bousquet, A.; Bergman, L.; Nilsson, C.; Zagame, P.; McGregor, P.; Swales, K.: The GEM-E3 Model for the European Union – Reference Manual. <http://www.e3mlab.ntua.gr/manuals/GEMref.PDF>
- C.A.R.M.E.N. 2017.** Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Preisentwicklung bei Holzhackschnitzeln (WG 35), Holzpellets, Heizöl und Erdgas. Preisdaten für das 1. Quartal 2017, abgerufen am 01.06.2017 unter: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/hackschnitzel>
- Colorni et al. 1996.** Colorni, A.; Dorigo, M.; Maffioli, F.; Maniezzo, V.; Righini, G.; Trubian, M.: Heuristics from nature for hard combinatorial optimization problems. In: International Transactions in Operational Research, Vol. 3, Issue 1, 1996. Pages: 1-21
- Consentec 2014.** Consentec GmbH: Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen 2014.
- DEHSt 2006.** DEHSt (Deutsche Emissionshandelsstelle): Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte. Veröffentlichungsdatum: Dezember 2005, aktualisiert im November 2006.
- DENA 2005.** dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Autoren: Jansen, A.; Molly, P.; Neddermann, B.; Bachmann, U.; Gerch, H.-P.; Grebe, E.; Gröninger, S.; König, M.; Könnemann, A., Lösing, M., Saßnick, Y.; Seifert, G.; Siebels, C.; Winter, W.; Bartels, M.; Gatzen, C.; Peek, M.; Schulz, W.; Wissen, R.: dena-Netzstudie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Köln 2005.
- DENA 2011.** dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Autoren: Vogel, C.; Herr, M.; Edel, M.; Seidl, H.: Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken - Ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz? Berlin 2011.
- DENA 2012.** dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Autoren: Agricola, A.-C.; Höflich, B.; Richard, P.; Völker, J.; Rehtanz, C.; Greve, M.; Gwisdorf, B.; Kays, J.; Noll, T.; Schwippe, J.; Seack, A.; Teuwsen, J.; Brunekreeft, G.; Meyer, R.; Liebert, V.; Lecheler, H.; Witzmann, R.; Wagner, U.: dena-Verteilnetzstudie. Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht. Berlin 2012.

- DENA 2014.** dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Autoren: Agricola, A.-C.; Seidl, H.; Mischinger, S.; Technische Universität Dortmund / ef. Ruhr GmbH, Autoren: Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, U.; Hilbrich, D.; Kippelt, S.; Kubis, A.; Liebenau, V.; Noll, T.; Rüberg, S.; Schlüter, T.; Schwippe, J.; Spieker, C.; Teuwsen, J.: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. Berlin 2014.
- DENA 2017.** dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH), Autoren: Seidl, H.; Mischinger, S.; Wolke, M.; Limbacher, E.-L.; Zander, W.; Lemkens, S.; Macharey, U.; Langrock, T.; Nailis, D.; Zdrallek, M.; Schäfer, K. F.; Steffens, P.; Kornrumpf, T.; Hummel, K.; Schalle, H.: dena-Netzflexstudie, Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin 2017.
- Deutsche WindGuard 2013.** Deutsche WindGuard GmbH, Bearbeitung: Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, K.; Ekkert, M.: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Varel 2013.
- Deutsche WindGuard 2015.** Deutsche WindGuard GmbH, Bearbeitung: Wallasch, A.-K.; Lüers, S.; Rehfeldt, K.: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update. Varel 2015.
- Distelkamp et al. 2003.** Distelkamp, M.; Hohmann, F.; Lutz, C.; Meyer, B.; Wolter, M. I.: Panta Rhei V – Modelldarstellung und Prognose der CO₂-Emissionen. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS) mbH. GWS Discussion Paper 2003/1. Osnabrück 2003.
- DIW 2013.** DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung), Autoren: Schröder, S.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitch, R.; von Hirschhausen, C.: Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Berlin 2013.
- Dorigo und Blum 2005.** Dorigo, M.; Blum, C.: Ant colony optimization theory: A survey. In: Theoretical Computer Science 344 (2005). Pages: 243-278.
- Dreger et al. 2014.** Dreger, C.; Kosfeld, R.; Eckey, H.-F.: Ökonometrie – Grundlagen, Methoden, Beispiele. 5., überarbeitete und aktualisierte Auflage, Springer Gabler. Wiesbaden 2014.
- DVGW 2011.** DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Bonn, September 2011.
- DVGW 2013.** DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit. Bonn, März 2013.

- DVGW 2014.** DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 265-1 (A), Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Gasversorgungsnetze; Teil 1: Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme. Bonn, März 2014.
- Dyckhoff und Spengler 2010.** Dyckhoff, H.; Spengler, T.S.: Produktionswirtschaft - Eine Einführung. Dritte, überarbeitete und erweiterte Auflage. Springer. Heidelberg 2010.
- DESTATIS 2015a.** Statistisches Bundesamt: Preise – Preise und Preisindizes für gewerbliche Kunden (Erzeugerpreise), Seiten: 18-21. Artikelnummer: 2170200151044. Wiesbaden 2015
- Eberl 2013.** Eberl, T.: Simulation der Kosten des Verteilnetzausbaus in Baden-Württemberg. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 1/2.
- EC 2014.** European Commission, Joint research Centre, Institute for Energy and Transport. JRC Science and Policy Reports: ETRI 2014 – Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050. Report EUR 26950 EN. Petten 2014.
- EEG 2000.** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000. In: Bundesgesetzblatt G 5702 (2000 Nr. 13), Ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000.
- EEG 2004.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550). Stand: Zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 7.11.2006 I 2550.
- EEG 2009.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S. 619) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 12.4.2011 I 619.
- EEG 2012.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 69 G v. 22.12.2011 I 3044.
- EEG 2014.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 Abs. 10 G v. 21.12.2015 I 2498.
- EEG 2017.** Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 22.12.2016 I 3106.

- Ellersdorfer und Fahl 2004.** Ellersdorfer, I.; Fahl, U.: Ansätze zur Modellierung von Innovation in der Energiewirtschaft. Methodenworkshop des Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland. Bonn am 13.10.2004.
- Ellersdorfer 2009.** Ellersdorfer, I.: Marktmachtpotenziale im deutschen Elektrizitätssektor – Analysen für den Großhandelsmarkt mit einem spieltheoretischen Modell. Dissertation, Universität Oldenburg. 1. Auflage, Gabler GWV Fachverlage GmbH. Wiesbaden 2009.
- Elsner et al. 2015.** Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D.U.: Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung), Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V.. München 2015.
- Elsner und Rech 2016.** Elsner, P.; Rech, B.: Photovoltaik Technologiesteckbrief zur Analyse “Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050”. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung), Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.. Berlin, Pfinztal 2016.
- Elsner und Weidner 2016.** Elsner, P.; Weidner, E.: Bioenergie Technologiesteckbrief zur Analyse “Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050”. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung), Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.. Berlin, Pfinztal 2016.
- ENTSO-E 2014.** ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Target Methodology for Adequacy Assessment, Updated Version after Consultation. Brussels 2014.
- ENTSO-E 2015.** ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): 2015 Scenario Outlook & Adequacy Forecast. Brussels 2015.
- ENTSO-E 2016.** ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Ten Year Net Development Plan 2016 – Scenario Development Report. Brussels 2016.
- EnWG 2017.** Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 117 des Gesetzes vom 29. März 2017 (BGBl. I S. 626) geändert worden ist“.
- Ernst & Young 2013.** Ernst & Young GmbH. Ansprechpartner: Edelmann, H.; Kästner, T.: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Düsseldorf / München 2013.

- Evins et al. 2015.** Evins, R.; Allegrini, J.; Orehouning, K.; Mavromatidis, G.; Ruesch, F.; Dorer, V.: A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015). Pages: 1391-1404.
- EU 2009.** Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* L 140/16 – L 140/62.
- EWI 2013.** EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), Autoren: Bertsch, J.; Bettzüge, M.; Growitsch, C.; Hecking, H.; Lorenczik, S.; Liebenau, V.; Rehtanz, C.; Schwippe, J.; Seack, A.: *Trendstudie Strom – Belastungstest für die Energiewende, Endbericht.* Köln 2013.
- Färe et al. 1993.** Färe, R.; Grosskopf, S.; Knox Lovel, C. A.; Yaisawarng, S.: Derivation of Shadow Prices for Undisable Outputs: A Distance Function Approach. In: *The Review of Economics and Statistics*, Vol. 75, No. 2 (May, 1993). Pages: 374-380.
- FfE 2012.** FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.), Autoren: Carr, L.; Habermann, J.; Schmid, T.: *Bayernplan – Flexibilisierter Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung, Modellierung der Integration von Biogasanlagen im Lastfolgebetrieb.* München 2012.
- FNR 2013.** FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.): *Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung*, 6. überarbeitete Auflage Seiten 152ff. Gülzow 2013.
- FNR 2014a.** FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.): Autoren: Adler, P.; Billig, E.; Borowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I.; Fischer, E.; Grope, J.; Holzhammer, U.; Postel, J.; Schnutenhaus, J.; Stecher, K.; Szomszed, G.; Trommler, M.; Urban, W.: *Leitfaden Biogasaufbereitung und –Einspeisung*, 5., vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow 2014.
- FNR 2014b.** FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.): Autoren: Eltrop, L.; Härdtlein, M.; Jenssen, T.; Henßler, M.; Kruck, C.; Özdemir, E.D.; Hartmann, H.; Poboss, N.; Scheffknecht, G.: *Leitfaden Feste Biobrennstoffe*, 4. vollständig überarbeitete Auflage. Gülzow 2014.
- FNR 2018.** FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.): Text: Welteke-Fabricius, U.; Redaktion: FNR, Abteilung Öffentlichkeitsarbeit: *Flexibilisierung von Biogasanlagen – Biogas Bedarfsgerecht Nutzen*, 1. Auflage. Gülzow 2018.
- Forrester 1968.** Forrester, J. W.: *Industrial Dynamics – After the first Decade.* In: *Management Science*, Vol. 14, No. 7, Theroy Series (Mar., 1968). Pages: 398-415.

- Friedrich 2007.** Friedrich, S.: Algorithmische Verbesserungen für die Lösung diskreter Optimierungsmodelle. Inaugural-Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaft des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaft der Freien Universität Berlin. Berlin, Mai 2007.
- Garey und Johnson 1979.** Garey, M. R.; Johnson, D. S.: Computers and Intractability: A Guide to the theory of NP-completeness. W.H. Freeman and Company, New York, 1979.
- Gellings and Smith 1989.** Gellings, C. W.; Smith, W. M.: Integrating Demand-Side Management into Utility Planning. In: Proceedings of the IEEE, Vol. 77, No. 6, June 1989.
- Gerhardt 2015.** Gerhardt, N.: SCOPE – Sektorübergreifende Einsatz- und Ausbauoptimierung für Analysen des Zukünftigen Energieversorgungssystems. Modellbroschüre. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel 2015.
- Gerhardt et al. 2015.** Gerhardt, N.; Sandau, F.; Scholz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C.; Bergk, F.; Kämper, C.; Knörr, W.; Kräck, W.; Lambrecht, U.; Antoni, O.; Hilpert, J.; Merkel, K.; Müller, T.: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht. Kassel 2015.
- Görner und Sauer 2016.** Görner, K.; Sauer, D. U.: Konventionelle Kraftwerke, Technologie-steckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung), Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.. Essen, Aachen 2016.
- Grunwald et al. 2008.** Grunwald, A.; Möst, D.; Fichtner, W.: Workshop Energiesystemanalyse, Karlsruhe, 27. November 2008 am KIT Zentrum für Energie.
- Haasz 2017.** Haasz, T.: Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell – Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte. Bei der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) vorgelegte Abhandlung. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2017.
- Hahn et al. 2014.** Hahn, H.; Ganagin, W.; Hartmann, K.; Wachendorf, M.: Cost analysis of concepts for a demand oriented biogas supply for flexible power generation. In: Bio-resource Technology 170 (2014), Pages: 211-220.

- Härdtlein et al. 2013.** Härdtlein, M.; Eltrop, L.; Messner, J.; Dederer, M.; Schwachstellen-Identifikation und Optimierungspotenziale von Biogasanlagen in Baden-Württemberg: Eine technisch-ökonomische Analyse auf der Basis einer Befragung von Biogasanlagenbetreibern, Endbericht Seite 25. Stuttgart 2013.
- Härig et al. 2015.** Härig, G.; Bär, K.; Sonnleitner, M.; Zörner, W.; Braun, T.: BioStrom – Steuerbare Stromerzeugung. Schlussbericht, FKZ 03KB061. Ingolstadt 2015.
- Hartmann et al. 2009.** Hartmann, N.; Özdemir, E.D.; Goyns, P.H.; Eltrop, L.: Modelling the plug-in availability and calculation of energy storage potential of electric vehicles in Germany. In: The 24th International Electric Vehicle Symposium and Exposition (EVS24). Stavanger, May 13-16, 2009.
- Hartmann und Özdemir 2010.** Hartmann, N.; Özdemir, E.D.: Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030. In: Journal of Power Sources 196 (2011). Pages: 2311-2318. Stuttgart 2010.
- Hartmann et al. 2012.** Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, M.: Stromspeicher-Potenziale für Deutschland. Kurzstudie im Auftrag des Zentrum für Energieforschung (ZfES) e. V.. Stuttgart, Mai 2012.
- Hartmann 2013.** Hartmann, N.: Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland - Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.
- Hartwig 1956.** Hartwig, H.: Naturwissenschaftliche und sozialwissenschaftliche Statistik. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft 112 (1956). Seiten: 252-266.
- Henning und Palzer 2013.** Henning, H.-M.; Palzer, A.: Energiesystem Deutschland 2050 – Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie-bedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Freiburg, November 2013.
- Hellwig 2003.** Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs genehmigten Dissertation. München 2003.
- Henßler 2015.** Henßler, M.: Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2015.

- Hinz et al. 2014.** Hinz, F.; Iglhaut, D.; Frevel, T.; Möst, D.: Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 3. Dresden 2014.
- Hirth 2013.** Hirth, L.: The Market Value of Variable Renewables: The Effect of Solar and Wind Power Variability on their Relative Price. In: Energy Economics 38 (2013). Pages: 218-236.
- Hirth 2015.** Hirth, L.: The Optimal Share of Variable Renewables – How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare-Optimal Deployment. In: The Energy Journal 36(1) (2015). Pages: 127-162.
- Hirth et al. 2015.** Hirth, L.; Ueckerdt, F.; Edenhofer, O.: Integration Costs Revisited – An Economic Framework for Wind and Solar Variability. In: Renewable Energy 74 (2015). Pages: 925-939.
- Hirth und Ziegenhagen 2015.** Hirth, L.; Ziegenhagen, I.: Balancing Power and Variable Renewables: Three Links. In: Renewable & Sustainable Energy Reviews 50 (2015), Pages: 1035-1051.
- Hirth 2016a.** Hirth, L.: The European Electricity Market Model EMMA – Model Documentation. Version 2016-04-12.
https://www.pik-potsdam.de/members/hirth/emma/-1?set_language=de
- Hirth 2016b.** Hirth, L.: The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. In: Applied Energy 181 (2016), Pages: 210-223.
- Hochloff und Braun 2014.** Hochloff, P.; Braun, M.: Optimizing biogas plants with excess power unit and storage capacity in electricity and control reserve markets. In: Biomass and Bioenergy 65 (2014). Pages: 125-135.
- Hoffstede et al. 2016.** Hoffstede, U.; Hochloff, P.; Holzhammer, U.; Kirchner, D.; Schreiber, M.; Bedenk, K.; Krautz, A.; Romberg, T.; Steindamm, T.: Flexibilisierung des Betriebs von Heizkraftwerken. Kassel 2016.
- Hogan 1979.** Hogan, W. W.: Energy Modeling: Building Understanding for Better Use. Presented at the Second Lawrence Symposium on Systems and Decision Sciences. Berkeley 1979.
- Höge et al. 2016.** Höge, C.; Muche, T.; Renner, O.; Pohl, R.: Profitability of participation in control reserve market for biomass-fueled combined heat and power plants. In: Renewable Energy 90 (2016). Pages: 72-76.

- Holtinen et al. 2011.** Holtinen, H.; , Meibom, P.; Orths, A.; Lange, B.; O'Malley, M.; Tande, J. O.; Estanqueiro, A.; Gomez, E.; Söder, L.; Strbac, G.; Smith, J. C.; van Hulle, F.: Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. In: Wind Energy 14 (2011). Pages 179-192.
- Holtinen et al. 2012.** Holtinen, H.; Milligan, M.; Ela, E.; Menemenlis, N.; Dobschinski, J.; Gómez-Lázaro, E.; Detlefsen, N. K.: Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power. In: IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 3, No. 4, October 2012. Pages: 713-723.
- Holtinen et al. 2013.** Holtinen, H.; O'Malley, M.; Dillon, J.; Flynn, D.; Keane, A.; Abildgaard, H.; Söder, L.: Steps for a Complete Wind Integration Study. 46th Hawaii International Conference on System Sciences 2013.
- Holzhammer 2015.** Holzhammer, U. A.: Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien, von der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr. Ing.) genehmigte Abhandlung. Rostock 2015.
- Holzhammer et al. 2016.** Holzhammer, U.; Krautkremer, B.; Jentsch, M.; Kasten, J.: Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel 2016.
- Holzhammer et al. 2017.** Holzhammer, U.; Gerhardt, N.; Stelzer, M.; Hauser, E.; Guss, H.; Zipp, A.; Luxenburger, M.; Schmiedecke, S.: SymBioSE - Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen. Projektendbericht FKZ 0325700A, 0325700B. Kassel 2017.
- Hülßen et al. 2013.** Hülßen, C.F.; Liebenstein, A.; Spanka, K.: Anforderungen für IKT im Verteilnetz bis 2030. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Special Online 2013. Bonn 2013.
- Huntington et al. 1981.** Huntington, H. G.; Weyant, J. P.; Sweeney, J. L.: Modeling for Insights, not Numbers: The Experiences of the Energy Modeling Forum. In: Omega: The International Journal of the Management Sciences, Vol. 10, No. 5. Stanford 1982. Pages: 449-462.
- IEA 2010.** IEA (International Energy Agency), OECD NEA (Organisation for Economic Co-operation and Development Nuclear Energy Agency): Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition. Paris and Issy-les-Moulineaux, 2010.
- IEA 2011.** IEA (International Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge. Paris Cedex, 2011.

- IEA 2014.** IEA (International Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris and Issy-les-Moulineaux, 2014.
- IEA 2015a.** IEA (International Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): World Energy Model Documentation, 2015 Version. http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/WEM_Documentation_WEO2015.pdf
- IEA 2015b.** IEA (International Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), NEA (Nuclear Energy Agency): Projected Costs of Generating Electricity, 2015 Edition. Paris 2015.
- IEA-ETSAP und IRENA 2013.** IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme of the International Energy Agency), IRENA (International Renewable Energy Agency): Biomass Co-firing Technology Brief E21. Paris and Abu Dhabi 2013.
- IEA 2016.** IEA (International Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): World Energy Outlook. Power Generation Assumptions. Paris 2016. <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/>
- IPCC 2012.** IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Edited by: Edenhofer, O.; Pichs-Madruga, R.; Sokona, Y.; Seyboth, K.; Matschoss, P.; Kadner, S.; Zwickel, T.; Eickemeier, P.; Hansen, G.; Schlömer, S.; von Stechow, C.: Renewable Energy Source and Climate Change Mitigation – Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, 2012.
- IPCC 2014.** IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Edited by: Edenhofer, O.; Pichs-Madruga, R.; Sokona, Y.; Minx, J. C.; Farahani, E.; Kadner, S.; Seyboth, K.; Adler, A.; Baum, I.; Brunner, S.; Eickemeier, P.; Kriemann, B.; Savolainen, J., Schlömer, S.; von Stechow, C.; Zwickel, T.: Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge 2014.
- IRENA 2013.** IRENA (International Renewable Energy Agency): Renewable Power Generation Costs in 2012: An Overview. Bonn 2013. www.irena.org/Publications
- ISE 2018.** ISE (Fraunhofer Institut for Solar Energy Systems), Authors: Kost, C.; Shammugam, S.; Jülch, V.; Nguyen, H.-T.; Schlegl, T.: Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies. Freiburg, March 2018.

- ISI/IWES/IKEM 2017.** ISI (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung), Autoren: Klobasa, M.; Eßer, A.; Pfluger, B.; Sensfuß, F.; IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemanalyse), Autoren: Von Bonin, M.; Gerhardt, N.; IKEM (Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität), Autoren: Lerm, V.; Nill, D.; Schäfer-Stradowsky, S.; Im Unterauftrag: THI (Technische Hochschule Ingolstadt), Autoren: Holzhammer, U.: Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Karlsruhe/Kassel/Berlin März 2017.
- IWES 2015.** IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik), Autorenschaft: Jost, D.; Braun, A.; Fritz, R.; Drusenbaum, C.; Rohrig, K.; Assoziierte Partner: Grüneberg, A.; Umbach, J.; Görke, J.: Dynamische Bestimmung des Regelenergiebedarfs. Abschlussbericht. Kassel 2015.
- Jäger et al. 2008.** Jäger, Jäger, T.; Schmidt, S.; Karl, U.: Ein System Dynamics Model des deutschen Strommarkts – Modellentwicklung und Anwendung in der Unternehmenspraxis. In: *Grunwald et al. 2008*.
- Jungnickel 2015.** Jungnickel, D.: Optimierungsmethoden – Eine Einführung, 3., neu bearbeitete Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag; 2015.
- Kallrath 2013.** Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis mit Fallstudien aus der Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik, 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Springer Fachmedien; 2013.
- Kalt 2013.** Kalt, G.: Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011. Teilbericht des Projektes „Erweiterung der Monitoringmethoden im Sinne der RL 2006/32/EG um Primärenergieeinsparungen sowie Berechnung der Primärenergieeffekte der Ziele der Energiestrategie Österreich im Hinblick auf den Entwurf der Energieeffizienzrichtlinie der Europäischen Kommission COM(2011) 370 final“. Wien 2013.
- Kaltschmitt et al. 2016.** Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.; Energie aus Biomasse: Grundlagen, Technik und Verfahren, 3., aktualisierte und erweiterte Auflage, Hamburg/Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag; 2016.
- Karp 1972.** Karp, R. M.: Reducibility among combinatorial problems. University of California at Berkeley. Berkeley 1972.
- Kempe 2013.** Kempe, S.: Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.

- Kerdoncuff 2008.** Kerdoncuff, P.: Modellierung und Bewertung von Prozessketten zur Herstellung von Biokraftstoffen der zweiten Generation. Zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Wirtschaftswissenschaften von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe (TH) genehmigte Dissertation. Karlsruhe 2008.
- Kober et al. 2012.** Kober, T.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2012.
- König 2009.** König, A.: Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2009.
- Koornneef et al. 2012.** Koornneef, J.; van Breevoort, P.; Hamelinck, C.; Hendriks, C.; Hoogwijk, M.; Koop, K.; Koper, M.; Dixon, T.; Camps, A.: Global potential for biomass and carbon dioxide capture, transport and storage up to 2050. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 11 (2012). Pages: 117-132.
- Koornneef et al. 2013.** Koornneef, J.; van Breevoort, P.; Noothout, P.; Hendriks, C.; Luning, L.; Camps, A.: Global potential for biomethane production with carbon capture, transport and storage up to 2050. In: Energy Procedia 37 (2013). Pages: 6043-6052.
- Krey 2006.** Krey, V.: Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation zur Erlangung des Grades Doktor-Ingenieur der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Bochum 2006.
- Krumke und Noltemeier 2012.** Krumke, S. O.; Noltemeier, H.: Graphentheoretische Konzepte und Algorithmen, 3. Auflage. Springer Vieweg; Heidelberg, Kaiserslautern, Würzburg 2012.
- Kruse et al. 2011.** Kruse, R.; Borgelt, C.; Klawonn, F.; Moewes, C.; Ruß, G.; Steinbrecher, M.: Computational Intelligence – Eine methodische Einführung in Künstliche Neuronale Netze, Evolutionäre Algorithmen, Fuzzy-Systeme und Bayes-Netze. Springer. Wiesbaden 2011.
- Krzikalla et al. 2013.** Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S.: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Eine Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Bochum 2013.

- KTBL 2013.** KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.): Faustzahlen Biogas, 3. Ausgabe. Darmstadt 2013.
- Küll und Stähly 1999.** Küll, R., Stähly, P.: Zur Planung und effizienten Abwicklung von Simulationsexperimenten. In: *Biethahn et al. 1999*. Seiten: 1-21. Heidelberg 1999.
- KWKG 2016.** Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- Lauer et al. 2015.** Lauer, M.; Dotzauer, M.; Nebel, E.; Postel, J.; Henning, C.; Lehmann, M.: OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen, Schlussbericht, FKZ 03KB073A. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig 2015.
- Lauer und Dotzauer 2015.** Lauer, M.; Dotzauer, M.: Optimale Betriebsstrategien für die flexible Strombereitstellung aus Biogasanlagen. In: Tagungsband 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien IEWT (2015). Seiten 1-15.
- Lauer et. al 2017.** Lauer, M.; Röppischer, P.; Thrän, D.: Flexible Biogas Plants as Servant for Power Provision Systems with High Shares of Renewables: Contributions to the Reduction of the Residual Load in Germany; ETA-Florence Renewable Energies. Firenze, Italy, 2017.
- Lauer und Thrän 2017.** Lauer, M.; Thrän, D.: Biogas plants and surplus generation: Cost driver or reducer in the future German electricity system? In: *Energy Policy* 109 (2017), Pages: 324-336.
- Lauer und Thrän 2018.** Lauer, M.; Thrän, D.: Flexible Biogas in Future Energy Systems – Sleeping Beauty for a Cheaper Power Generation. In: *Energies* 2018, 11, 761.
- Leimbach et al. 2009.** Leimbach, M.; Bauer, N.; Baumstark, L.; Edenhofer, O.: Mitigation costs in a globalized world: climate policy analysis with REMIND-R. Potsdam Institute for Climate Impact Research. Potsdam 2009.
- Loulou et al. 2005.** Loulou, R.; Remme, U.; Kanudia, A.; Lethila, A.; Goldstein, G.: Documentation of the TIMES Model. Online Document of the Energy Technology Systems Analysis Programme. April 2005.
<http://www.iea-etsap.org/web/Documentation.asp>
- Lund et al. 2015.** Lund, P. D.; Lindgren, J.; Mikkola, J.; Salpakari, J.: Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015), Pages: 785-807.

- Manne et al. 1995.** Manne, A., Mendelsohn, R., Richels, R.: A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies. In: *Energy Policy* (1995), Vol. 23, No. 1. Pages: 17-34.
- Mauch et al. 2010.** Mauch, W.; Corradini, R.; Wiesemeyer, K.; Schwentzek, M.: Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55.Jg. (2010) Heft 9. Seiten: 12-14.
- Mauky et al. 2017.** Mauky, E.; Weinrich, S.; Jacobi, H.-F.; Nägele, H.-J.; Liebetrau, J.; Nelles, M.: Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials. Article in press, in *Anaerobe xxx* (2017), Pages 1-10.
- Meibom et al. 2006.** Barth, R.; Brand, H.; Weber, C.; Voll, O.; Meibom, P.; Larsen, H. V.: Wilmar Deliverable D6.2 (b) – Wilmar Joint Market Model, Documentation. Roskilde 2006.
- Menges 1959.** Menges, G.; Zur stochastischen Grundlegung der Ökonometrie. In: *Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft* 115 (1959). Seiten: 611-625.
- Milligan et al. 2011.** Milligan, M.; Ela, E.; Hodge, B.-M.; Lew, D.; Kirby, B.; Clark, C.; DeCasaro, J.; Lynn, K.: Integration of Variable Generation, Cost-Causation and Integration Costs. In: *The Electricity Journal*, Vol. 24, Issue 9 (2011). Pages: 51-63.
- Molt und Fahl 1997.** Molt, S.; Fahl, U.: *Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland – Stand der Entwicklung*. Band 1 der Schriftenreihe des Forschungszentrum Jülich. Jülich 1997.
- Möst und Keles 2010.** Möst, D.; Keles, D.: A survey of stochastic modelling approaches for liberalized electricity markets. In: *European Journal of Operational Research* 207 (2010). Pages: 543-556.
- Möst 2016.** Möst, D.; Fichtner, W.: *Einführung zur Systemanalyse*, Universität Karlsruhe (TH), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP). Karlsruhe 2016.
- Nabe 2006.** Nabe, C. A: *Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt*. Von der Fakultät VIII – Wirtschaft und Management der Technischen Universität Berlin zur Erlangung des akademischen Grades Doktor der Wirtschaftswissenschaften genehmigte Dissertation. Berlin 2006
- NAP 2010.** NAP (National Academics Press), Contributors: America's Energy Future Panel on Electricity from Renewable Resources; National Academy of Sciences; National Academy of Engineering; National Research Council: *Electricity from Renewable Resources: Status, Prospects, and Impediments*. Washington, D.C., 2010.

- NEA 2012a.** NEA (Nuclear Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants. NEA No. 7054. Issy-les-Moulineaux, 2012.
- NEA 2012b.** NEA (Nuclear Energy Agency), OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems. NEA No. 7056. Issy-les-Moulineaux, 2012.
- Nicolosi 2010.** Nicolosi, M.: Wind power integration and power system flexibility –An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. In: Energy Policy 38 (2010), Pages 7257-7268. Cologne 2010.
- Nitsch et al. 2012.** Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D. L.; Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K.; Gerhardt, N., Sterner, M.; Trost, T., von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C., Hahn, H., Wickert, M.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow 2012.
- Nitsch et al. 2012a.** Datenanhang II zu *Nitsch et al. 2012*. Stuttgart, Kassel, Teltow 2012.
- Nitsch 2016.** Nitsch, J.: Die energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e. V.. Stuttgart, März 2016.
- NREL 2009.** NREL (National Renewable Energy Laboratory, A national laboratory of the U.S. Department of Energy): Wind Levelized Cost of Energy: A Comparison of Technical and Financing Input Variables. Technical Report NREL/TP-6A2-46671, October 2009.
- NREL 2012.** (National Renewable Energy Laboratory, A national laboratory of the U.S. Department of Energy): Power Plant Cycling Costs. NREL/SR-5500-55433. Sunnyvale 2012.
- NREL 2013.** (National Renewable Energy Laboratory, A national laboratory of the U.S. Department of Energy): Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. Authors: Venkatamaran, S.; Jordan, G.; O’Connor, M.; Kumar, N.; Lefton, S.; Lew, D.; Brinkman, G.; Palchak, D.; Cochran, J.; Clark, K.. NREL/SR-6A20-60862. Sunnyvale, 2013.
- NREL 2015.** NREL (National Renewable Energy Laboratory, A national laboratory of the U.S. Department of Energy): Cost of Wind Energy Review. Technical Report NREL/TP-5000-63267, February 2015.
- Oeding und Oswald 2011.** Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 7. Auflage. Springer. Berlin, Heidelberg 2011.

- OECD 2008.** OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development): Glossary of Statistical Terms. Paris 2008.
- O'Sullivan et al. 2018.** O'Sullivan, M.; Edler, D.; Lehr, U.: Ökonomische Indikatoren des Energiesystems - Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000 – 2016. GWS Research Report 2018/01. Stuttgart/Berlin/Osnabrück 2018.
- Pearce et al. 2011.** Pearce, J.M.; Branker, K.; Pathak, M.J.M.; A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), Pages: 4470-4482.
- Petit et al. 2017.** Petit, M.; Finon, D.; Janssen, T.: Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism. In: Energy Policy 103 (2017), Pages: 30-46.
- Platzer 2016.** Platzer, A.: Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor. Zur Erlangung des akademischen Grades „Doktor der Ingenieurwissenschaften“ der Fakultät für Maschinenbau am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) genehmigte Dissertation. Karlsruhe 2016.
- Prognos 2012.** Prognos AG, Autoren: Hobohm, J.; Klotz, E.-M.; Peter, F.; Wunsch, M.: Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. Endbericht im Auftrag des Vereins der Kohlenimporteure e.V.. Berlin 2012.
- Prognos 2014.** Prognos AG, Autoren: Klotz, E.-M.; Koepf, M.; Peter, F.; Thamling, N.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I.; Fraunhofer IFAM, Autoren: Eikmeier, B., Fette, M., Janßen, K.; IREES, Autoren: Jochem, E.; Reitze, F.; Schön, M.; Toro, F.; BHKW-Consult, Autor: Gailfuß, M.: Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum Projekt I C 4 - 42/13. Basel/Bremen/Karlsruhe/Rastatt 2014.
- Prognos und Fichtner 2013.** Prognos AG, Autoren: Hobohm, J.; Krampe, L.; Peter, F.; Fichtner GmbH & Co. KG, Autoren: Gerken, A.; Heinrich, P.; Richter, M.: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Langfassung. Berlin/Stuttgart 2013.
- Pudjianto et al. 2013.** Pudjianto, D.; Djapic, P.; Dragovic, J.; Strbac, G.: Grid Integration Cost of Photovoltaic Power Generation – Direct Cost Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics. Imperial College London, September 2013.

- Reeg et al. 2013.** Reeg, M.; Nienhaus, K.; Roloff, N.; Pfenning, U.; Deissenroth, M.; Wassermann, S.; Hauser, W.; Weimer-Jehle, W.; Kast, T.; Klann, U.: Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Abschlussbericht. Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken 2013.
- Rehl et al. 2012.:** Rehl, T.; Lansche, J.; Müller, J.: Life cycle assessment of energy generation from biogas – Attributional vs. consequential approach. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012). Pages: 3766 – 3775.
- Remme 2006.** Remme, U.: Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell, von der Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2006.
- Richter 2011.** Richter, J.: DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets. EWI Working Paper No. 11/03. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI). Köln 2011.
- Rosen et al. 2005.** Rosen, J.; Tietze-Stockinger, I.; Rentz, O.: Model-based analysis of effects from large-scale wind power production. In: Energy 32 (2007). Pages: 575-583.
- Roth und Häubi 1981.** Roth, U.; Häubi, F.: Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen. In: Schweizer Ingenieur und Architekt, Band 99, Heft 44. Zürich 1981.
- Ryckebosch et al. 2011.** Ryckebosch, E.; Drouillon, M.; Vervaeren, H.; Techniques for transformation of biogas to biomethane. In: Biomass and Bioenergy 35 (2011), Pages: 1633-1645.
- Sauer und Görner 2016.** Sauer, D. U.; Görner, K.: Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Reihenherausgeber: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung), Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.. Berlin, Pfinztal 2016.
- Scheftelowitz et al. 2014.** Scheftelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Naumann, K.; Ziegler, D.; Witt, J.; Beil, M.; Beyrich, W.: Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse), Zwischenbericht Juni 2014; DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig 2014.
- Schill et al. 2016.** Schill, W.-P.; Pahle, M.; Gambardella, C.: On Start-up Costs of Thermal Power Plants in Markets with Increasing Shares of Fluctuating Renewables. German Institute of Economic Research (DIW). Berlin, 2016.

- Schlesinger et al. 2014.** Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A., Koziel, S.; Ley, A.; Piégasa, A.; Seefeld, F.; Straßburg, S.; Weinert, K.; Lindenberger, D.; Knaut, A.; Malischek, R.; Nick, S.; Panke, T.; Paulus, S.; Tode, C.; Wagner, J.; Lutz, C.; Lehr, U.; Ulrich, P.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück 2014.
- Schlomann et al. 2015.** Schlomann, B.; Wohlfarth, K.; Kleeberger, H.; Hardi, L.; Geiger, B., Pich, A.; Gruber, E.; Gerspacher, A.; Holländer, E.; Roser, A.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe/München/Nürnberg 2015.
- Scholz 2012.** Scholz, Y.: Renewable energy based electricity supply at low costs – Development of the REMix model and application for Europe. Von der Fakultät für Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart. Stuttgart 2012.
- Schönfelder et al. 2011.** Schönfelder M., Jochem, P.; Fichtner, W.: Energiesystemmodelle zur Szenarienbildung – Potenziale und Grenzen. In: *Wietschel et al. 2011*. Seiten: 25-40.
- Schreiber 2012.** Schreiber, M.: Bewertungskriterien einer optimierten Energieversorgung regionaler Verbünde mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (2012). Seiten: 257-265.
- Sensfuß et al. 2008a.** Sensfuß, F.; Genoese, M.; Ragwitz, M.; Möst, D.: Agent-based simulation of electricity markets – A literature review. In: *Energy Studies Review* (2008), Vol. 15-2. Pages: 19-47.
- Sensfuß et al. 2008b.** Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M.: The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (2008). Pages: 3086-3094.
- Snyder 1984.** Snyder, R. D.; Linear Programming with Special Ordered Sets. In: *The Journal of the Operational Research Society* (1984), Vol. 35, No. 1. Pages: 69-74.
- Stang 2016.** Stang, I.: Simulation hoch aufgelöster Einspeiseprofile für Windkraftanlagen auf Basis regionaler Wetterdaten. Bachelorarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 07. November 2016.
- Starr et al. 2012.** Starr, K.; Gabarrell, X.; Villalba, G.; Talens, L.; Lombardi, L.; Life cycle assessment of biogas upgrading technologies. In: *Waste Management* 32 (2012), Pages: 991-999.

- Steurer et al. 2015.** Steurer, M.; Miller, M.; Fahl, U.; Hufendiek, K.: Enabling demand side integration – assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system. In: Smarter Europe, E-world energy & water 2015, Proceedings. Stuttgart 2015.
- Steurer 2017.** Steurer, M.: Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Bei der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) vorgelegte Abhandlung. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2017.
- Strbac and Aunedi 2016.** Strbac, G.; Aunedi, M.: Whole-system cost of variable renewables in future GB electricity system. Imperial College London. Joint industry project with RWE Innogy, Renewable Energy Systems and ScottishPower Renewables. London 2016.
- Su et al. 2015.** Su, Z.; Egging, R.; Huppmann, D.; Tomasgard, Asgeir: A Multi-Stage Multi-Horizon Equilibrium Model of Multi-Fuel Energy Markets. CenSES (Centre of Sustainable Energy Studies) working paper. Trondheim, February 2015.
- Suhl and Millouli 2013.** Suhl, L.; Millouli, T.: Optimierungssysteme – Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen. 3., korrigierte und aktualisierte Auflage. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg 2013.
- Sun 2013.** Sun, N.: Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkseinsatzplanung und –investitionen. Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Stuttgart 2013.
- Sun et al. 2013.** Sun, N.; Brand, H.; Remppis, S.; Brunner, M.: Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Gefördert durch: Zentrum für Energieforschung Stuttgart. Stuttgart 2013.
- Sun et al. 2008.** Sun, N.; Ellersdorfer, I.; Swider, D. J.: Model-Based Long-Term Electricity Generation System Planning under Uncertainty. In: Third International Conference on Electricity Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Pages: 1298-1304.
- Strupeit and Neij 2017.** Strupeit, L.; Neij, L.: Cost dynamics in the deployment of photovoltaics: Insights from the German market for building-sited systems. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 69 (2017). Pages: 948–960.
- Swider et al. 2007.** Swider, D. J.; Weber, C.: The costs of wind’s intermittency in Germany: application of a stochastic electricity market model. In: European Transactions on Electrical Power 17 (2007), Pages: 151-172.

- Szarka et al. 2013.** Szarka, N.; Scholwin, F.; Trommler, M.; Jacobi, H. F.; Eichhorn, M.; Ortwein, A.; Thrän, D.: A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply. In: *Energy* 61 (2013). Pages: 18-26.
- Tafarte et al. 2015.** Tafarte P., Das, S.; Eichhorn, M.; Dotzauer, M.; Thrän, D.: The Potential of Flexible Power Generation from Biomass: A Case Study for a German Region. In: Thrän, D. (Editor): *Smart Bioenergy – Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems*. Springer International Publishing Switzerland 2015.
- Tesfatsion 2002.** Tesfatsion, L.: Agent-Based Computational Economics: Growing Economies from the Bottom Up. In: *Artificial Life* 8 (2002). Pages: 55-82.
- Teufel et al. 2013.** Teufel, F.; Miller, M.; Genoese, M.; Fichtner, W.: Review of System Dynamics models for electricity market simulations. Working Paper Series in Production and Energy, No. 2. Karlsruhe Institute of Technology. Karlsruhe 2013.
- Thrän et al. 2014.** Thrän, D.; Billig, E.; Persson, T.; Svensson, M.; Daniel-Gromke, J.; Ponitka, J.; Seiffert, M.; Baldwin, J.; Kranzl, L.; Schipfer, F.; Matzenberger, J.; Devriendt, N.; Dumont, M.; Dahl, J.; Bochmann, G.: Biomethane – status and factors affecting market development and trade. A joint study by IEA Bioenergy Task 40 and Task 37. September 2014.
- Thrän et al. 2015.** Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J.; Millinger, M.; Wolf, V.; Banse, M.; Schaldach, R.; Schüngel, J.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Hünecke, K.; Hennenberg, K.; Wern, B.; Baur, F.; Fritsche, U.; Gress, H.-W.: Meilensteine 2030 – Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Schriftenreihe des Förderprogramms Energetische Biomassennutzung Band 18. Leipzig 2015.
- Thrän et al. 2016.** Thrän, D.; Ponitka, J.; Arendt, O.: Bioenergie-Technologien. Fokusheft Energetische Biomassennutzung. Leipzig 2016.
- Tomschi 2013.** Tomschi, U.: Flexible thermische Kraftwerke für die Energiewende. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik* (2013), Volume 130, Issue 3, Seiten: 81-86. Springer Verlag. Wien 2013.
- Trommler et al. 2016.** Trommler, M.; Dotzauer, M.; Barchmann, T.; Mattischke, S.; Brosowski, A.; Keil, A.; Grigk, U.; Lange, C.; Kretschmer, K.: RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilnetzen. Endberichte FKZ 03KB087A und 03KB087B. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmH. Leipzig 2016.

- UBA 2017a.** UBA/GEA (Umweltbundesamt/German Environment Agency), Authors: Fehrenbach, H.; Köppen, S.; Kauertz, B.; Detzel, A.; Wellenreuther, F.; Breitmayer, E.; Essel, R.; Carus, M.; Kay, S.; Wern, B.; Baur, F.; Bienge, K.; von Geibler, J.: Biomass Cascades: Increasing resource efficiency by cascading use of biomass – from theory to practice. Dessau-Roßlau, February 2017.
- UBA 2017b.** UBA (Umweltbundesamt), Autoren: Memmler, M.; Lauf, T.; Wolf, K.; Schneider, S.: Climate Change 23/2017, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Dessau-Roßlau, Oktober 2017.
- UBA 2017c.** UBA (Umweltbundesamt), Redaktion: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); Umweltbundesamt (UBA), Fachgebiet I 2.5.: Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2016. Dessau-Roßlau, Februar 2017.
- UBA 2017d.** UBA (Umweltbundesamt), Redaktion: Fachgebiet I 2.6 Emissionssituation, Strogies, M.; Gniffke, P.: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2015. Umweltbundesamt - UNFCCC-Submission. Dessau-Roßlau, April 2017.
- UBA 2018.** UBA (Umweltbundesamt), Autoren: Icha, P.; Kuhs, G.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2017. Aktualisierung auf Basis von Climate Change 15/2017. Dessau-Roßlau 2018.
- UCTE 2004.** UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity): Continental Europe Operation Handbook – Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance, v1.9 (draft 16.06.2004, update after consultation period).
- UCTE 2009.** UCTE (Union for the Coordination of the Transmission of Electricity): Continental Europe Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control – Final Version (approved by SC on 19. March 2009).
- Ueckerdt et al. 2013.** Ueckerdt, F.; Hirth, L.; Luderer, G.; Edenhofer, O.: System LCOE: What are the costs of variable renewables? In: Energy 63 (2013), Pages: 61-75.
- UN COP 21 2015.** United Nations: Framework Convention on Climate Change, Conference of the Parties. Document: FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1. Twenty-first session. Paris, December 2015.
- ÜNB 2013.** Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, Stand 30.09.2013.
- ÜNB 2014.** Übertragungsnetzbetreiber: Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 4. November 2014.

-
- ÜNB 2015a.** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 30. Oktober 2015.
- ÜNB 2015b.** Übertragungsnetzbetreiber: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand April 2015.
- ÜNB 2017a.** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 31. Januar 2017.
- ÜNB 2017b.** Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Kostenschätzungen, Ergänzende Tabelle zu Kapitel 4.2, online verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/kostenschaetzungen-zu-kapitel-42-1>. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 31. Januar 2017.
- ÜNB 2017c.** Übertragungsnetzbetreiber: Offshore-Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 2. Mai 2017.
- ÜNB 2017d.** Übertragungsnetzbetreiber: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020. Berlin/Dortmund/Bayreuth/Stuttgart, Stand 31.10.2017.
- Urban et al. 2009a.** Urban, W.; Lohmann, H.; Girod, K.: Biogaseinspeisung – Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank, Band 4: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Version 4.17 vom 29. 06. 2009.
- Urban et al. 2010.** Urban, W.; Klinkert, V.; Bothendorf, E.; Berger, E.; Meyer-Prescher, B.: Gasnetze der Zukunft, Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Leipzig, Braunschweig, Oberhausen 2010.
- Van den Bergh and Delaure 2015.** Van den Bergh, K.; Delaure, E.: Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs. TME Working Paper- Energy and Environment. Last update: March 2015. Leuven 2015.
- Ventosa et al. 2005.** Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M.: Electricity market modelling trends. In: Energy Policy 33 (2005). Pages: 897-913.
- VDI 2013.** VDI (Verein Deutscher Ingenieure e.V.): Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland: Stand, Tendenzen, Schlussfolgerungen. Düsseldorf 2013.

- VDI 3633.** Richtlinie VDI (Verein Deutscher Ingenieure e.V.) 3633 Blatt 1, Stand 2014-12. Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen – Grundlagen. Düsseldorf 2014.
- VDI 4661.** Richtlinie VDI (Verein Deutscher Ingenieure e.V.) 466, Stand 2014-08. Energiegrößen: Grundlagen – Methodik. Düsseldorf 2014.
- VDI 6025.** Richtlinie VDI (Verein Deutscher Ingenieure e.V.) 6025, Stand 2014-05. Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Düsseldorf 2014.
- VGB 2015.** VGB PowerTech e.V.: Levelized Cost of Electricity Issue 2015. VGB-B-031. Essen 2015.
- Voß 1982.** Voß, A.: Nutzen und Grenzen von Energiemodellen – einige grundsätzliche Überlegungen. In: Systemanalyse Band 3, Heft 3 (1982), Seiten 111-117.
- Voß 2013.** Voß, A.: Systemtechnische Planungsmethoden in der Energiewirtschaft. Skript zur Vorlesung, Sommersemester 2013. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Stuttgart 2013.
- Voß und Fleischer 2016.** Voß, A.; Fleischer, B.: System costs of low-carbon electricity system – A German case study emphasising the effects on transport and distribution grids. In: Dealing with System Costs in Decarbonising Electricity Systems, OECD NEA Workshop, Paris, 22. September 2016.
- Walter et al. 2009.** Epple, B.; Leithner, R.; Linzer, W.; Walter, H. (Hrsg.): Simulation von Kraftwerken und wärmetechnischen Anlagen. Springer. Wien, New York 2009.
- Weicker 2015.** Weicker, K.: Evolutionäre Algorithmen, 3. überarbeitete und erweiterte Auflage. Springer Vieweg. Wiesbaden 2015.
- Weigert et al. 2011.** Weigert, G.; März, L.; Krug, W.; Rose, O.: Simulation und Optimierung in Produktion und Logistik, praxisorientierter Leitfaden mit Fallbeispielen. Berlin Heidelberg: Springer Verlag; 2011.
- Wellinger et al. 2013.** Wellinger, A.; Murphy, J.; Baxter, D.: The Biogas Handbook – Science, Production and Applications, 1st Edition. Woodhead Publishing in Energy. Switzerland/Ireland/Netherlands 2013.
- Werners 2013.** Werners, B.: Grundlagen des Operations Research mit Aufgaben und Lösungen, 3., überarbeitete Auflage; Berlin Heidelberg: Springer Verlag; 2013.
- Wessling et al. 2012.** Wessling, M.; Scholz, M.; Melin, T.; Transforming biogas into biomethane using membrane technology. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 17(2013), Pages: 199–212.

- Wietschel et al. 2011.** Dieckhoff, C., Fichtner, W., Grunwald, A.; Nast, M.; Nierling, L.; Renn, O.; Voß, A.; Wietschel, M. (Hrsg.): Energieszenarien: Konstruktion, Bewertung und Wirkung – „Anbieter“ und „Nachfrager“ im Dialog. KIT Scientific Publishing. Karlsruhe 2011.
- Williams 2013.** Williams, H.P.: Model Building in Mathematical Programming, Fifth Edition. London School of Economics, UK. John Wiley & Sons Ltd.. 2013.
- Wissel et al. 2008.** Wissel, S.; Rath-Nagel, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.; Stromerzeugungskosten im Vergleich. Arbeitsbericht des Institutes für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart. Februar 2008.
- Wittmann und Bruckner 2007.** Wittmann, T.; Bruckner, T.: Agentenbasierte Modellierung urbaner Energiesysteme. In: Wirtschaftsinformatik 49 (2007). Seiten: 352-360.
- Wunsch et al. 2013.** Wunsch, M.; Klotz, E.-M.; Koepp, M.; Steudle, G.: Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem, Endbericht. Prognos AG. Basel 2013.
- Young et al. 2014.** Young, D.; Blandford, G. J.; Merrick, J. H.: A Clean Energy Standard Analysis with the US-Regen Model. In: The EnergyJournal, Vol. 35, Special Issue 1. Pages: 135-164.
- ZEP 2011a.** European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zero Emissions Platform): The Costs of CO₂ Capture, Post-demonstration CCS in the EU. Brusseles 2011.
- ZEP 2011b.** European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zero Emissions Platform): The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CCS in the EU. Brusseles 2011.
- ZEP 2011c.** European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zero Emissions Platform): The Costs of CO₂ Transport, Post-demonstration CCS in the EU. Brusseles 2011.
- ZEP 2012.** European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Zero Emissions Platform): Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS). Brusseles 2012.
- Zimmermann 2008.** Zimmermann, H.-J.; Operations Research: Methoden und Modelle. Für Wirtschaftsingenieure, Betriebswirte und Informatiker, 2., aktualisierte Auflage. Vieweg & Sohn Verlag. Wiesbaden 2008.
- Zürn et al. 2005.** Zürn, M.; Ellersdorfer, I.; Fahl, U.: Modellierung von technischem Fortschritt in NEWAGE-W. In: Ellersdorfer und Fahl 2004. Seiten: 221-236. Bonn 2004.

Anhang A – Modellparameter

A1 Berücksichtigte Technologien

Im folgenden Kapitel werden die in der vergleichenden Systemanalyse berücksichtigten Technologien kurz beschrieben und die zur technologischen und ökonomischen Simulation verwendeten Parameter erläutert.

A1.1 Bioenergieanlagen

Tabelle A-1: Übersicht Kennzahlen und spezifische Erträge für betrachtete Biogassubstrate. Abkürzungen: TM: Trockenmasse; FM: Frischmasse; t: Tonne; m³: Kubikmeter; GPS: Ganzpflanzensilage; Vol.-%: Volumenprozent;

Substrat	TM [% i. d. FM]	Biogasertrag ^a [m ³ (t FM) ⁻¹]	Methananteil ^a [Vol.-%]	Methanertrag [m ³ (t FM) ⁻¹]
Maissilage	35	216,1	52	112,4
Grassilage	35	189,0	53	100,1
GPS	35	206,1	53	109,2
Rindergülle	10	30,4	55	16,7

^a nach *KTBL 2013*

Tabelle A-2: Kenngrößen von Biogas-BHKW

Biogasklasse	Inv. Kosten	Fixe Kosten	Var. Kosten	Elektrischer
Auslastungsfaktor LB - UB	[€ kW _{el} ⁻¹]	[€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	[€ MWh _{el} ⁻¹]	Wirkungsgrad
Biogas 75 BHKW				
1,0 – 1,1	2.080	182	19,0	0,38
1,1 – 2,5	1.870	128	12,0	0,40
2,5 – 5,0	1.700	99	8,8	0,40
Biogas 250 BHKW				
1,0 – 1,1	1.770	107	8,9	0,40
1,1 – 2,5	1.740	72	8,5	0,41
2,5 – 5,0	1.670	54	8,1	0,42
Biogas 500 BHKW				
1,0 – 1,1	1.730	79	8,4	0,42
1,1 – 2,5	1.720	53	8,0	0,44
2,5 – 5,0	1.440	48	7,5	0,45
Biogas 1000 BHKW				
1,0 – 1,1	1.780	58	8,2	0,43
1,1 – 2,5	1.410	47	7,4	0,44
2,5 – 5,0	1.280	42	6,9	0,45
Biogas 2000 BHKW				
1,0 – 1,1	1.450	49	7,6	0,44
1,1 – 2,5	1.260	41	6,8	0,45
2,5 – 5,0	1.060	36	6,3	0,46

angelehnt an ASUE 2015, Modulkosten inkl. Installation und Einbindung. Ergänzt um eigene Annahmen.

Tabelle A-3: Kenngrößen von Bioenergieanlagen

	Inv. Kosten [€ kW _{el} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{el} ⁻¹]	Elektrischer Wirkungsgrad
Biomethan BHKW ^a	2.000	40	7,7	0,48
Holz HKW groß ^b	3.300	53	8,4	0,33
Holz HKW groß ^b CCS ^{c,d}	4.250	70	10,8	0,25
Holz HKW klein ^b	3.800	66	9,5	0,28
Holz HKW klein ^b CCS ^{c,d}	4.750	85	11,9	0,23

^a angelehnt an *ASUE 2015*, Modulkosten inkl. Installation. Ergänzt um eigene Annahmen.

^b angelehnt an *Elsner und Weidner 2016* und *Thrän et al. 2016*

^c angelehnt an *ZEP 2012* und *ZEP 2011c*

^d angelehnt an *Koornneef et al. 2012*

A1.2 Dargebotsabhängige erneuerbare Energien

Tabelle A-4: Kenngrößen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

	Inv. Kosten [€ kW _{el} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	ÜN Kosten ^a [€ kW _{el} ⁻¹]	VN Kosten ^b [€ kW _{el} ⁻¹]	VLH [h/a]
Windkraft onshore ^c	1.400	50	415	280	2.000
Windkraft offshore ^c	2.850	120	1.915	-	4.000
Photovoltaik ^c	1.150	22	-	280	1.000

^a Spezifische Integrationskosten für den Ausbau von Übertragungsnetzen inkl. Offshore-Netzanbindung, abgeleitet aus *ÜNB 2017a*, *ÜNB 2017c*

^b Spezifische Integrationskosten für den Ausbau von Verteilnetzen: abgeleitet aus *DENA 2012*

^c Technologiekosten und Parameter angelehnt an *IEA 2016* und *EC 2014*, Lernraten nach eigenen Annahmen angepasst

A1.3 Konventionelle Kraftwerke

Tabelle A-5: Kenngrößen konventioneller Großkraftwerke

	Inv. Kosten [€ kW _{el} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{el} ⁻¹]	Wirkungsgrad elektrisch
Steinkohle ^a	1.700	28	2	0,47
Steinkohle CCS ^{a,b}	2.630	43	4	0,39
Erdgas GuD ^a	780	22	1,5	0,61
Erdgas GuD CCS ^{a,b}	1.400	37	3	0,54
Erdgas GT ^a	400	15	1,5	0,41
Braunkohle ^a	1.600	30	2	0,46
Braunkohle CCS ^{a,b}	2.530	46	4,5	0,38
Kernkraftwerk ^a	3.900	5	50	0,37
Kernkraftwerk LZV ^c	600	5	50	0,36

^a Technologiekosten und Parameter angelehnt an *IEA 2016, EC 2014* und *Sauer und Görner 2016*

^b Kosten für CCS angelehnt an *ZEP 2011a*

^c Kosten für den langfristigen Einsatz von Kernkraftwerken angelehnt an *NEA 2012*

Tabelle A-6: Kenngrößen konventioneller KWK-Anlagen

	Inv. Kosten [€ kW _{el} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{el} ⁻¹]	Wirkungsgrad elektrisch
Steinkohle KWK mittel	1.900	30	2,2	0,43
Steinkohle KWK klein	2.100	34	2,4	0,39
Erdgas GuD KWK mittel	1.100	24	1,6	0,52
Erdgas GuD KWK klein	1.200	26	1,8	0,50
Erdgas BHKW	2.000	40	7,7	0,48
Braunkohle KWK mittel	1.800	32	2,2	0,42

Tabelle A-7: Kenngrößen von Wärmeerzeugungstechnologien

	Inv. Kosten [€ kW _{th} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{th} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{th} ⁻¹]	Thermischer Wirkungsgrad
Power-to-Heat				
Gr. Klasse 1	115	1,4	-	0,95
Gr. Klasse 2	100	1,3	-	0,95
Gr. Klasse 3	85	0,9	-	0,95
Gr. Klasse 4	75	0,5	-	0,95
Gas HW	92	2,6	0,2	0,90

A1.4 Speicher

Tabelle A-8: Kenngrößen von elektrischen Speichertechnologien

	Inv. Kosten [€ kW _{el} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{el} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{el} ⁻¹]	Speicher- Wirkungsgrad
Klasse 1 (E2P = 2)	714	10	2,5	0,8
Klasse 2 (E2P = 7)	1.059	10	2,5	0,8
Klasse 3 (E2P = 500)	9.219	10	2,5	0,8

E2P: Energie-zu-Leistung-Verhältnis (engl.: energy-to-power)

Annahmen zu generischen Speicherklassen basieren auf den Szenariorechnungen aus *Bothor et al. 2015*

Tabelle A-9: Kenngrößen von thermischen Speichertechnologien

	Inv. Kosten [€ kW _{th} ⁻¹]	Fixe Kosten [€ kW _{th} ⁻¹ a ⁻¹]	Var. Kosten [€ MWh _{th} ⁻¹]	Speicher- Wirkungsgrad
Gr. Klasse 1	100	0,65	-	0,95
Gr. Klasse 2	75	0,60	-	0,96
Gr. Klasse 3	60	0,50	-	0,97
Gr. Klasse 4	45	0,30	-	0,97

A2 Brennstoffkosten für Biomasse

A2.1 Gasgestehungskosten für Rohbiogas

Die Investitionsbeträge werden in Beträge für bauliche Anlagen, technische Anlagen, Planung und Genehmigung sowie für Grundstück- und Erschließung unterteilt. Bauliche Anlagen umfassen alle Gärbehälter (Fermenter und ggf. Nachgärbehälter) inkl. Gasdichter Abdeckung, Behälter zur Gärrestlagerung inkl. Gasdichter Abdeckung, Vorgrube sowie die Einhausung für Pumpen und Peripherie. Technische Anlagen sind der Feststoffeintrag, Rührtechnik, Mobiltechnik für Substrate sowie Pumpen. Aufwendungen für Anlagenplanung und -genehmigung werden nach *FNR 2013* pauschal mit 10 % der Investitionssumme für die Anlage (inkl. Grundstück) berechnet. Ausgaben für das Grundstück beinhalten Flächenpreise von $10 \text{ €}_{2015} (\text{m}^2)^{-1}$ sowie Ausgaben für die Erschließung des Grundstücks in Höhe von 5 % der Investitionssumme (*FNR 2013*). Dem Grundstück wird nach Ablauf der Anlagennutzung ein Restwert zugeordnet. Dabei wird eine jährliche Preissteigerung von 1 % auf Flächenpreise angenommen. Die für den Rückbau der baulichen Anlagen anfallenden Beträge nach Ablauf der Nutzungsdauer werden mit 5 – 10 % der Rohbaukosten berücksichtigt.

Die Beträge für Ausgaben aus Betrieb und Wartung werden nach *KTBL 2013* bestimmt und den baulichen und technischen Anlagen zugeordnet. Dazu kommen Aufwendungen für Personal in Höhe von $17,5 \text{ €}_{2015} \text{ AKh}^{-1}$ (*KTBL 2013*) und Ausgaben für Versicherungen in Höhe von 0,5 % der Investitionssumme (*Hahn et al. 2014*). Laboranalysen werden mit einem Pauschalwert von $400 \text{ €}_{2015} \text{ a}^{-1}$ für jede Referenzanlage berücksichtigt. Dies entspricht ca. zwei Laboranalysen pro Jahr. Aufwendungen für Umweltgutachten fallen gemäß § 27b *EEG 2012* für die Leistungsklasse BGA 75 nicht an. Für die Leistungsklassen BGA 250, BGA 500, BGA 1000 und BGA 2000 wurden die Aufwendungen für Umweltgutachten nach *Hahn et al. 2014* geschätzt.

Die Substratkosten werden angelehnt an *KTBL 2013*, *FNR 2013*, *Härdtlein et al. 2013* und *Hahn et al. 2014* bestimmt und entsprechend der Anlagengröße an die notwendige Transportentfernung angepasst. Für die Leistungsklasse BGA 75 fallen keine Transportkosten für Gülle an. Es wird angenommen, dass kleine Gülleanlagen nur an Standorten mit ausreichendem Gülleangebot wirtschaftlich betrieben werden können. Für die Leistungsklassen BGA 250 und BGA 500 wird ein Güllepreis von $2 \text{ €}_{2015} \text{ t}^{-1} \text{ FM}$ angenommen und die Transportkosten für Gülle aus umliegenden Standorten berücksichtigt. Der Gülleanteil der Leistungsklasse BGA 1000 ist sehr gering. Demnach wird angenommen, dass dieser Bedarf ohne Zukauf mit der am Anlagenstandort anfallenden Gülle gedeckt werden kann. Die Beträge für die Substrate Maissilage, Grassilage und GPS frei Fermenter sind über alle Leistungsklassen konstant, da

angenommen wird, dass sich Skaleneffekte größerer Produktions- und Lagereinheiten und die mit der Anlagengröße zunehmenden Transportdistanzen relativieren.

In Abbildung A-1 sind die diskontierten durchschnittlichen Gasgestehungskosten für die betrachteten Leistungsklassen der Rohbiogaserzeugung dargestellt. Diese entsprechen den Produktionskosten für 1 MWh_{HS} Rohbiogas. Diese liegen für die kleinste Leistungsklasse BGA 75 bei 84,1 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹. Den größten Anteil haben dabei die kapitalgebundenen Kosten für bauliche und technische Anlagen mit ca. 48 %, gefolgt von Substratkosten mit ca. 29 % und einem Anteil von ca. 23 % für Betriebs- und Wartungskosten. Für die Leistungsklasse BGA 250 liegen die Produktionskosten für Rohbiogas bei 66,3 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹. Die Substratkosten haben dabei den Größten Anteil mit ca. 55 %. Der Anteil der kapitalgebundenen Kosten liegt bei ca. 28 %, gefolgt von Betriebs- und Wartungskosten mit ca. 17 %. Die Produktionskosten bei der Leistungsklasse BGA 500 sinken weiter auf 62,2 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹, mit Anteilen von ca. 61 % Substratkosten, ca. 23 % kapitalgebundenen Kosten und ca. 16 % Betriebs- und Wartungskosten. Die Leistungsklasse BGA 1000 hat Produktionskosten für Rohbiogas von ca. 61,2 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹. Davon sind ca. 63 % Substratkosten, ca. 22 % kapitalgebundene Kosten und ca. 14 % Kosten für Betrieb und Wartung. Die niedrigsten Produktionskosten der Referenzanlagen mit 57,5 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹ hat die größte Leistungsklasse BGA 2000. Diese setzen sich aus ca. 68 % Substratkosten, ca. 19 % kapitalgebundenen Kosten und ca. 13 % Betriebs- und Wartungskosten zusammen. Der hohe Anteil kapitalgebundener Kosten bei der Anlagenklasse BGA 75 ist auf den hohen Anteil Gülle zurückzuführen, da Gülle einen im Vergleich zu anderen Biogassubstraten einen sehr niedrigen spezifischen Rohbiogasertrag hat und somit zu einem vergleichsweise hohen Fermenter- und Gärrestlagervolumen bei niedrigeren Erträgen führt. Die Kostenentwicklung der kapitalgebundenen Kosten über die Leistungsklassen BGA 250, BGA 500, BGA 1000 und BGA 2000 ist vor allem auf Skaleneffekte in baulichen und technischen Anlagen zurückzuführen. Die Zunahme der Substratkosten über die Leistungsklassen ist mit dem steigenden Anteil an Mais im Substratmix zu begründen.

Um die Robustheit der Ergebnisse gegenüber Unsicherheiten in den Annahmen der Kostenberechnung für Gasgestehungskosten von Rohbiogas zu analysieren wird eine Sensitivitätsanalyse mit Hilfe von Parametervariationen durchgeführt. Hierfür werden die Kostenparameter Investitionsausgaben, Betriebsausgaben (ohne Substrate) und Ausgaben für Substrate prozentual verändert und der Einfluss der Parameteränderung auf den Referenzwert untersucht. Zudem wird eine Variation des Diskontierungsfaktors durchgeführt um Unsicherheiten hinsichtlich des angenommenen kalkulatorischen Zinssatzes zu untersuchen. Bei der Leistungsklasse BGA 75 haben die Beträge für kapitalgebundene Kosten den größten Einfluss auf den Referenzwert von 84,1 €₂₀₁₅ MWh_{HS}⁻¹. Die Gasgestehungskosten der Leistungsklassen BGA 250, BGA 500 und BGA 1000 zeigt die Variation der Substratkosten die höchste Sensitivität, zunehmend mit der Anlagengröße. Der Einfluss variierender kapitalgebundener Kosten

und variierender Betriebskosten sinkt mit zunehmender Anlagengröße. Die Variation des Diskontierungsfaktors hat in allen Leistungsklassen einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Gasgestehungskosten.

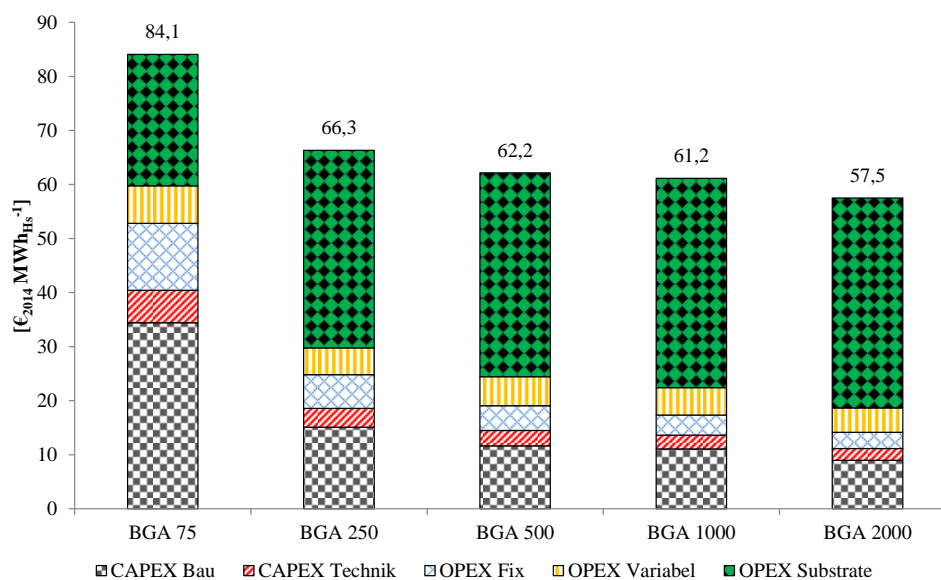


Abbildung A-1: Kostenstruktur der Gasgestehungskosten für die Rohbiogaserzeugung der untersuchten Referenzanlagen. Abkürzungen: CAPEX: Investitionsausgaben (engl. *capital expenditures*); OPEX: Betriebsausgaben (engl. *operational expenditures*); BGA: Biogasanlage.

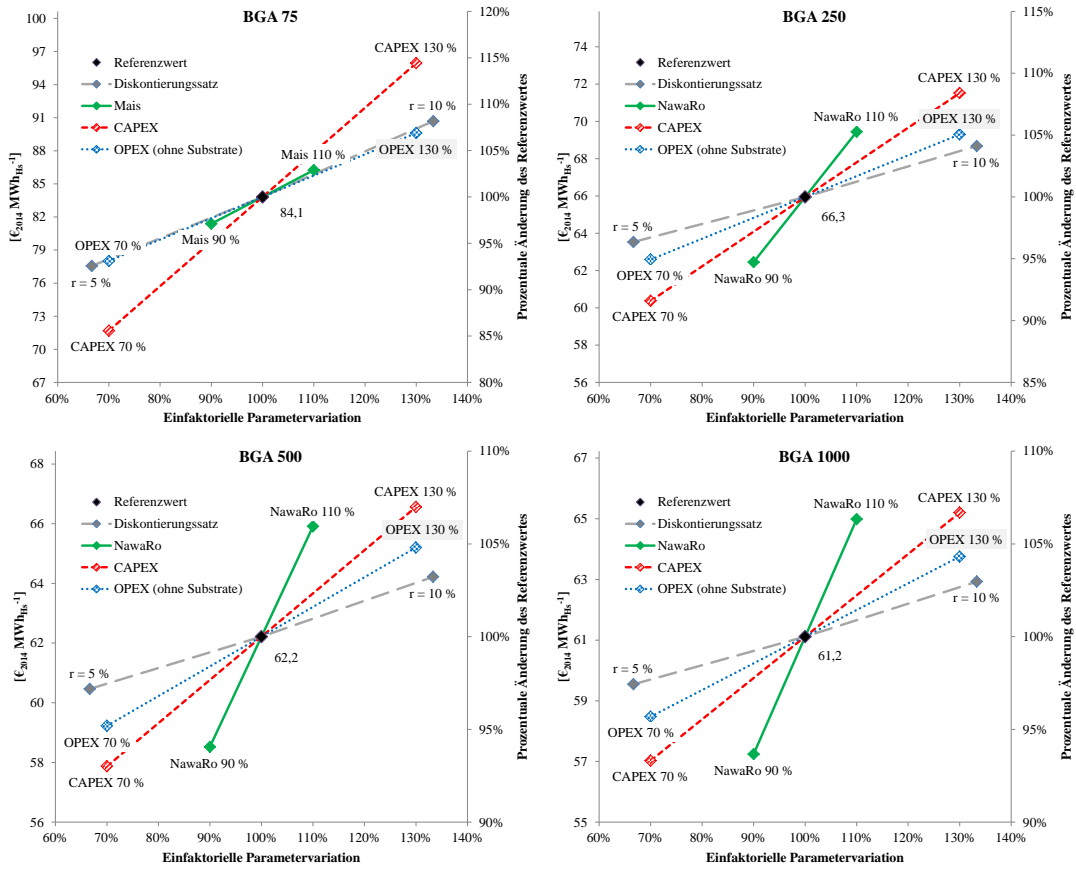


Abbildung A-2: Prozentuale Änderung der Gasgestehungskosten für Rohbiogas bei einfaktorieller Variation ausgewählter Kostenparameter für die vier Leistungsklassen der Referenzanlagen.

Tabelle A-10: Gasgestehungskosten und Beträge für Zahlungsströme der Rohbiogaserzeugung für die untersuchten Referenzanlagen.

	Einheit	BGA 75	BGA 250	BGA 500	BGA 1000	BGA 2000
Investitionen:						
Bauliche Anlagen ^a	k€ ₂₀₁₅	378,6	580,4	819,3	1.664,2	2.548,6
Technische Anlagen ^a	k€ ₂₀₁₅	51,5	112,0	174,2	324,3	529,7
Planung ^b	k€ ₂₀₁₅	50,8	85,3	128,3	246,9	380,7
Grundstück ^b	k€ ₂₀₁₅	64,0	129,2	229,4	363,9	537,8
Rückbau	k€ ₂₀₁₅	17,7	56,8	104,9	202,8	308,6
Restwert	k€ ₂₀₁₅	25,6	73,2	158,6	201,3	280,6
Betrieb und Wartung:						
Bauliche Anlagen ^a	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	8,0	21,5	43,4	82,6	136,8
Technische Anlagen ^a	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	5,9	10,2	17,2	33,7	53,7
Personal ^a	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	6,1	11,4	14,0	19,3	29,8
Versicherung ^d	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	2,5	4,1	6,1	11,8	18,1
Laboranalysen ^b	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Umweltgutachten ^d	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	-	1,0	1,5	2,0	2,0
Substrate:						
Maissilage ^{a, b, c, d}	€ ₂₀₁₅ t ⁻¹ FM	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Grassilage ^{a, b, c}	€ ₂₀₁₅ t ⁻¹ FM	-	34,0	34,0	34,0	34,0
GPS ^{a, b, c, d}	€ ₂₀₁₅ t ⁻¹ FM	-	35,0	35,0	35,0	35,0
Rindergülle ^{a, b, c, d}	€ ₂₀₁₅ t ⁻¹ FM	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0
Gasgestehungskosten	€₂₀₁₄ MWh_{HS}⁻¹	84,1	66,3	62,2	61,2	57,5

^a nach *KTBL 2013*; ^b nach *FNR 2013*; ^c nach *Härdtlein et al. 2013*; ^d nach *Hahn et al. 2014*

A2.2 Gasgestehungskosten für Biomethan

Die Parameter der Rohbiogasproduktion für die Referenzanlagen DWW 500 und DWW 900 entsprechen den Leistungsklassen BGA 1000 und BGA 2000 der Referenzanlagen für konventionelle Biogasanlagen. Bei der DWW 1800 wird angenommen, dass die Rohgasproduktion in zwei Biogasanlagen der Leistungsklasse BGA 2000 stattfindet. Der für die Prozessführung notwendige Eigenstrom wird nach *Bauer et al. 2013a* mit $0,3 - 0,23 \text{ kWh}_{\text{el}} (\text{m}_\text{N}^3 (\text{RB}))^{-1}$ angenommen. Die Beträge der angenommenen Zahlungsströme für die Berechnung der Gasgestehungskosten von Biomethan sind in Tabelle A-11 aufgelistet.

Die Investitionsbeträge zur Aufbereitung von Rohbiogas umfassen Beträge für Verfahrenstechnik zur Kohlendioxid-Abtrennung, Abgasmachbehandlung, Niederdruck-gasleitungen für den Gastransport zum Erdgasnetz (inkl. Tiefbau und Einbindung), Verdichter, Messtechnik, Konditionierung und Odorierung. Wartungs- und Instandhaltungskosten werden nach *Urban et al. 2009* veranschlagt. Ausgaben für Betrieb werden nach *Bauer et al. 2013a* und *Urban et al. 2009* hergeleitet und umfassen Beträge für Betriebsmittel und Personal.

Abbildung A-3 zeigt die diskontierten durchschnittlichen Gasgestehungskosten der betrachteten Referenzanlagen für die Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan. Diese enthalten die für die Erzeugung von $1 \text{ MWh}_{\text{HS}}$ Biomethan anfallenden Produktionskosten. Die Produktionskosten liegen zwischen $98,6 \text{ €}_{2015} \text{ MWh}_{\text{HS}}^{-1}$ für die kleinste Leistungsklasse DWW 500, $86,1 \text{ €}_{2015} \text{ MWh}_{\text{HS}}^{-1}$ für die mittlere Leistungsklasse DWW 900 und $79,7 \text{ €}_{2015} \text{ MWh}_{\text{HS}}^{-1}$ für die größte Leistungsklasse DWW 1800.

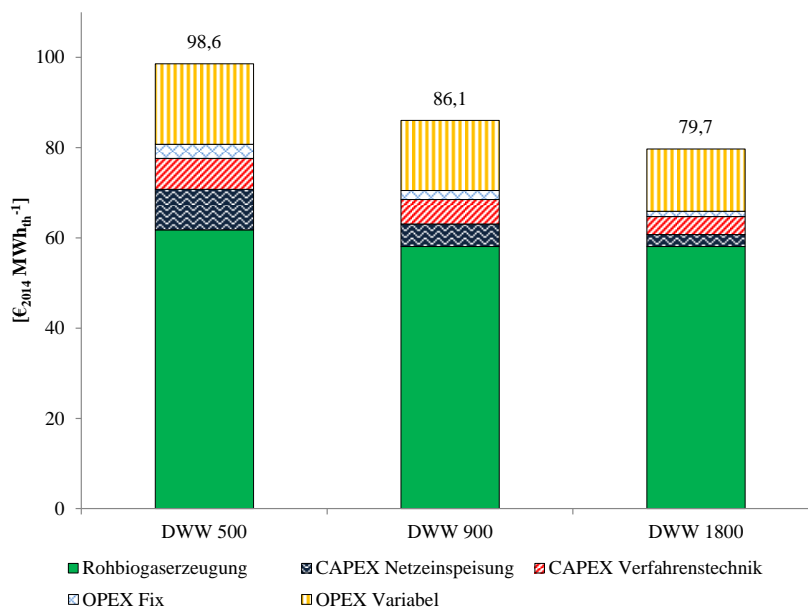


Abbildung A-3: Kostenstruktur der Gasgestehungskosten für die Biomethanherzeugung aus Rohbiogas der untersuchten Referenzanlagen. Abkürzungen: CAPEX: Investitionsausgaben (engl. *capital expenditures*); OPEX: Betriebsausgaben (engl. *operational expenditures*); DWW: Druckwasserwäsche.

Tabelle A-11: Gasgestehungskosten und Beträge für Zahlungsströme der Aufbereitung von Rohbiogas zur Biomethan für die untersuchten Referenzanlagen Abkürzungen: DWW: Druckwasserwäsche.

	Einheit	DWW 500	DWW 900	DWW 1800
Investitionen:				
Verfahrenstechnik ^a	k€ ₂₀₁₅	1.400,0	2.070,0	3.060,0
Transport und Einspeisung ^b	k€ ₂₀₁₅	1.819,0	1.915,3	2.033,0
Betrieb und Wartung:				
Verfahrenstechnik ^c	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	35,4	42,9	48,8
Netzeinspeisung ^b	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	92,5	158,9	286,7
Personal ^c	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	7,8	7,8	7,8
Versicherung	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	16,1	19,9	25,5
Eigenstrom	k€ ₂₀₁₅ a ⁻¹	201,1	327,7	579,7
Gasgestehungskosten	€₂₀₁₅ MWh_{Hs}⁻¹	98,6	86,1	79,7

^a nach *Bauer et al. 2013a*; ^b nach *Urban et al. 2010*; ^c nach *Urban et al. 2009*

Anhang B – Sensitivitäten und Plausibilisierung

Die numerischen Ergebnisse der vorhergehenden Kapitel sollen durch Sensitivitätsrechnungen auf ihre Robustheit überprüft werden. Dazu werden zum einen die Eingangswerte Ergebnis bestimmender Parameter variiert und zum anderen der Einfluss der im Rahmen dieser Arbeit implementierten Modellerweiterungen auf das Modellergebnis untersucht. Aus den erweiterten Variationsrechnungen können neben qualitativen Aussagen zur Sensitivität der Modellergebnisse die quantitativen Ergebnisse interpretiert und technologiespezifische Systembeiträge für Bioenergietechnologien abgeleitet werden.

B1 Robustheit gegenüber Eingangsparametern

Durch die Vielzahl an Eingangsgrößen ist eine vollständige Sensitivitätsanalyse aller Parameter nicht umsetzbar. Im Folgenden werden ausgewählte Parameter einzeln variiert und die dadurch beeinflussten Ergebnisgrößen dargestellt. Da eine Analyse der Sensitivitäten für alle Szenariovariationen auf Grund der langen Rechendauer einzelner Sensitivitätsläufe ebenfalls nicht praktisch umsetzbar ist, wird als Referenz das Basisszenario 80EE-BAU-85CAP gewählt.

Potenzialgrenzen für Bioenergie

Die im Rahmen dieser Arbeit getroffenen Annahmen zu verfügbaren Biomassepotenzialen von 600 PJ/a basieren auf eigenen Annahmen und Literaturangaben. Da die gesetzten Potenziale in den Szenariorechnungen teilweise vollständig genutzt wurden, wird im folgenden Abschnitt die hypothetische Annahme endlos verfügbarer Bioenergiepotenziale untersucht. Dies ermöglicht die Interpretation der Modellergebnisse hinsichtlich der gesetzten Potenzialannahmen. In Abbildung B-1 ist der Einfluss der Sensitivitätsrechnungen ohne Potenzialbegrenzung auf die installierte Erzeugungsleistung, die Bruttostromerzeugung und die jährlichen Systemgesamtkosten dargestellt. Die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen steigt von 13,9 GW_{el} im Referenzfall auf 17,6 GW_{el} in der Sensitivitätsrechnung. Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen steigt von 66,2 TWh_{el} im Referenzfall auf 117,2 TWh_{el} in der Sensitivitätsrechnung. Die Gesamtbruttostromerzeugung reduziert sich von 566,7 TWh_{el} im Referenzfall auf 555,2 TWh_{el} in der Sensitivitätsrechnung, was aus der erhöhten Wärmebereitstellung durch Biomasse-KWK und der damit implizierten Reduktion von genutzten Power-to-Heat Anlagen resultiert. Die jährlichen Systemgesamtkosten reduzieren sich von

85,9 Mrd. €₂₀₁₅ im Referenzfall auf 84,1 Mrd. €₂₀₁₅ in der Sensitivitätsrechnung. Die Sensitivitätsrechnung ohne obere Potenzialgrenze für Bioenergieträger zeigt demnach einen signifikanten Einfluss der Obergrenze für Bioenergiepotenziale auf das Modellergebnis.

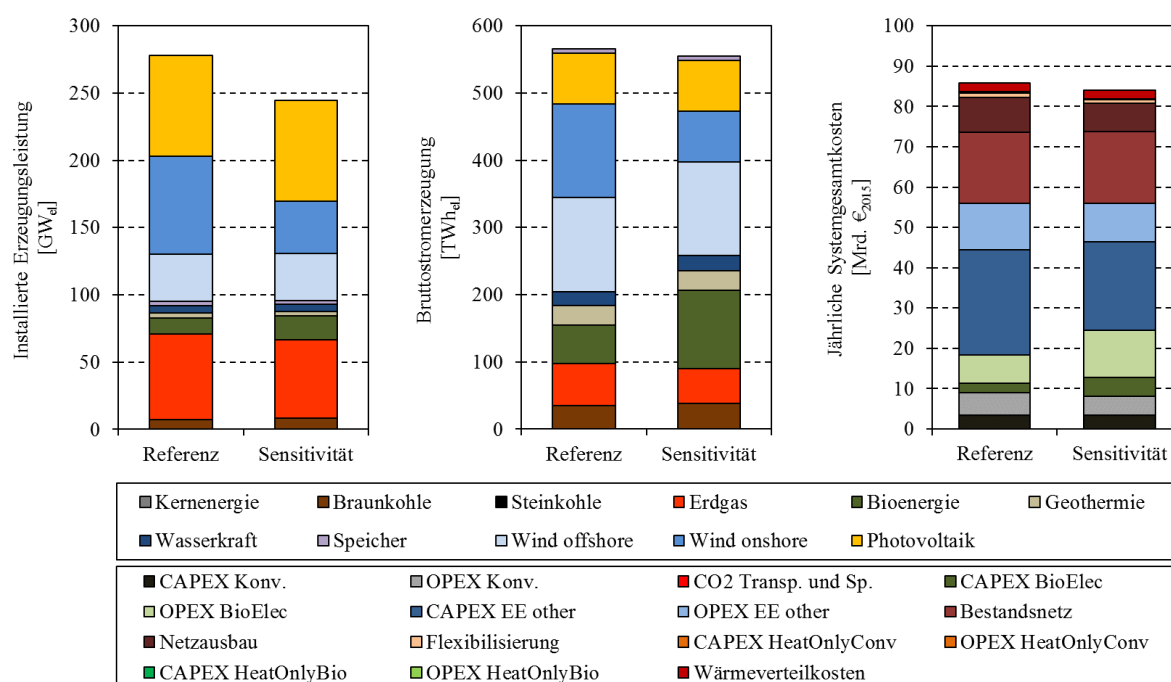


Abbildung B-1: Einfluss der Sensitivitätsrechnung „Potenziale“ ohne Potenzialbegrenzung für Bioenergieträger auf die installierte Erzeugungsleistung (links), die Bruttostromerzeugung (mittig) und die jährlichen Systemgesamtkosten (rechts) für das Szenario 80EE-BAU-85CAP.

Kostenparameter für Bioenergietechnologien

Die Annahmen zu Technologiekosten und Energieträgerpreisen für Bioenergietechnologien wurden im Rahmen der quantitativen Analyse definiert. Für Biogasanlagen wurde in der Szenarioanalyse nur die größte Klasse untersucht. Um die Robustheit der getroffenen Annahmen zu untersuchen, werden die Kostenparameter für Bioenergietechnologien und Bioenergieträger sukzessive erhöht, bis ein Fuel-Switch⁹⁹ von der Bioenergie hin zu anderen Konkurrenztechnologien identifiziert werden kann. Zudem wird im Gegensatz zur Szenarioanalyse eine Aufteilung der Potenziale in Größenklassen¹⁰⁰ untersucht. In Abbildung B-2 ist der Einfluss sukzessiv zunehmender Kosten für Bioenergietechnologien in 12,5 %-Schritten auf die jährlichen

⁹⁹ Unter einem Fuel-Switch wird meist eine durch die Änderung kraftwerksspezifischer Kosten (z. B. CO₂-Preise) hervorgerufene Verschiebung der Einsatzreihenfolge des betroffenen Kraftwerks verstanden. Im hier genannten Fall wird unter dem Fuel-Switch eine bei der vergleichenden Analyse verschiedener Technologieoptionen auf Systemebene durch die Änderung spezifischer Kostenparameter einer Technologie A hervorgerufene Verschiebung des optimalen Ergebnisses hin zu einer zuvor im Referenzfall nachteilig bewerteten Konkurrenztechnologie B verstanden.

¹⁰⁰ Die Potenzialaufteilung basiert auf einer eigenen Analyse des Anlagenbestandes im Jahr 2015.

Systemgesamtkosten ausgehend vom Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP bis hin zu einer Kostensteigerung auf 150 % und einer Kostensenkung auf 50 % der ursprünglichen Kosten dargestellt. Im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP betragen die jährlichen Systemgesamtkosten 85,9 Mrd. €₂₀₁₅. Das gesamt verfügbare Biomassepotenzial aller Bioenergieträger beträgt in allen Szenarien 600 PJ. Davon werden unter Berücksichtigung verschiedener Größenklassen für Biogasanlagen 533 PJ im Referenzszenario genutzt. Während die verfügbaren Potenziale von Holz, und den Biogasklassen BGA 2000, BGA 1000 und BGA 500 vollständig genutzt werden, liegt die genutzte Menge der Biogasklassen BGA 250 und BGA 75 bei null Prozent. Um den Fuel-Switch zum Markteintritt der Biogasklassen BGA 250 und BGA 75 zu identifizieren wird somit eine sukzessive Senkung der Kosten für Bioenergietechnologien und Bioenergieträger in 12,5 %-Schritten berechnet. Bei einer Senkung der Kostenparameter auf 87,5 % werden 92,5 % des Potenzials der Biogasklasse BGA 250 genutzt, während die Nutzung der Biogasklasse BGA 75 erst bei einer Kostenreduktion auf 62,5 % der Kosten stattfindet. Zur Ermittlung des Fuel-Switches der im Referenzszenario genutzten Biomassepotenziale wird eine sukzessive Steigerung der Kosten für Bioenergietechnologien und Bioenergieträger in 12,5 %-Schritten bis zum Marktaustritt aller Bioenergietechnologien durchgeführt. Bei einer Steigerung der Kostenparameter auf 112,5 % werden nur noch 54 % des Potenzials der Biogasklasse BGA 500 genutzt. Eine weitere Steigerung auf 125 % der Kosten hat den vollständigen Marktaustritt der Biogasklasse BGA 500 zur Folge. Bei 137,5 % der Kosten für Bioenergietechnologien und Bioenergieträger tritt die Biogasklasse BGA 1000 aus dem Markt aus, während die Potenziale für Holz und die Biogasklasse BGA 2000 noch vollständig genutzt werden. Die Nutzung dieser Bioenergieträger fällt erst bei einer Steigerung der Kostenparameter auf 150 % auf null Prozent.

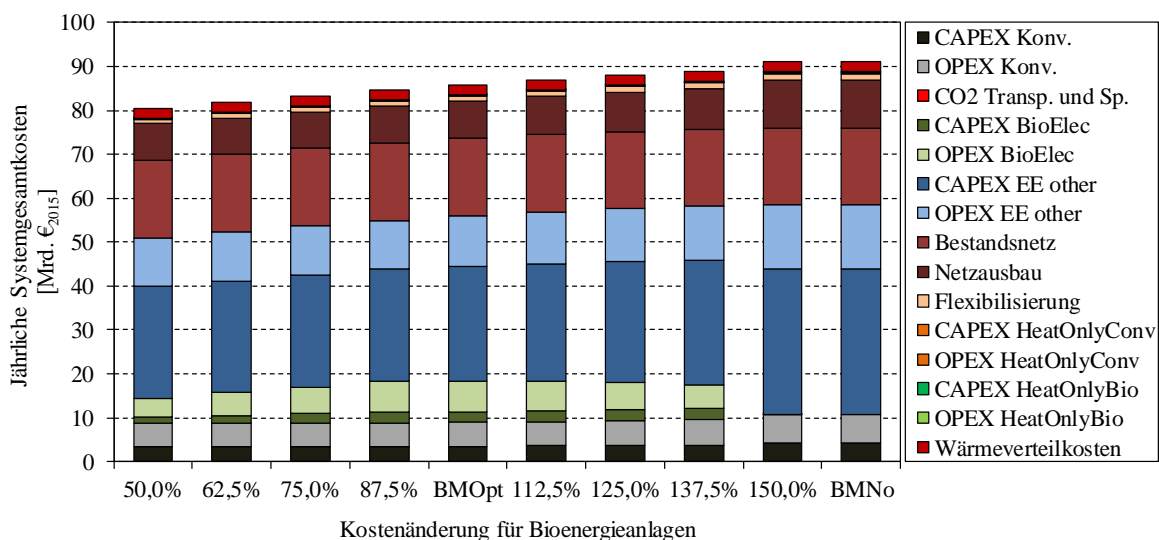


Abbildung B-2: Einfluss der Sensitivitätsrechnungen mit sukzessive zunehmenden, bzw. abnehmenden Kosten (in 12,5 % Schritten) für Bioenergieanlagen auf die Jährlichen Systemgesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP.

B2 Plausibilisierung der Modellerweiterungen

Im folgenden Abschnitt wird der Einfluss der implementierten Modellerweiterungen auf die Modellergebnisse untersucht. Dazu werden erweiterte Szenariovariationen mit angepassten Modellkonfigurationen oder variierenden restriktiven Parametern durchgeführt.

Flexibler Betrieb von Bioenergieanlagen

Die im Rahmen dieser Arbeit implementierten modelltechnischen Erweiterungen dienen größtenteils zur Abbildung eines flexiblen Betriebs von Bioenergieanlagen. Dem gegenüber steht die vereinfachte und meist angewandte Abbildung von Bioenergieanlagen im Grundlastbetrieb. Der Einfluss des flexiblen Betriebs von Bioenergieanlagen wird im folgenden Abschnitt untersucht. Dazu wird eine Sensitivitätsrechnung mit Grundlastfahrweise¹⁰¹ mit dem Referenzfall 80EE-BAU-85CAP verglichen. In Abbildung B-3 ist der Einfluss der Sensitivitätsrechnung mit eingeschränkter Grundlastfahrweise für Bioenergieanlagen auf die installierte Erzeugungsleistung, die Bruttostromerzeugung und die jährlichen Systemgesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP dargestellt.

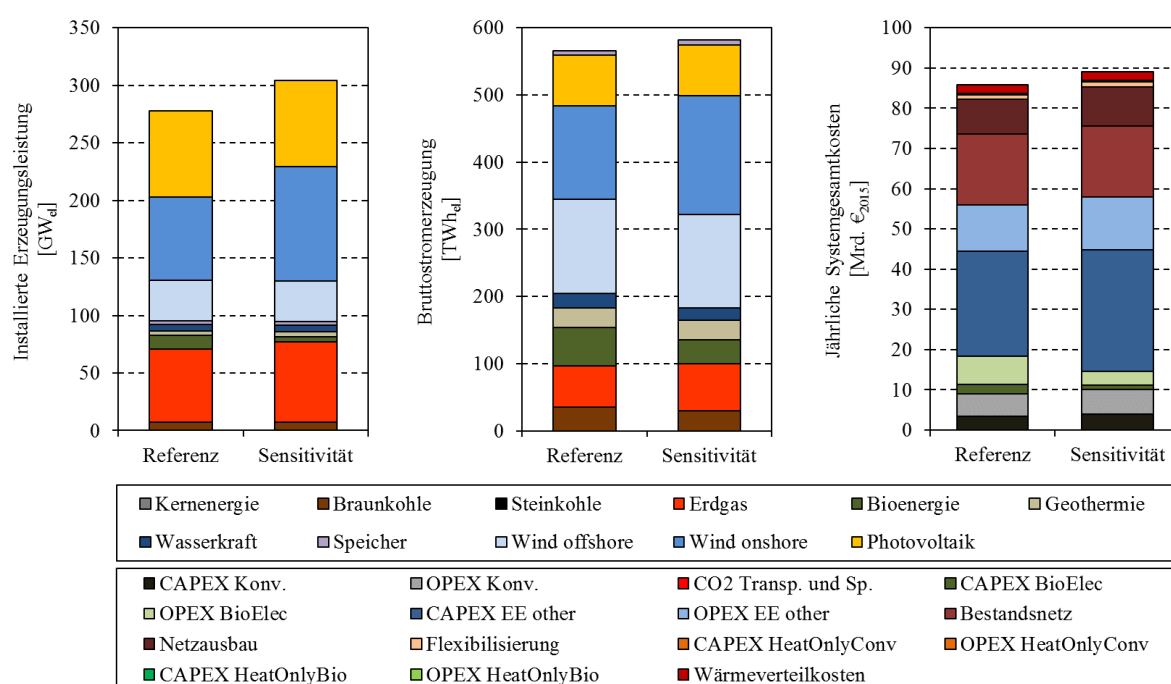


Abbildung B-3: Einfluss der Sensitivitätsrechnung „Grundlast“ mit eingeschränkter Grundlastfahrweise für Bioenergieanlagen auf die installierte Erzeugungsleistung (links), die Bruttostromerzeugung (mittig) und die jährlichen Systemgesamtkosten (rechts) für das Szenario 80EE-BAU-85CAP.

¹⁰¹ Die Grundlastfahrweise wird im Modell durch zusätzliche Gleichungen mit restriktiven Einsatzparametern zum Kraftwerkseinsatz umgesetzt. Dadurch bleiben die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung „Grundlast“ mit dem Referenzfall 80EE-BAU-85CAP im Sinne der Ceteris-Paribus-Klausel⁷⁸ vergleichbar.

Die Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen reduziert sich um 69,1 % von 13,9 GW_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 4,3 GW_{el} in der Sensitivitätsrechnung mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen. Die Reduktion der installierten Leistung von Bioenergieanlagen basiert zum einen auf der Erhöhung der Vollaststunden von Holzheizkraftwerken, zum anderen werden in der Sensitivität mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen keine Biogasanlagen eingesetzt. Die gesamte installierte Erzeugungsleistung hingegen steigt um 11,7 % von 276,3 GW_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 308,6 GW_{el} in der Sensitivitätsrechnung mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen. Der Anstieg der gesamten installierten Erzeugungsleistung ist vor allem mit dem Zubau der zur bilanziellen Kompensation der fehlenden erneuerbaren Elektrizitäts- und Fernwärmeerzeugung aus Biogasanlagen notwendigen Windkraft onshore Kapazitäten und zusätzlich notwendiger regelbarer Erdgaskapazitäten begründet. Die Bruttostromerzeugung aus Bioenergieanlagen geht demnach um 38,7 % von 66,2 TWh_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 35,0 TWh_{el} in der Sensitivität mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen zurück. Die gesamte Bruttostromerzeugung hingegen steigt durch die zur Kompensation der Fernwärmeerzeugung aus Biogasanlagen steigenden Elektrifizierung der Fernwärmeerzeugung um 2,7 % von 566,7 TWh_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 582,0 TWh_{el} in der Sensitivitätsrechnung mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen. Zudem ist ein Anstieg des Bedarfs an Flexibilitäts- und Integrationsoptionen in der Sensitivitätsrechnung mit Grundlastfahrweise für Bioenergieanlagen im Vergleich zum Referenzszenario, wie in Tabelle B-1 dargestellt, zu beobachten. Bei der durch rationelles Einspeisemanagement abgeregelten elektrische Energie ist der größte Effekt mit einer Zunahme um 140 % von 11,2 TWh_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 26,9 TWh_{el} in der Sensitivität mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen. Die durch Power-to-Heat genutzte elektrische Energie steigt um 90,7 % von 15,0 TWh_{el} im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 28,6 TWh_{el} in der Sensitivität mit Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen. Der Einfluss auf die durch Lastmanagement verlagerte elektrische Energie (+0,8 %) und die eingespeicherte elektrische Energie (+3,3 %) der Sensitivitätsrechnung im fällt im Vergleich zum Referenzfall hingegen geringer aus.

Tabelle B-1: Einfluss der Sensitivitätsrechnung „Grundlast“ auf den Bedarf von Flexibilitäts- und Integrationsoptionen im Vergleich zum Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP.

	Eingespeicherte el. Energie [TWh_{el}]	Durch DSM Verlagerte el. Energie [TWh_{el}]	Durch EinsMan abgeregelte el. Energie [TWh_{el}]	Durch PtH genutzte el. Energie [TWh_{el}]
Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP	9,2	12,3	11,2	15,0
Sensitivität „Grundlast“	9,5	12,4	26,9	28,6

Die jährlichen Systemgesamtkosten steigen um 3,8 % (entspricht 3,3 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹) von 85,9 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ im Referenzszenario 80EE-BAU-85CAP auf 89,2 Mrd. €₂₀₁₅ a⁻¹ in der Sensitivitätsrechnung mit einer Grundlastfahrweise von Bioenergieanlagen.

Integrationskosten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien

Die in Kapitel 3.4.1 beschriebene Methode zur Abbildung von Integrationskosten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien ermöglicht die Berücksichtigung nicht im Modell abgebildeter Effekte wie z. B. dem Ausbau von Verteil- und Übertragungsnetzen oder Netzanbindungskosten für offshore Anlagen. Die Annahmen zur Höhe der technologiespezifischen Integrationskosten basieren auf übergeordneten Studien. Um den Einfluss der neu implementierten Kostenparameter abschätzen zu können, wird eine Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten durchgeführt und ausgewählte quantitative Ergebnisse der Sensitivitätsrechnung mit dem Referenzfall (80EE-BAU-85CAP) verglichen. In Abbildung B-4 ist der Einfluss der Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auf die installierte Erzeugungsleistung, die Bruttostromerzeugung und die jährlichen Systemgesamtkosten für das Szenario 80EE-BAU-85CAP dargestellt.

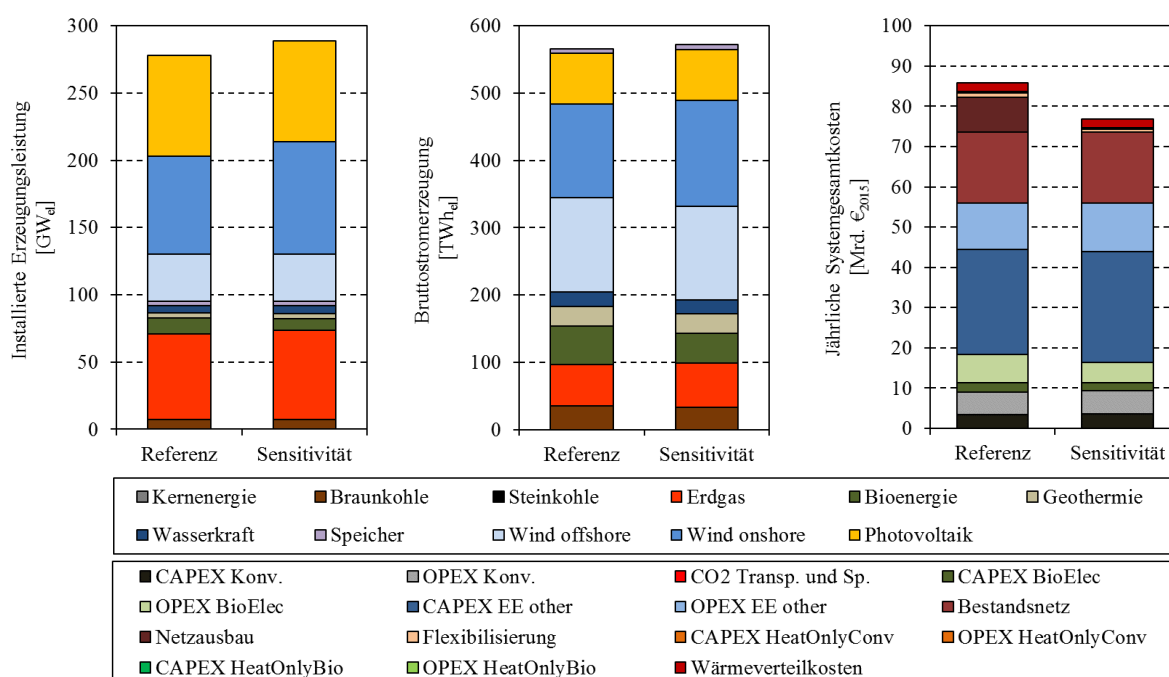


Abbildung B-4: Einfluss der Sensitivitätsrechnung „Integrationskosten“ ohne Integrationskosten dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien auf die installierte Erzeugungsleistung (links), die Bruttostromerzeugung (mittig) und die jährlichen Systemgesamtkosten (rechts) für das Szenario 80EE-BAU-85CAP.

Die installierte Erzeugungsleistung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien (hier: Photovoltaik und Windkraft) steigt von 179,5 GW_{el} im Referenzfall auf 193,7 GW_{el} in der Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten. Die installierte Erzeugungsleistung von Bioenergieanlagen sinkt hingegen von 13,9 GW_{el} im Referenzfall auf 8,7 GW_{el} in der Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten. Dem entsprechend steigt die Bruttostromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien von 367,2 TWh_{el} im Referenzfall auf 385,2 TWh_{el} in der Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten. Die jährlichen Systemgesamtkosten liegen in der Sensitivitätsrechnung ohne Integrationskosten mit 76,9 Mrd. €₂₀₁₅ um 10,5 % unter den jährlichen Systemgesamtkosten von 85,9 Mrd. €₂₀₁₅ im Referenzfall. Demnach führt die Vernachlässigung von Integrationskosten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien im Szenario 80EE-BAU-85CAP zu einer signifikanten Überbewertung dargebotsabhängiger Technologien und einer gleichzeitigen signifikanten Unterbewertung von Bioenergie-technologien.

Anhang C - Abbildung des Fernwärmemarktes

Der Systembeitrag von Biomasse-KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung soll mit anderen Wärmeversorgungsoptionen vergleichend analysiert werden. Hierfür ist es notwendig, den Wärmemarkt und dessen Schnittstellen zum Elektrizitätsmarkt abzubilden. Im Gegensatz zur Elektrizitätsversorgung ist die Bereitstellung von Wärme auf Grund höherer Verteilungsverluste und Verteilungskosten kleinräumiger strukturiert. Bei der Modellierung des Wärmemarktes gewinnt demnach die Berücksichtigung regionaler und räumlich differenzierter Strukturen je nach Fragestellung an Bedeutung. Ein höchstmöglicher Detaillierungsgrad von Wärmenachfrage und -bereitstellung wäre zwar wünschenswert, ist aber bei der Betrachtung auf nationaler Ebene auf Grund der notwendigen Daten und hoher Rechneranforderungen nicht umsetzbar (Blesl 2014). In dieser Arbeit soll ein Bezug zwischen den betrachteten Wärmeerzeugungstechnologien, differenzierter Versorgungsaufgaben und dem durchschnittlichen Nutzwärmebedarf eines Wärmenetzes für unterschiedliche Gemeindekategorien hergestellt werden. Der betrachtete Wärmemarkt wird hierfür zunächst in die Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) und Industrie unterteilt. Der Wärmebedarf in den Sektoren Haushalte und GHD wird hauptsächlich zur Beheizung von Räumlichkeiten und zur Warmwasserbereitstellung genutzt und kann im Modell über einen Temperaturbereich kleiner 100°C (Niedertemperatur) bereitgestellt werden. Im Industriesektor wird neben dem Niedertemperaturwärmebedarf zusätzliche Prozesswärme mit Temperaturen weit über 100°C (Hochtemperatur) benötigt. Auf eine weitere Unterteilung der industriellen Prozesswärme in gestaffelte Temperaturbereiche wird zur Reduktion der Modellkomplexität im Rahmen dieser Arbeit verzichtet. Zur Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Wärmenachfrage werden typische sektorspezifische Wärmenachfrageprofile für einzelne Wirtschaftsbereiche der Sektoren auf Basis der in Hellwig 2003 veröffentlichten Stundenfaktoren simuliert. Der anteilige jährliche Wärmebedarf wird nach den in Blesl et al. 2004 und Blesl et al. 2010 beschriebenen Verteilungsfaktoren für Siedlungstypen und einzelne Wirtschaftsbereiche für die Gemeindekategorien gewichtet. Anschließend wird für jeden Wirtschaftsbereich die aus dem spezifischen Wärmenachfrageprofil und dem jährlichen Wärmebedarf resultierende stündliche Wärmenachfrage ermittelt. Die Wärmenachfrage aller Versorgungsaufgaben mit selben Temperaturbereichen in einer Gemeindekategorie werden anschließend aufsummiert und zu Wärmenachfrageclustern aggregiert. Somit können unterschiedliche Wirtschaftsbereiche einzelner Sektoren mit gleichem Temperaturbereich, die sich in räumlicher Nähe befinden, zu einem Verbund von Versorgungsaufgaben zusammengefasst werden. Vereinfachend wird in dieser Arbeit eine Gleichverteilung

der Nachfragestruktur innerhalb einer Gemeindekategorie für ganz Deutschland auf Basis der in *Blesl et al. 2010* veröffentlichten Verteilungsfaktoren von Siedlungstypen angenommen. Zur Deckung des Wärmebedarfs der einzelnen Wärmenachfragecluster werden anhand der Versorgungsaufgaben und auf Basis der durchschnittlichen Wärmenachfrage von Fernwärmenetzen in den Gemeindekategorien geeignete Technologien identifiziert. So wird ein Bezug zwischen den in einem Fernwärmenetz einsetzbaren Technologieoptionen, der Größe des Versorgungsgebietes und dem notwendigen Temperaturniveau der Versorgungsaufgabe hergestellt. Durch typisierten Fernwärmenetze ermöglichen zudem eine Berücksichtigung regionaler Potenziale. So können beispielsweise Geothermieanlagen und Biogasanlagen in dasselbe Wärmenachfragecluster versorgen, können aber auf Grund regional unterschiedlicher Potenziale nicht aggregiert werden.

Zur Deckung der Wärmenachfrage E_c^{th} in einem Wärmeanwendungscluster c stehen unterschiedliche Fernwärmenetze a mit der LP-relaxierten Wärmenachfrage d_a^{th} und den spezifischen Verteilungsverlusten τ_a zur Auswahl. Somit kann die im Modell ermittelte Wärmenachfrage d_a^{th} die durchschnittliche Wärmenachfrage der typischen Fernwärmeregion um ein vielfaches übersteigen, dem gegenüber steht die Annahme der beliebigen Teilbarkeit in wiederum einzelne Fernwärmenetze. Die in einem Wärmenachfragecluster nachgefragte Jahresarbeit an Wärme E_c^w inklusive der prozentualen Wärmeverluste τ_a entspricht der Summe der Wärmenachfrage aller zugeordneten Fernwärmenetze. Zur Abbildung regionaler Restriktionen kann die Wärmenachfrage d_a^{th} durch die maximal zulässige Größe D_a^{UB} eines Fernwärmenetzes eingeschränkt werden:

$$E_c^{th} = \sum_a d_a^{th} * (1 + \tau_a), \quad \forall a \in A^c, c \in C \quad 0-1$$

$$u. d. N., \quad d_a^{th} \leq D_a^{UB}, \quad \forall a \in A$$

mit den Variablen:

E_c^{th} Nachgefragte Jahresarbeit an Wärme in einem Wärmeanwendungscluster c
 d_a^{th} Die durch ein Wärmeversorgungsgebiet a erschlossene Wärmenachfrage

den Parametern:

τ_a Wärmeverteilverluste in einem Wärmeversorgungsgebiet a
 D_a^{UB} Maximal zulässige Größe eines Wärmeversorgungsgebietes a

und dem Subset:

A^c Einem Wärmeanwendungscluster c zugeordnete Wärmeversorgungsgebiete

Die Wärmelast $l_{a,t}^{th}$ in einem Fernwärmenetz a berechnet sich somit aus der Wärmenachfrage d_a^{th} , den Wärmeverlusten und dem synthetischen Wärmelastprofil $\varpi_{c,t}$ des zugehörigen Wärmenachfrageclusters:

$$l_{a,t}^{th} = d_a^{th} * (1 + \tau_a) * \varpi_{c,t}, \quad \forall a \in A^c, t \in T, c \in C \quad 0-2$$

mit den Variablen:

$l_{a,t}^{th}$ Thermische Last eines Wärmeversorgungsgebiets a zum Zeitpunkt t
 d_a^{th} Nachgefragte Jahresarbeit an Wärme in einem Wärmeversorgungsgebiet a

den Parametern:

$\varpi_{c,t}$ Synthetisches Lastprofil eines Wärmeversorgungsclusters c
 τ_a Wärmeverteilverluste in einem Wärmeversorgungsgebiet a

und dem Subset:

A^c Einem Wärmeanwendungscluster c zugeordnete Wärmeversorgungsgebiete

Die Deckung der Wärmelast $l_{a,t}^{th}$ erfolgt durch die Wärmeerzeugungsleistung $p_{t,u}^{th}$ aller wärmeerzeugenden Anlagen abzüglich der Einspeicherleistung aller Wärmespeicher $sto_in_{t,u}^{th}$.

$$l_{a,t}^{th} = \sum_{u \in U^{th}} p_{t,u}^{th} - \sum_{u \in U^{sto_th}} sto_in_{t,u}^{th}, \quad \forall t \in T, u \in U^a, a \in A \quad 0-3$$

mit den Variablen:

$l_{a,t}^{th}$ Thermische Last eines Wärmeversorgungsgebiets a zum Zeitpunkt t
 $p_{t,u}^{th}$ Thermische Erzeugungsleistung einer Erzeugungs- oder Speichereinheit u in einer Elektrizitätsregion r
 $sto_in_{t,u}^{th}$ Einspeicherleistung eines thermischen Speichers u zum Zeitpunkt t

und den Subsets:

U^a Erzeugungs- oder Speichereinheiten in einer Wärmeregion a
 U^{sto_th} Thermische Speicher
 U^{th} Thermische Erzeugungsanlagen (inkl. Wärmespeicher und KWK-Anlagen)

Die in einem Investitionsknoten $I_{S,n}$ ermittelte thermische Last $l_{a,t}^{th}$ für ein Wärmeversorgungsgebiet a wird als thermische Last $L_{a,t}^{th}$ für die zugehörigen Planungsknoten $E_m^{S,n}$ gefixt und ggf. disaggregiert.

$$[l_{a,t}^{th} \cdot fx]_{I_{S,n}} \rightarrow [L_{a,t}^{th}]_{E_m^{S,n}}, \quad \forall a \in A^c, P \in T, t \in T, c \in C \quad 0-4$$

mit der Variable:

$l_{a,t}^{th} \cdot fx$ Nach der Berechnung des Investitionsknotens $I_{S,n}$ fixierte thermische Last eines Wärmeversorgungsgebietes a zum Zeitpunkt t

dem Parameter:

$L_{a,t}^{th}$ Thermische Last des Wärmeversorgungsgebietes a im Planungsknoten $E_m^{S,n}$

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 -Bibliothek-

Tel.: 0711 / 685 87861
Fax.: 0711 / 685 87873
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch per Internet möglich:

<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 140 B. Fleischer
Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft - Eine modellgestützte Analyse langfristiger Energiewendeszenarien in Deutschland
April 2019, 190 Seiten
- Band 139 B. Mousavi
Analysis of the relative roles of supply-side and demand-side measures in tackling global climate change – Application of a hybrid energy system model
Jan 2019, 167 Seiten
- Band 138 S. Bothor
Prognose von Netzverlusten
August 2019, 152 Seiten
- Band 137 C. Schieberle
Development of a stochastic optimization approach to determine cost-efficient environmental protection strategies: Case study of policies for the future European passenger transport sector with a focus on rail-bound and on-road activities
Mai 2019, 218 Seiten

- Band 136 J. Welsch
Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem
Dezember 2018, 158 Seiten
- Band 135 M. Stenull
Stand und Entwicklungspotenziale der landwirtschaftlichen Biogasnutzung in Baden-Württemberg – ein regionalspezifischer Vergleich
Juni 2017, 171 Seiten
- Band 134 J. Brunke
Energieeinsparpotenziale von energieintensiven Produktionsprozessen in Deutschland: Eine Analyse mit Hilfe von Energieeinsparkostenkurven
August 2017, 353 Seiten
- Band 133 S. Wolf
Integration von Wärmepumpen in industrielle Produktionssysteme – Potenziale und Instrumente zur Potenzialerschließung
Juli 2017, 177 Seiten
- Band 132 S. Marathe
Recognising the Change in Land Use Patterns and its Impacts on Energy Demand and Emissions in Gauteng, South Africa
April 2017, 202 Seiten
- Band 131 T. Haasz
Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell – Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte
April 2017, 177 Seiten
- Band 130 M. Steurer
Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung
April 2017, 230 Seiten

- Band 129 S. Bubeck
Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung
Januar 2017, 255 Seiten
- Band 128 R. Beestermöller
Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz – Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell
Januar 2017, 211 Seiten
- Band 127 M. Ohl
Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen
August 2016, 202 Seiten
- Band 126 W. Genius
Grüne Bilanzierung - Internalisierung von Umwelt- und Gesundheitsschäden im Rahmen der Input-Output-Rechnung
April 2016, 243 Seiten
- Band 125 E. Heyden
Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARüS) - Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale
2016, 121 Seiten
- Band 124 K. Ohlau
Strategien zur wirksamen Minderung von Fluglärm in Deutschland - Minderungsmaßnahmen und langfristige Perspektiven
2015, 192 Seiten
- Band 123 T. Telsnig
Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas
September 2015, 285 Seiten

- Band 122 M. Henßler
Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland
April 2015, 243 Seiten
- Band 121 B. Fais
Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany
Januar 2015, 194 Seiten
- Band 120 M. Blesl
Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse
August 2014, 204 Seiten
- Band 119 S. Kempe
Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell
Juli 2014, 204 Seiten
- Band 118 B. Thiruchittampalam
Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa
April 2014, 238 Seiten
- Band 117 T. Kober
Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt
März 2014, 158 Seiten
- Band 116 S. Wissel
Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung
Februar 2014, 230 Seiten
- Band 115 R. Kuder
Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor
Februar 2014, 286 Seiten

- Band 114 J. Tomaschek
Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa
Dezember 2013, 263 Seiten
- Band 113 B. Rühle
Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene
November 2013, 196 Seiten
- Band 112 N. Sun
Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen
August 2013, 173 Seiten
- Band 111 J. Lambauer
Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie
März 2013, 303 Seiten
- Band 110 R. Barth
Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes
März 2013, 234 Seiten
- Band 109 D. Bruchof
Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27
März 2012, 226 Seiten
- Band 108 E. D. Özdemir
The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport
Januar 2012, 194 Seiten

- Band 107 U. Kugler
Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen
Januar 2012, 236 Seiten
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß
Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime
Februar 2011, 200 Seiten
- Band 105 O. Mayer-Spohn
Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage
Dezember 2009, 210 Seiten
- Band 104 A. König
Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030
Juli 2009, 194 Seiten
- Band 103 C. Kruck
Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken
Mai 2008, 162 Seiten
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehrl, U. Remme, A. Voß
Energieprognose Bayern 2030
Oktober 2007, 296 Seiten
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl
Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium
Juli 2007, 108 Seiten

- Band 100 S. Eckardt
Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Managementunterstützung
Mai 2007, 152 Seiten
- Band 99 U. Remme
Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell
August 2006, 336 Seiten
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König
Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden- Württemberg
Mai 2006, 102 Seiten
- Band 97 B. Frey
Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern
Mai 2006, 148 Seiten
- Band 96 K. Sander
Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen
Juni 2004, 256 Seiten
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes
Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken
März 2004, 228 Seiten
- Band 94 J. Bagemihl
Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Februar 2003, 138 Seiten
- Band 93 A. Stuiblé
Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen
November 2002, 156 Seiten

- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten

- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem- analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßen- personenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten
- Band 77 W. Rüdfler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten

- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholz-versorgungssystems in Entwicklungsländern
Januar 2001, 200 Seiten
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (Triticosecale Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzen
September 2000, 168 Seiten
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
August 2000, 118 Seiten
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
Juli 2000, 242 Seiten
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
Juli 2000, 188 Seiten
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
Juni 2000, 146 Seiten
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuble, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
Mai 2000, 240 Seiten

- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
 April 2000, 282 Seiten
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
 März 2000, 236 Seiten
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
 März 2000, 290 Seiten
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation
 März 2000, 148 Seiten
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
 Dezember 1999, 308 Seiten
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden- Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
 November 1999, 146 Seiten

- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmeverkommens in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten
- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs
Juni 1999, 214 Seiten
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen
Mai 1999, 212 Seiten
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
Mai 1999, 322 Seiten
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
Mai 1999, 236 Seiten
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbrauchersektor
Januar 1999, 306 Seiten

- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
Januar 1999, 252 Seiten
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret,
A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM- Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
Oktober 1998, 156 Seiten
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
September 1998, 112 Seiten
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
Juli 1998, 200 Seiten
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt,
C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
Juli 1998, 110 Seiten
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
März 1998, 184 Seiten
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
Januar 1998, 230 Seiten

- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Cost of Transport
April 1998, 144 Seiten
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander,
C. Ureta
**Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in
Small and Medium Enterprises**
Januar 1998, 352 Seiten
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
**Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungs-
faktoren**
Dezember 1997, 186 Seiten
- Band 43 J. Albiger
**Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus
der Kraftwerkseinsatzplanung**
November 1997, 168 Seiten
- Band 42 P. Berner
**Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Ver-
bindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung
und primären Maßnahmen am Beispiel Baden- Württembergs**
November 1997, 238 Seiten
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch,
W. Wölfle
**Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector
and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve
Energy Efficiency**
August 1997, 122 Seiten
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Röffler, P. Schaumann, A. Voß
**Kostenvergleich verschiedener CO2-Minderungsmaßnahmen in der Bun-
desrepublik Deutschland**
August 1997, 156 Seiten

- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
Juli 1997, 172 Seiten
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
April 1997, 108 Seiten
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
März 1997, 82 Seiten
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell
Januar 1997, 282 Seiten
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
Dezember 1996, 262 Seiten
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
November 1996, 124 Seiten
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
November 1996, 196 Seiten

- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels,
W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
September 1996, 118 Seiten
- Band 31 W. Rüdfler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg
Juli 1996, 140 Seiten
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten

- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel,
R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
**Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in
den konventionellen Kraftwerksverbund**
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
**Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen
in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden- Württemberg**
September 1995, 454 Seiten
- Band 20 M. Fishedick
**Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund -
Technische Effekte, Kosten, Emissionen**
Dezember 1995, 196 Seiten
- Band 19 A. Obermeier
**Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen
in Baden-Württemberg**
Mai 1995, 208 Seiten
- Band 18 N. Kalume
**Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen
in Entwicklungsländern**
Dezember 1994, 113 Seiten
- Band 17 Th. Müller
**Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen
in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung**
November 1994, 142 Seiten

- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungs- potentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
August 1992, 471 Seiten
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden- Württemberg
April 1992, 320 Seiten
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützte Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
November 1991, 170 Seiten

- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
Juli 1991, 162 Seiten
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
Juni 1991, 188 Seiten
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
Dezember 1990, 178 Seiten
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
Juli 1990, 92 Seiten
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
Juli 1990, 484 Seiten
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein- Bodensee
Juni 1990, 498 Seiten
- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme- Koppelung
Mai 1990, 155 Seiten

- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter,
A. Voß, H.-G. Wyrstcil
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken
ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**
Mai 1990, 316 Seiten
- Band 1 U. Fahl
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**
März 1990, 265 Seiten

Inhalt

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen auf nationaler und internationaler Ebene stellen die Volkswirtschaften dieser Welt vor die Herausforderung, auch zukünftig eine weiterhin sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung sicherzustellen. Das Konzept der Bundesregierung sieht zur Transformation des Elektrizitätssektors einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien vor. Während die Integration dargebotsabhängiger erneuerbare Energien wie Windkraft und Photovoltaik mit hohen Integrationskosten für Netzausbau, Systemsicherheit und für die Flexibilisierung zwischen Angebot und Nachfrage verbunden sind, könnte Bioenergie als regelbare erneuerbare Energie mit hoher Verfügbarkeit und der Möglichkeit zur gekoppelten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung eine Schlüsselrolle zur Erreichung der gesetzten Ziele spielen. Auf Basis von Modellexperimenten zur Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung in Deutschland werden die quantitativen Modellergebnisse aus Varianten mit und ohne Bioenergie miteinander verglichen und Aussagen zum Beitrag der Bioenergie abgeleitet. Die Ergebnisse zeigen kostensenkende Effekte in allen Szenarien durch die Nutzung von Bioenergie auf allen Systemebenen.

Die für die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Bioenergieanlagen maßgebenden Wechselwirkungen im Gesamtsystem werden aufgezeigt und allgemeingültige Systemeffekte von Bioenergie in der Elektrizitäts- und Fernwärmewirtschaft abgeleitet und beschrieben. Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen in den Szenarien mit Bioenergie wird demnach durch den zur Erreichung des Zielanteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch reduzierten Bedarf an dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien und den dadurch verringerten Kosten im Gesamtsystem für Flexibilität, Netzausbau und Systemsicherheit im Vergleich zu den Szenarien ohne Bioenergie erreicht.