

Philipp Ringle

Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Elektrizitätsmärkten

Untersuchungen mithilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells für die Region Zentralwesteuropa

Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten
Elektrizitätsmärkten

Untersuchungen mithilfe eines agentenbasierten
Simulationsmodells für die Region Zentralwesteuropa

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Kfm. Philipp Ringler

Tag der mündlichen Prüfung:	15.12.2016
Referent:	Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent:	Prof. Dr. Christof Weinhardt

*Ein herzliches Vergelt's Gott meinen Großeltern, deren
Bescheidenheit und Fleiß mir stets als Orientierung dienen.*

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft / Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Herrn Prof. Dr. Wolf Fichtner danke ich für die Betreuung der Arbeit, das entgegengebrachte Vertrauen, die fachliche Förderung und die Schaffung einer konstruktiven Arbeitsatmosphäre am Lehrstuhl. Bei Herrn Prof. Dr. Christof Weinhardt bedanke ich mich für die Übernahme des Korreferats. Herzlicher Dank gebührt auch allen Kolleginnen und Kollegen des IIP für die angenehme und anregende Zusammenarbeit. Mein besonderer Dank richtet sich an Andreas, Axel, Dogan, Florian, Hans, Johannes, Joris, Manuel, Marian, Massimo, Robert, Rupert und Ümit.

Besonders möchte ich mich bei meinen Eltern bedanken. Sie haben die Grundsteine dafür gelegt, dass ich diese Arbeit überhaupt erst habe anfertigen können. Schließlich gilt mein innigster Dank meiner Frau Angelika, welche mich nicht nur auf den Gedanken einer Promotion gebracht hat, sondern mich auch stets unterstützt und motiviert hat, die Arbeit fortzuführen und abzuschließen.

München, Dezember 2016

Philipp Ringler

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	i
Abbildungsverzeichnis	vi
Tabellenverzeichnis.....	x
Abkürzungsverzeichnis	xi
1 Einleitung.....	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Zielsetzung.....	3
1.3 Aufbau der Arbeit	4
2 Struktur und Entwicklung der deutschen sowie europäischen Elektrizitätswirtschaft	6
2.1 Organisation und Funktionsweise von Strommärkten.....	6
2.1.1 Grundlegender Aufbau von Elektrizitätssystemen und Aufgaben des Strommarktdesigns	6
2.1.2 Strommärkte auf nationaler Ebene.....	12
2.1.2.1 Spotmarkt für elektrische Energie	14
2.1.2.2 Kapazitätsmechanismen	18
2.1.3 Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes	20
2.2 Operationalisierung ausgewählter energiepolitischer Ziele	22
2.2.1 Erzeugungssicherheit	23
2.2.1.1 Definition und Abgrenzung.....	23
2.2.1.2 Bewertungsansätze	26
2.2.1.3 Umsetzung in der Praxis.....	30
2.2.2 Wohlfahrt in Strommärkten	32
2.2.2.1 Energy-only-Markt	33
2.2.2.2 Kopplung von Energiemärkten.....	38
2.2.2.3 Strategische Reserve.....	41
2.3 Grenzüberschreitender Handel von Elektrizität	44
2.3.1 Engpassmanagement in Elektrizitätssystemen	44
2.3.2 Umsetzung in Europa.....	49
2.3.2.1 Grundlegende Prinzipien.....	49
2.3.2.2 Überblick über wesentliche Entwicklungen.....	50
2.3.2.3 Ausgestaltung des Day-Ahead Market Coupling.....	52

2.4	Investitionen in konventionelle Kraftwerke	56
2.4.1	Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen	56
2.4.2	Realloptionen in der strategischen Kraftwerksplanung	60
2.4.2.1	Definition und Implikationen	60
2.4.2.2	Regulatorischer Rahmen für Kraftwerksstilllegungen in Deutschland	63
2.5	Überblick über den Stand der Forschung	66
2.5.1	Wechselwirkungen in einem europäischen Elektrizitätssystem	66
2.5.2	Untersuchung von Kraftwerksstilllegungen	70
2.6	Zusammenfassung	72
3	Modellierung von Elektrizitätssystemen und Kraftwerksinvestitionen	74
3.1	Anforderungen an die Untersuchungsmethode	74
3.2	Modellgestützte Analyse von Elektrizitätssystemen	77
3.2.1	Überblick über Energiesystemmodelle	77
3.2.2	Kopplung von optimierenden und simulierenden Modellansätzen	79
3.2.3	Weitere Modellklassen.....	80
3.3	Einführung in die agentenbasierte Modellierung und Simulation als Modellierungsrahmen	81
3.3.1	Definition des Untersuchungsobjektes	81
3.3.2	Zentrale Konzepte der Agent-based Computational Economics	83
3.3.3	Elektrizitätssysteme als komplexe, adaptive Systeme	84
3.3.4	Agentenbasierte Modellierung und Simulation von Elektrizitätssystemen	84
3.4	Ansätze zur Modellierung von Kraftwerksinvestitionen	86
3.5	Zusammenfassung	91
4	Agentenbasierte Simulation von gekoppelten Strommärkten und Kraftwerksinvestitionen.....	93
4.1	Weiterentwicklung eines agentenbasierten Strommarktsimulationsmodells ...	93
4.1.1	Modellgrundlage	93
4.1.2	Überblick über das weiterentwickelte Simulationsmodell	96
4.1.3	Definition zentraler Modellkonzepte	98
4.1.4	Informationstechnische Umsetzung.....	101
4.2	Abbildung der Spotmärkte für elektrische Energie einschließlich ihrer Kopplung	102

4.2.1	Übersicht über wesentliche Simulationsschritte	102
4.2.2	Gebotserstellung durch Agenten.....	104
4.2.2.1	Allgemeines Vorgehen	104
4.2.2.2	Kraftwerksbetreiber	105
4.2.2.3	Andere Marktteilnehmer	108
4.2.3	NTC-basiertes Market Coupling.....	108
4.2.4	Schätzung der erwarteten Preiseffekte einer Marktkopplung.....	111
4.3	Simulation der Investitionsplanung	114
4.3.1	Übersicht über wesentliche Simulationsschritte	114
4.3.2	Umsetzung der langfristigen Strompreisprognose.....	118
4.3.3	Optimierung der strategischen Kraftwerkszustände und -aktionen.....	121
4.3.4	Auswahl der Investitionspläne	124
4.3.5	Berücksichtigung von Preiseffekten aufgrund geplanter Investitionen	126
4.3.6	Weitere Modelleigenschaften	127
4.3.6.1	Investorensichtweise, Kapitalkosten und Finanzierung	127
4.3.6.2	Stochastische Abbildung von Fundamentalfaktoren der Strompreisbildung	127
4.4	Implementierung einer strategischen Reserve	129
4.4.1	Grundsätzliche Umsetzung	129
4.4.2	Grenzüberschreitende Effekte.....	131
4.5	Messung von Erzeugungssicherheit	133
4.5.1	Implementierung der ausgewählten Indikatoren.....	133
4.5.2	Ablauf der probabilistischen Bestimmung von Erzeugungssicherheit (Monte-Carlo-Simulation)	134
4.6	Simulation stochastischer Zeitreihen.....	136
4.6.1	Stromnachfrage	136
4.6.2	Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen.....	142
4.6.3	Stromeinspeisung aus PV-Anlagen.....	144
4.6.4	Verfügbarkeit von konventionellen Erzeugungsanlagen	146
4.7	Zusammenfassung	150
5	Untersuchungsaufbau und Datenbasis	151
5.1	Überblick über untersuchte Fallstudie und Szenarien	151
5.1.1	Festlegung des grundlegenden Rahmens	151

5.1.2	Szenariendefinition	152
5.2	Datenstrukturierung	153
5.3	Datenbasis der untersuchten Fallstudie	154
5.3.1	Ableitung einer Referenzentwicklung	155
5.3.2	Konventioneller Kraftwerkspark	155
5.3.3	Residualnachfrage.....	161
5.3.4	Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten	164
5.3.5	Übersicht über Datenquellen und -umfang.....	165
5.4	Zusammenfassung	167
6	Ausgewählte Ergebnisse zur Untersuchung des CWE Market Coupling bis 2030	168
6.1	Validierung und Verifikation des entwickelten Simulationsmodells.....	168
6.1.1	Einführung in die Validierung und Verifikation von Simulationsmodellen.....	168
6.1.2	Bestehende Validierungen der Modellbasis.....	170
6.1.3	Validierung und Verifikation ausgewählter Modellkonzepte.....	171
6.1.4	Modellvalidierung anhand historischer Daten	173
6.2	Untersuchung von Wohlfahrtseffekten.....	183
6.2.1	Entwicklung der Gesamtwohlfahrt einschließlich ihrer Verteilung	183
6.2.2	Auswirkungen eines Interkonnektorneubaus.....	188
6.2.3	Diskussion der langfristigen Wohlfahrtswirkungen einer Marktkopplung.....	191
6.3	Entwicklung von Erzeugungssicherheit	192
6.3.1	Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks.....	192
6.3.2	Deterministische Untersuchungsergebnisse.....	196
6.3.3	Stochastische Simulation für das Marktgebiet Deutschland.....	199
6.4	Grenzüberschreitende Effekte bei der Einführung einer strategischen Reserve	201
6.5	Zusammenfassung	204
7	Schlussfolgerungen und Ausblick	205
7.1	Schlussfolgerungen aus der Modellentwicklung und -anwendung	205
7.1.1	Schaffung eines europäischen Strommarktes	205
7.1.2	Methodische Ansätze zur Modellierung von Strommärkten	209
7.2	Kritische Würdigung und Grenzen des eingesetzten Simulationsmodells.....	211

7.2.1	Modellkonzept	211
7.2.2	Geographischer Untersuchungsrahmen	214
7.2.3	Eingangsdaten	215
7.3	Ausblick auf zukünftige Modellanwendungen und -erweiterungen.....	216
7.3.1	Weitere Anwendungsgebiete des bestehenden Modellrahmens	216
7.3.2	Erweiterungen des Simulationsmodells zur Untersuchung dezentraler Elektrizitätssysteme	217
7.3.3	Weiterentwicklungen des Modellkonzepts	220
8	Zusammenfassung	223
	Anhang	226
A.1	Mikroökonomische Wohlfahrtseffekte in Strommärkten.....	226
A.2	Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	227
A.3	Vereinfachte Schemata zum Jahresabschluss der Kraftwerksbetreiberagenten.....	229
	Notation.....	231
	Literaturverzeichnis.....	237

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1	Abschätzung der durchschnittlichen Wirtschaftlichkeit verschiedener konventioneller Kraftwerkstypen in Deutschland (2007-2015).....	2
Abbildung 2-1	Schema der physischen Bereitstellungskette von Elektrizität.....	6
Abbildung 2-2	Chronologischer Ablauf der Strommärkte in Deutschland.....	13
Abbildung 2-3	Räumung des Spotmarktes für elektrische Energie	16
Abbildung 2-4	Markträumung in einer Knappheitssituation.....	17
Abbildung 2-5	Prinzip der Leistungsbilanz.....	28
Abbildung 2-6	Grundmodell eines isolierten EOM	35
Abbildung 2-7	EOM mit Preisobergrenze.....	35
Abbildung 2-8	EOM bei einem Ausfallereignis.....	36
Abbildung 2-9	Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien.....	37
Abbildung 2-10	Wohlfahrt bei fehlender Übertragungsleistung.....	38
Abbildung 2-11	Wohlfahrt bei einem unendlich großen Interkonnektor	39
Abbildung 2-12	Wohlfahrt bei einem ausgelasteten Interkonnektor.....	40
Abbildung 2-13	Kurzfristiger Wohlfahrtseffekt einer strategischen Reserve	43
Abbildung 2-14	Einteilung grundlegender Engpassmanagementmethoden.....	47
Abbildung 2-15	Schematischer Ablauf des Market Coupling.....	53
Abbildung 2-16	Strategische Realoptionen und Kraftwerkszustände (deterministisch)...	63
Abbildung 3-1	Generischer Ablauf der ABMS	83
Abbildung 3-2	Klassifizierung von Ansätzen zur Modellierung von Multiagentensystemen im Elektrizitätsbereich	85
Abbildung 4-1	Schematischer Überblick über das entwickelte Strommarktsimulationsmodell	97
Abbildung 4-2	Beziehungen zwischen den Modellkonzepten	98
Abbildung 4-3	Beispielhafte Verteilung von Anfahrkosten auf Energiemarktgebote für den Folgetag	107
Abbildung 4-4	Vergleich einer mit dem RLS-Algorithmus geschätzten und einer simulierten Zeitreihe des Preiseffekts einer Marktkopplung	113
Abbildung 4-5	Schematische Übersicht über die Simulationsschritte der globalen Investitionsplanung	115
Abbildung 4-6	Schematische Übersicht über die Simulationsschritte der individuellen Investitionsplanung	117

Abbildung 4-7	Beispiel für einen rekombinierenden Binomialbaum	128
Abbildung 4-8	Schematischer Ablauf einer grenzüberschreitenden Aktivierung einer strategischen Reserve	132
Abbildung 4-9	Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der stündlichen Stromnachfrage	138
Abbildung 4-10	Rekonstruktion eines beliebigen Ausgangssignals mithilfe der inversen DFT unter Variation der Anzahl berücksichtigter Frequenzen	139
Abbildung 4-11	Zehn beispielhaft simulierte Zeitreihen für die stündliche Nachfrage auf Basis des gleichen Nachfragemodells	141
Abbildung 4-12	Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen	142
Abbildung 4-13	Schätzung des saisonalen Windmodells auf Basis der transformierten Zeitreihe der Windeinspeisung	143
Abbildung 4-14	Häufigkeitsverteilung der Residuen zwischen transformierten empirischen Einspeisewerten und saisonalem Modell	144
Abbildung 4-15	Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der Stromeinspeisung aus PV-Anlagen	145
Abbildung 4-16	Schätzung eines saisonalen Modells für eine transformierte Zeitreihe der PV-Einspeisung	146
Abbildung 4-17	Klassifikation verschiedener Anlagenzustände	147
Abbildung 4-18	Beispielzeitreihen für die Verfügbarkeit einer Erzeugungsanlage	149
Abbildung 4-19	Häufigkeitsverteilungen für beispielhaft simulierte Ausfall- und Instandsetzungszeiten	149
Abbildung 5-1	Zusammenhang zwischen Fallstudie, Energie- und Kopplungsszenarien	153
Abbildung 5-2	Verteilung der Kraftwerksleistungen auf die modellierten Stromerzeugeragenten (2012)	158
Abbildung 5-3	Sterbelinien (2012-2030) der konventionellen Kraftwerksparks von Deutschland, Frankreich, Belgien und den Niederlanden	159
Abbildung 5-4	Angenommene Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ - Zertifikatspreise	160
Abbildung 5-5	Nationale Merit-Order-Kurven im Vergleich (2012)	161
Abbildung 5-6	Jährliche Stromnachfrage- und EE-Erzeugungsmengen in den untersuchten Marktgebieten	162
Abbildung 5-7	Anzahl der Stunden pro Jahr und Marktgebiet mit Überangebot an EE-Einspeisung im Vergleich zur nationalen Stromnachfrage	163

Abbildung 6-1	Prozess der Modellentwicklung	169
Abbildung 6-2	Veränderung der stündlichen Gesamtwohlfahrt in einem Testsystem mit zwei fiktiven Marktgebieten durch eine Marktkopplung im Vergleich zum isolierten Fall	171
Abbildung 6-3	Veränderung der Strompreisdifferenz und des Stromaustauschs zwischen zwei Marktgebieten bei einer Marktkopplung	172
Abbildung 6-4	Nettozubau an Erzeugungsleistung in einem Testsystem unter Annahme einer Referenzentwicklung für den EE-Ausbau und eines fehlenden EE-Ausbaus	173
Abbildung 6-5	Dauerlinien der empirischen und simulierten Spotmarktpreise in den abgebildeten Marktgebieten für das Jahr 2014	175
Abbildung 6-6	Stündlicher Vergleich empirischer und simulierter Spotmarktpreise an vier ausgewählten Tagen	176
Abbildung 6-7	Anteil der Jahresstunden mit einer Preisdifferenz kleiner oder gleich 1 EUR/MWh für die jeweilige Kombination von Marktgebieten.....	181
Abbildung 6-8	Dauerlinien empirischer und simulierter Handelsflüsse zwischen Deutschland und Frankreich im Jahr 2014.....	182
Abbildung 6-9	Wohlfahrtsveränderung zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien	184
Abbildung 6-10	Verteilung der Wohlfahrtsveränderungen zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien auf Marktgebiete und Akteure ..	186
Abbildung 6-11	Reduktion der jährlich abgeschalteten EE-Einspeisemengen bei einer Marktkopplung im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung der Marktgebiete	187
Abbildung 6-12	Jahresdauerlinien der EE-Abregelung in Deutschland im Jahr 2028 für den isolierten Fall und unter Berücksichtigung einer Marktkopplung.....	187
Abbildung 6-13	Nettobarwert des ALEGrO-Projektes für einen fiktiven Investor in Abhängigkeit des Kalkulationszinses	189
Abbildung 6-14	Entwicklung der Marktpreisdifferenzen zwischen den abgebildeten Marktgebieten	190
Abbildung 6-15	Modellendogene Kraftwerkszubauten und -rückbauten pro Jahr und simuliertem Marktgebiet	192
Abbildung 6-16	Aufteilung der modellendogenen Kraftwerkszubauten und -rückbauten nach Jahren, simulierten Marktgebieten und Energieträgern	194
Abbildung 6-17	Entwicklung der konventionellen Kraftwerksparks in den simulierten Marktgebieten	195

Abbildung 6-18	Jahresmittelwerte der simulierten Großhandelsstrompreise in den abgebildeten Marktgebieten (2012-2030)	196
Abbildung 6-19	Stündlicher Kraftwerkseinsatz in Deutschland aggregiert nach Energieträgern (24./25. Januar 2025)	197
Abbildung 6-20	Histogramm der LOLE-Werte für Deutschland (2030)	200
Abbildung 6-21	Kontrahiertes Volumen der strategischen Reserve und Einfluss auf Ausfallereignisse im implementierenden Marktgebiet	201
Abbildung 6-22	Jährliche Wohlfahrtseffekte der strategischen Reserve im implementierenden Marktgebiet	202
Abbildung 6-23	Anzahl vermiedener Ausfallereignisse in gekoppelten Marktgebieten und Erhöhung des Aktivierungsvolumens durch eine grenzüberschreitende Aktivierung der strategischen Reserve	203

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1	Berechnungsprinzip zur Bestimmung eines Ausfallereignisses in einem Marktgebiet zu einem beliebigen Zeitpunkt t	29
Tabelle 2-2	Ausfallereignisbasierte Indikatoren zur Messung von Erzeugungssicherheit	30
Tabelle 2-3	Vergleich der Ansätze zur Messung von Erzeugungssicherheit in der CWE-Region	31
Tabelle 2-4	Charakterisierung grundlegender Engpassmanagementmethoden	48
Tabelle 3-1	Unterscheidungskriterien bei der Modellierung von Kraftwerksinvestitionen im Rahmen von Energiesystemmodellen	90
Tabelle 4-1	Transformationstabelle für Übergänge zwischen strategischen Kraftwerkszuständen	123
Tabelle 4-2	Relevante Bestandteile bei der Berechnung des Kapitalwerts des Business-As-Usual-Ausbauplans	125
Tabelle 4-3	Indikatoren zur Messung von Erzeugungssicherheit	134
Tabelle 5-1	Abgebildete techno-ökonomische Kraftwerksparameter	156
Tabelle 5-2	Übersicht über die Zusammensetzung der konventionellen Kraftwerksparks in der Fallstudie nach Energieträgern (2012)	157
Tabelle 5-3	Annahmen zu durchschnittlichen Nettoübertragungskapazitäten	165
Tabelle 5-4	Übersicht über Datenquellen ausgewählter Modellgrößen	165
Tabelle 6-1	Vergleich der Ergebnisse der Spotmarktssimulation mit entsprechenden empirischen Daten (2014)	174
Tabelle 6-2	Abweichungen ausgewählter Kennzahlen gegenüber empirischen Spotmarktpreisen im deutschen Marktgebiet im Jahr 2014 jeweils mit endogener und exogener Marktkopplung	179
Tabelle 6-3	Verteilung der über die gesamte Simulationsdauer kumulierten Wohlfahrtsveränderungen zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien auf Marktgebiete und Akteure	185
Tabelle 6-4	Rahmendaten des ALEGrO-Projektes	188
Tabelle 6-5	Veränderung verschiedener Kennzahlen durch die Einführung des ALEGrO-Interkonnektors	191
Tabelle 6-6	Jährliche Anzahl an simulierten Ausfallereignissen im Gesamtsystem und in jedem Marktgebiet für die verschiedenen Kopplungsszenarien	198
Tabelle 6-7	Momente der Verteilung der LOLE-Werte für Deutschland (2030)	200

Abkürzungsverzeichnis

ABMS.....	<i>agentenbasierte Modellierung und Simulation</i>
ACE.....	<i>Agent-based Computational Economics</i>
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
ALEGrO	<i>Aachen-Liège Electric Grid Overlay</i>
APX.....	<i>Amsterdam Power Exchange</i>
CAS	<i>complex adaptive system</i>
CEER.....	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CR.....	<i>Engpassrente (congestion rent)</i>
CWE.....	<i>Central Western Europe</i>
DE.....	<i>Deutschland</i>
DEMO	<i>Dezentrale Energiesysteme, Marktintegration und Optimierung</i>
DFT	<i>Diskrete Fourier-Transformation</i>
DWL.....	<i>Wohlfahrtsverlust (deadweight loss)</i>
EE	<i>erneuerbare Energiequellen</i>
EENS	<i>expected energy not served</i>
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EnWG.....	<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>
EOM.....	<i>Energy-only-Markt</i>
EPEX SPOT	<i>European Power Exchange</i>
EU.....	<i>Europäische Union</i>
EUA.....	<i>European Emission Allowances</i>
FB	<i>flussbasiert (flow-based)</i>
FhG-ISI.....	<i>Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung</i>
FR	<i>Frankreich</i>
GWB.....	<i>Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen</i>

IED	<i>Industrial Emissions Directive</i>
KapResV	<i>Kapazitätsreserveverordnung</i>
KIT	<i>Karlsruher Institut für Technologie</i>
LOL	<i>Ausfallereignis (loss of load event)</i>
LOLE.....	<i>loss of load expectation</i>
LOLP.....	<i>loss of load probability</i>
MAE.....	<i>mean absolute error</i>
MC-Betreiber	<i>Market Coupling-Betreiber</i>
MCS	<i>Monte-Carlo-Simulation</i>
NTC.....	<i>Nettoübertragungskapazität (net transfer capacity)</i>
PJM.....	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i>
PTDF	<i>Power Transmission Distribution Factors</i>
PV	<i>Photovoltaik</i>
ResKV	<i>Reservekraftwerksverordnung</i>
RLS.....	<i>Recursive-Least-Squares</i>
RMSE.....	<i>root mean square error</i>
RTE	<i>Réseau de Transport d'Electricité</i>
TTF.....	<i>time to failure</i>
TTR	<i>time to repair</i>
ÜNB	<i>Übertragungsnetzbetreiber</i>
VOLL	<i>value of lost load</i>
WG	<i>Wohlfahrtsgewinn (welfare gain)</i>

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Schaffung eines Binnenmarktes ist einer der Kerngedanken der Europäischen Union (EU). Dazu hat die EU vier Grundfreiheiten definiert und kontinuierlich auf verschiedene Bereiche ausgeweitet. Elektrischer Strom bzw. dessen grenzüberschreitender Handel fällt dabei in den Anwendungsbereich der Warenverkehrsfreiheit (z. B. Frenz 2012). Die bisherige Umsetzung eines europäischen Strombinnenmarktes kann grundsätzlich als Erfolgsgeschichte gewertet werden. Tatsächlich wirken die aktuellen Entwicklungen im Stromsektor sogar als positives Gegenbeispiel zu einer derzeit in anderen Bereichen teilweise infrage gestellten Union (z. B. Währungsunion, freier Personenverkehr).

Bei der Umsetzung eines europäischen Strombinnenmarktes, welcher basierend auf mehreren seit 1996 beschlossenen europäischen Legislativpaketen (z. B. Richtlinie 2009/72/EG) zu Wettbewerbsfreiheit für alle Verbraucher, Anbieter und Lieferanten einschließlich eines diskriminierungsfreien Netzzugangs und einer wirksamen Regulierungsaufsicht führen soll, konnten in den vergangenen Jahren zahlreiche Fortschritte aus politischer, organisatorischer, technischer und wirtschaftlicher Sicht erzielt werden. Beispielsweise umfasste die Umsetzung des grenzüberschreitenden Stromhandels für den Folgetag (Day-Ahead Market Coupling) Ende 2015 19 Länder, welche zusammen für ca. 85 % des Stromverbrauchs in Europa verantwortlich sind (European Power Exchange (EPEX SPOT) 2016d). Die handelstechnische Kopplung ist einer der Gründe für die grundsätzlich steigende Integration der Großhandelsmärkte für Strom in Europa (z. B. Böckers und Heimeshoff 2014). Auch auf anderen Ebenen wird die Koordination und Zusammenarbeit innerhalb von Europa gestärkt, so etwa zwischen den Stromnetzbetreibern durch Definition einheitlicher Anwendungsvorschriften in Form sogenannter Netzkodizes (European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) 2016b). Zweifellos sind diese Entwicklungen Ergebnis eines Jahrzehnte andauernden, beschwerlichen Prozesses, welcher jedoch zumindest momentan einige Früchte zu tragen scheint.

Zeitgleich befindet sich der Stromsektor, besonders im Bereich der Stromerzeugung, auch aufgrund verschiedener regulatorischer Entscheidungen, welche sich aus klimapolitischen und sicherheitstechnischen Überlegungen ergeben, im Umbruch. Auf der einen Seite sind unter anderem mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung in einigen Ländern (z. B. in Deutschland bis 2023, in Belgien bis 2025) sowie mit der gesetzlichen Vorgabe von Emissionsobergrenzen (z. B. Richtlinie 2010/75/EU) direkte Eingriffe in den Betrieb von Kraftwerken zu verzeichnen. Auf der anderen Seite hat die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (EE) indirekt zu einer substanziellen Veränderung der Absatzmöglichkeiten für bestehende konventionelle Kraftwerke geführt.

Dieser so vor einigen Jahren nicht erwartete EE-Ausbau hat in Kombination mit einer konjunkturell bedingt schleppenden Stromnachfrageentwicklung sowie der Fertigstellung verschiedener Kraftwerksneubauten die Wirtschaftlichkeit des aktuellen Kraftwerksparks in

vielen europäischen Ländern deutlich verschlechtert. Abbildung 1-1 zeigt für verschiedene Kraftwerkstypen die Entwicklung möglicher Durchschnittsgewinne auf dem deutschen Day-Ahead-Markt für elektrische Energie, welche seit 2007 aufgrund rückläufiger Strompreise bzw. Margen¹ deutlich abgenommen haben. Für erdgasbefeuerte Kraftwerke ergibt sich überdies, dass in den letzten Betrachtungsjahren eine Deckung der Vollkosten durch eine reine Day-Ahead-Vermarktung nicht mehr möglich war. Die Kraftwerksbetreiber reagieren auf die aktuell durch Überkapazitäten gekennzeichnete Situation und auf die damit einhergehenden Verluste einzelner Kraftwerke mit der Ankündigung sowie Durchführung von Kraftwerksstilllegungen. Die Mitte 2016 in Deutschland zur endgültigen Stilllegung angemeldete Kraftwerksleistung in Höhe von 5,6 GW und die zur vorläufigen Stilllegung² angemeldeten 4,7 GW verdeutlichen diese Entwicklung (Bundesnetzagentur 2016b).

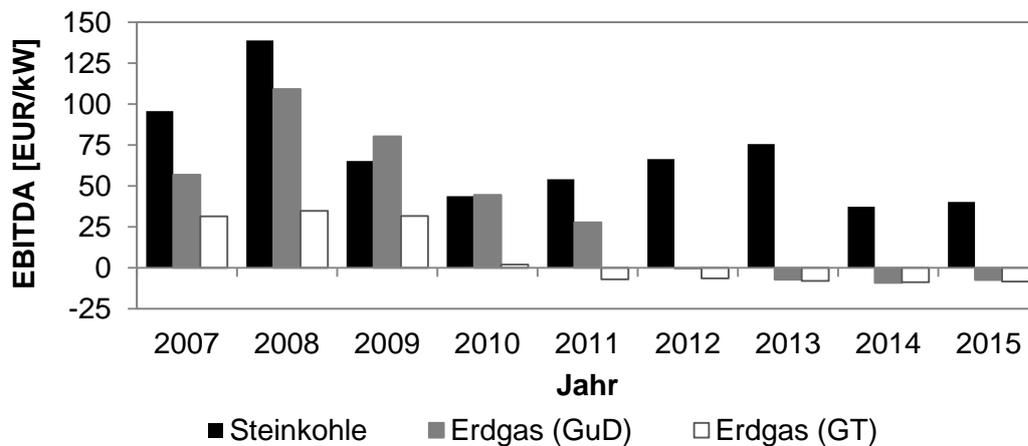


Abbildung 1-1 Abschätzung der durchschnittlichen Wirtschaftlichkeit verschiedener konventioneller Kraftwerkstypen in Deutschland (2007-2015)

Operationalisierung durch geschätzten jährlichen, spezifischen Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) unter Berücksichtigung möglicher Erlöse auf dem deutschen Day-Ahead-Markt (eigene Berechnungen; European Energy Exchange (EEX) 2015b; Schröder et al. 2013a).

Es handelt sich dabei grundsätzlich um folgerichtige und somit erwartbare Akteursentscheidungen in einem eigentlich liberalisierten Wettbewerbsmarkt, welcher eine durch exogene Strukturbrüche verursachte Phase der Anpassung erlebt. Jedoch ist nicht ohne Weiteres abzusehen, wann die Kapazitätssituation wieder in einen gleichgewichtsähnlichen Zustand gelangt. Außerdem ist unklar, wie sich die Schließung weiterer Kernkraftwerke in den nächsten Jahren sowie der nicht kongruente Ersatz bei der Bereitstellung elektrischer Energie durch fluktuierende EE auswirken werden. Ein großer Anteil der EE-Stromerzeugung wird durch Windkraftanlagen und Photovoltaik (PV) mit dargebotsabhängigen Einspeisecharakteristika zur Verfügung gestellt. Vor diesem Hintergrund hat in vielen europäischen Ländern eine intensive Diskussion über die Zukunftsfähigkeit heutiger Strommärkte eingesetzt. Die Kernfrage dreht sich darum, ob mit der aktuellen Ausgestaltung von Strommärkten die grundlegenden energiepolitischen Ziele, Versorgungssicherheit,

¹ Strommarkterlöse abzüglich variabler Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate.

² Unter vorläufigen Stilllegungen sind in diesem konkreten Zusammenhang „Maßnahmen, die bewirken, dass die Anlage nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber innerhalb eines Jahres (...) wieder betriebsbereit gemacht werden kann“ (§ 13b Abs. 3 Satz 1 EnWG) zu verstehen.

Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, zu einem ausreichend hohen Grad erfüllt werden. Das Strommarktdesign als ordnungspolitischer Rahmen ist das wesentliche Werkzeug, mit dem die Politik Anreize für die Akteure in liberalisierten Strommärkten setzen kann. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen ist dabei eine häufig angeführte Lösung, damit auch in Stromsystemen mit hohem EE-Anteil genügend konventionelle Kraftwerksleistung vorgehalten wird, auch wenn diese nur selten abgerufen wird.

Aus europäischer Sicht erscheint die aktuelle Situation besonders problematisch, weil zwar die Ausgestaltung der Strommärkte souverän durch die einzelnen Mitgliedsstaaten bestimmt wird, aber die Strommärkte physisch wie kommerziell mittlerweile eng verbunden sind. Dadurch entstehen Wechselwirkungen und gegenseitige Abhängigkeiten, so dass folglich jeder nationale Alleingang ohne europäische Koordination Potential für negative externe Effekte bzw. entgangene Wohlfahrtsgewinne birgt. Im Umkehrschluss bilden der Entwurf eines gemeinsamen europäischen Strommarktdesigns und der weitere Ausbau der auf den Weg gebrachten Maßnahmen die grundsätzlichen Lösungswege für eine weiterhin erfolgreiche Umsetzung eines europäischen Strombinnenmarktes.

1.2 Zielsetzung

Im Mittelpunkt der vorliegenden Arbeit steht die Untersuchung relevanter Wirkungszusammenhänge innerhalb europäischer Großhandelsmärkte für Strom³. Konkret liegt der energiewirtschaftliche Fokus auf drei zentralen Kausalketten. Erstens werden direkte Auswirkungen einer Strommarktkopplung auf Erzeugungssicherheit, worunter eine Form von Versorgungssicherheit zu verstehen ist, adressiert; zweitens wird der Zusammenhang zwischen Kraftwerksinvestitionen einschließlich Stilllegungen und Erzeugungssicherheit betrachtet; drittens wird untersucht, inwiefern eine Strommarktkopplung Investitionen in Kraftwerke beeinflusst und damit indirekt Erzeugungssicherheit bestimmt. Im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele interessiert dabei sowohl, ob Erzeugungssicherheit effektiv bis zu einem gewissen Grad erreicht wird, als auch, wie wirtschaftlich effizient die im Rahmen des Strommarktdesigns jeweils definierten Maßnahmen ausfallen.

Das grundlegende Untersuchungsobjekt stellen somit liberalisierte Großhandelsmärkte für elektrische Energie dar. Neben vielfältigen techno-ökonomischen Restriktionen ist ein wesentliches Merkmal von Strommärkten, dass sich deren Entwicklung (auf der Makroebene) aus den individuellen, dezentralen Entscheidungen der Akteure (auf der Mikroebene) ergibt. Es existiert folglich keine zentrale Steuerung, beispielsweise von Großhandelspreisen, jedoch verfügt die Politik mit der Ausgestaltung von Strommärkten über weitreichende indirekte Einflussmöglichkeiten auf Akteursentscheidungen. Darüber hinaus sind zumindest in Europa Stromnetze physisch und die entsprechenden Strommärkte kommerziell miteinander

³ Dementsprechend beziehen sich, sofern nicht anders bezeichnet, die in der Arbeit betrachteten Größen, insbesondere die Strompreise, auf die Ebene der Großhandelsmärkte. Strompreise für Endverbraucher in Deutschland beinhalten neben den Beschaffungskosten auf Großhandelsmärkten zudem Vertriebskosten, regulierte Netzentgelte und verschiedene Steuern, Abgaben sowie Umlagen (z. B. Mehrwertsteuer, Konzessionsabgabe, Umlage zur EE-Förderung).

verbunden, woraus sich oben genannte Wechselwirkungen ergeben. Die entsprechenden energiewirtschaftlichen Zusammenhänge sollen dabei theoretisch dargestellt und in den Kontext der aktuellen europäischen Praxis eingeordnet werden.

Aus dem energiewirtschaftlichen Hintergrund der Arbeit lässt sich das grundlegende methodische Vorhaben ableiten. Im Rahmen einer modellgestützten Energiesystemanalyse soll das bestehende agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell *PowerACE* (z. B. Genoese 2010) entsprechend weiterentwickelt werden. In Analogie zur Praxis ist das Modell in der Lage, Einzelentscheidungen auf Akteurs- bzw. Agentenebene abzubilden und durch vorgegebene Interaktionsmöglichkeiten ein emergentes Verhalten auf Systemebene zu simulieren. In erster Linie sind dazu neue Methoden zur Abbildung einer Strommarktkopplung und von wirtschaftlich bedingten Kraftwerksstilllegungen zu entwerfen und umzusetzen. Übergeordnet wird die Kombination sowie Integration verschiedener Methoden, insbesondere von optimierenden und simulierenden Modellen, angestrebt. Die Anwendung des Simulationsmodells zur systematischen und umfassenden Untersuchung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt erfordert zudem Weiterentwicklungen bei der Operationalisierung der Zielgrößen sowie im Hinblick auf die beabsichtigte probabilistische Analyse. Letztere dient der Integration zufälliger Schwankungen von wesentlichen Einflussgrößen auf Erzeugungssicherheit, um schließlich eine entsprechende Ergebnissensitivität ableiten zu können.

Der angestrebte Untersuchungsaufbau sieht grundsätzlich vor, das entwickelte Simulationsmodell für eine Fallstudie bis zum Jahr 2030 anzuwenden. Die Fallstudie ist angelehnt an die realen Strommärkte der Region Zentralwesteuropa (*Central Western Europe*, CWE), welche sich für Zwecke dieser Arbeit aus den Staaten Deutschland, Frankreich, Belgien und Niederlande zusammensetzt. Mithilfe der Modellanwendungen lassen sich verschiedene Kenngrößen für die Entwicklung von Strommärkten quantifizieren. Wissenschaftstheoretisch steht die positive Analyse im Sinne einer Beschreibung und Erklärung bestehender sowie zukünftiger Wechselwirkungen in europäischen Strommärkten im Vordergrund. Durch Vergleich verschiedener Szenarien (z. B. hinsichtlich der Strommarktkopplung) bzw. Ausgestaltungsoptionen von Strommärkten (z. B. reiner Energiemarkt, strategische Reserve) können ansatzweise ebenfalls normative Aussagen getroffen werden. Die entsprechende Ableitung von Handlungsempfehlungen für Energiepolitik und -wirtschaft entspricht schließlich einem originären Zweck der energiewirtschaftlichen Forschung. Insgesamt soll ein Beitrag zur aktuellen Diskussion um ein adäquates Marktdesign innerhalb europäischer Strommärkte geleistet werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 werden relevante Hintergründe zur Elektrizitätswirtschaft in Deutschland und Europa vorgestellt. Aufbauend auf der grundlegenden Organisation und Funktionsweise von Großhandelsmärkten für Strom auf nationaler wie europäischer Ebene (Abschnitt 2.1) werden die Zielkonstrukte Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt operationalisiert (Abschnitt 2.2). Mit der Umsetzung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Europa (Abschnitt 2.3) und den wesentlichen Einflussfaktoren bei Kraftwerksinvestitionen (Abschnitt 2.4) werden

anschließend die Ausgangspunkte der untersuchten Kausalketten beschrieben. Basierend auf einem Überblick über den Stand der Forschung (Abschnitt 2.5) werden die Untersuchungsschwerpunkte und -ziele konkretisiert.

Zu Beginn von Kapitel 3 werden die Anforderungen an die Untersuchungsmethode formuliert (Abschnitt 3.1). Aus den generischen Ansätzen zur modellgestützten Analyse von Elektrizitätssystemen (Abschnitt 3.2) wird mit der *agentenbasierten Modellierung und Simulation* (ABMS) der grundlegende Modellierungsrahmen für diese Arbeit ausgewählt und vorgestellt (Abschnitt 3.3). Abschließend erfolgt eine zusätzliche Vorstellung von Methoden zur Abbildung von Kraftwerksinvestitionen in Energiesystemanalysemodellen (Abschnitt 3.4).

Kapitel 4 umfasst die formale Beschreibung des entwickelten Simulationsmodells. Dazu werden in Abschnitt 4.1 das PowerACE-Modell, worauf das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte und angewendete Modell basiert, grundlegende Modellkonzepte und die informationstechnische Umsetzung skizziert. Die anschließenden Abschnitte enthalten mit der Abbildung einer Kopplung von Spotmärkten (Abschnitt 4.2), der Simulation von Investitionsentscheidungen (Abschnitt 4.3), der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve (Abschnitt 4.4), der deterministischen wie probabilistischen Messung von Erzeugungssicherheit (Abschnitt 4.5) und der Generierung stochastischer Zeitreihen (Abschnitt 4.6) jeweils eine Darstellung der wesentlichen Weiterentwicklungen aus methodischer Sicht.

In Kapitel 5 werden Untersuchungsaufbau und Datenbasis definiert. Dafür erfolgen in Abschnitt 5.1 die Festlegung des grundlegenden Untersuchungsrahmens mittels einer Fallstudie und die Abgrenzung untersuchter Szenarien. Die Struktur und die wichtigsten Quellen der verwendeten Modelldaten werden in Abschnitt 5.2 bzw. Abschnitt 5.3 erläutert.

Für die definierte Fallstudie werden auf Basis der aufbereiteten Eingangsdaten in Kapitel 6 zentrale Untersuchungsergebnisse vorgestellt. Nach der abschließenden Modellüberprüfung durch Validierung und Verifikation (Abschnitt 6.1) gliedert sich das Kapitel in die Untersuchung von Wohlfahrtseffekten (Abschnitt 6.2), von Erzeugungssicherheit (Abschnitt 6.3) und von grenzüberschreitenden Effekten bei der Einführung einer strategischen Reserve (Abschnitt 6.4).

Kapitel 7 greift die Untersuchungsergebnisse auf und ordnet diese in den Kontext eines europäischen Strombinnenmarktes sowie in das Forschungsgebiet der Energiesystemanalyse ein (Abschnitt 7.1). Aufgrund der zwangsläufig bestehenden Modellgrenzen werden in Abschnitt 7.2 kritische Annahmen diskutiert. Auch als Antwort auf die Grenzen der vorliegenden Arbeit beinhaltet Abschnitt 7.3 einen Ausblick auf zukünftige Modellanwendungen und -erweiterungen. Insbesondere wird ein umfangreiches, teilweise in einem eigenen Forschungsprojekt bereits umgesetztes Konzept zur Erweiterung des Simulationsmodells auf die Ebene von Stromverteilnetzen vorgestellt.

Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung in Kapitel 8.

2 Struktur und Entwicklung der deutschen sowie europäischen Elektrizitätswirtschaft

2.1 Organisation und Funktionsweise von Strommärkten

In liberalisierten Strommärkten existiert mit dem Strommarktdesign ein explizit formuliertes, ordnungspolitisches Regelsystem, um Anreize für Marktteilnehmer zu setzen und um auf diese Weise mittelbar die energiepolitischen Ziele zu erreichen. Idealerweise führen die dezentralen Entscheidungen der Marktakteure effektiv und effizient zu einem akzeptablen Niveau an Versorgungssicherheit. Aufgrund verschiedener Marktunvollkommenheiten und Besonderheiten im Elektrizitätssektor ist die Definition eines geeigneten Strommarktdesigns Gegenstand aktueller Diskussionen in der energiewirtschaftlichen Praxis wie Forschung. In diesem Abschnitt werden dafür zunächst allgemein Aufbau sowie Ausgestaltung von Strommärkten beschrieben (Abschnitt 2.1.1) und anschließend ausgewählte Aspekte bei der Umsetzung in Deutschland (Abschnitt 2.1.2) sowie auf europäischer Ebene (Abschnitt 2.1.3) dargestellt.

2.1.1 Grundlegender Aufbau von Elektrizitätssystemen und Aufgaben des Strommarktdesigns

Zur physischen Bereitstellung von elektrischer Energie als Endenergie beim Verbraucher sind im Allgemeinen verschiedene Umwandlungs- und Transportstufen erforderlich (Abbildung 2-1). Primärenergie (z. B. Steinkohle, Kernenergie, Windenergie) wird zunächst in Erzeugungsanlagen in elektrische Energie gewandelt. Aus diversen Gründen fallen Erzeugung und Verbrauch räumlich meist auseinander, so dass eine Übertragung und Verteilung des elektrischen Stroms notwendig ist. Der Verbraucher nutzt schließlich die elektrische Energie bedürfnisgerecht beispielsweise für die Bereitstellung von Wärme, Licht, mechanischer Arbeit oder informationstechnischen Anwendungen. Damit eine stabile und sichere Stromversorgung gewährleistet werden kann, müssen Stromerzeugung und -verbrauch einschließlich Verluste im Elektrizitätssystem zu jedem Zeitpunkt physikalisch übereinstimmen sein.

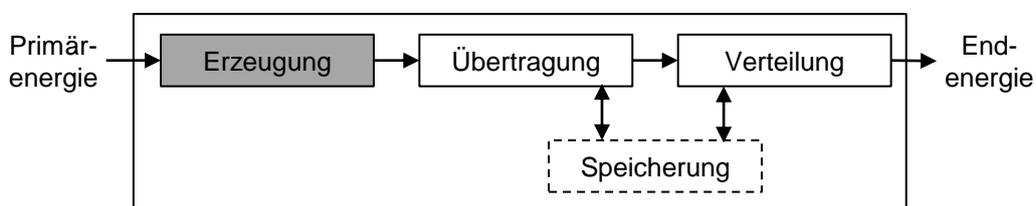


Abbildung 2-1 Schema der physischen Bereitstellungskette von Elektrizität

Grundlegendes Ziel der Energiepolitik im Stromsektor ist es, die Bereitstellung elektrischer Energie über alle Stufen möglichst sicher, kosteneffizient und umweltschonend zu gestalten⁴. Vor diesem Hintergrund wurde seit Mitte der 1990er Jahre in Europa schrittweise eine Liberalisierung der Strommärkte und damit eine Auflösung vertikal integrierter Stromversorger mit Monopolstellung umgesetzt. Drei vom Europäischen Parlament und vom Europäischen Rat in der Zeit von 1996 bis 2009 verabschiedete Legislativpakete sahen insbesondere eine wettbewerbliche Organisation wesentlicher Stufen der Bereitstellungskette von elektrischem Strom vor (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 1996, 2003, 2009a). Die Umsetzung dieser EU-Richtlinien in deutsches Recht erfolgte unter anderem durch entsprechende Novellierungen des *Energiewirtschaftsgesetzes* (EnWG). Während die netzgebundene Übertragung und Verteilung als natürliche Monopole weiter einer Regulierung unterliegen, stehen infolge der Liberalisierung die beteiligten Akteure im Erzeugungs- und Vertriebsbereich im Wettbewerb. Der entsprechende Stromhandel umfasst sämtliche Institutionen und Tätigkeiten, welche neben der physischen Bereitstellung von elektrischem Strom dafür sorgen sollen, dass dieser auch aus ökonomischer Sicht effizient erzeugt und bezogen werden kann. Analog zu den technischen Anforderungen muss dabei zudem aus kommerzieller Sicht ein ständiges Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben sein, was durch eine entsprechende Systembilanzierung erreicht wird. Stromhandel im Allgemeinen erfolgt auf unterschiedlichen Teilmärkten und Marktplätzen. Insbesondere Großhandelsmärkte erfüllen eine wichtige Mittlerfunktion zwischen der Stromerzeugung und dem Vertrieb an Endkunden.

Grundsätzlich kann ein Markt als eine Ansammlung von Käufern und Verkäufern, die durch tatsächliche und potenzielle Interaktionen den Preis eines Produktes bestimmen, aufgefasst werden (Pindyck und Rubinfeld 2009). Märkte erleichtern dadurch die Koordination von Tauschprozessen zwischen den unterschiedlichen Akteuren, beispielsweise im Vergleich zu einem rein bilateralen Handel. Strommärkte weisen in der Realität zahlreiche Besonderheiten auf, was bei der Verwendung des häufig zur Beschreibung der Funktionsweise und der Zusammenhänge unterstellten Modells eines vollkommenen Wettbewerbsmarktes berücksichtigt werden muss. Zu den technisch, strukturell und gesellschaftlich bedingten Merkmalen zählen unter anderem (z. B. Stoff 2002; Joskow und Tirole 2007; Swider et al. 2007):

technisch

- steter physischer wie bilanzieller Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme,
- begrenzte Teilbarkeit der Produktionsfaktoren,
- keine unendliche Reaktionsgeschwindigkeit,
- Netzgebundenheit,

⁴ Der Fokus der vorliegenden Arbeit auf die Stromerzeugung zur Deckung der jeweiligen Nachfrage impliziert, dass sich die energiepolitischen Zielkonstrukte im weiteren Verlauf auf diesen Teil der Bereitstellungskette beziehen (vgl. Abschnitt 2.2).

strukturell

- kaum wirtschaftliche Speichermöglichkeiten,
- fehlende bzw. geringe Preiselastizität der Nachfrage,
- unvollständige Informationen, Unsicherheiten und unterschiedliche Risikoeinstellungen unter den Akteuren,
- oligopolistische Erzeugerstruktur,
- Markteintritts- und -austrittsbarrieren,
- hoher Grad an Irreversibilität bei Investitionsentscheidungen,
- Vergütung von potentiell anfallenden Kuppelprodukten,
- Integration mit anderen Rohstoffmärkten,

gesellschaftlich

- Stromversorgung als integraler Bestandteil der Gesellschaft und Wirtschaft und
- de facto bzw. drohende Regulierung.

Im Rahmen einer gesamtheitlichen Betrachtung kann „der“ Strommarkt⁵ als eine soziale Institution verstanden werden, welche durch formelle wie informelle Regelsysteme den Handlungsrahmen der teilnehmenden Akteure setzt und schließlich durch die sich einstellenden Interaktionen sowie Einsatz- und Investitionsentscheidungen ein Marktergebnis bewirkt. Ellenbeck et al. (2013) folgend kann das sich ergebende Niveau an Versorgungssicherheit als Resultat der Markttransaktionen definiert werden; das implizit gehandelte Produkt stellt somit die sichere Versorgung mit elektrischer Energie dar. Der Begriff des Strommarktes meint folglich nicht nur einen speziellen Teilmarkt oder Marktplatz, sondern umfasst den gesamten regulatorischen Rahmen, welcher unter anderem

⁵ Das geographische Gebiet, für welches ein gemeinsamer, organisierter Stromhandel stattfindet, wird in der vorliegenden Arbeit als Marktgebiet (*market area*) bezeichnet. Diese Definition orientiert sich dabei an der institutionellen Umsetzung des Stromhandels. Die EPEX SPOT regelt beispielsweise den Börsenhandel von Strom für die Marktgebiete Deutschland, Deutschland-Österreich, Frankreich und Schweiz. In einem Marktgebiet können je nach Handelsverfahren und Fälligkeit wiederum verschiedene Marktsegmente definiert sein (EPEX SPOT 2015b). Häufig entspricht ein Marktgebiet räumlich einem Land, wie es entsprechend den geopolitischen Grenzen definiert ist. Darüber hinaus sind Staatsgrenzen insofern für Strommärkte bedeutsam, als Gesetzgebungskompetenzen hinsichtlich des Strommarktdesigns größtenteils auf nationaler Ebene liegen.

Eine Gebotszone (*bidding zone* oder *bidding area*) bzw. Preiszone (*price zone*) stellt wiederum ein Gebiet dar, innerhalb dessen die Marktteilnehmer aus Energiemarktsicht elektrische Energie ohne Engpässe austauschen können („Kupferplatte“). In einer solchen Zone gibt es einen einheitlichen Preis für elektrische Energie, d. h. intrazonale Engpässe werden nicht in den entsprechenden Marktpreisen reflektiert. Ein Marktgebiet kann mehrere Gebotszonen beinhalten (z. B. Italien).

Darüber hinaus gibt es den Begriff der Regelzone (*control area*), womit ein durch einen Netzbetreiber gesteuertes Netzgebiet bezeichnet wird. Für Stromliefer- und Stromabnahmekontrakte muss immer eine Regelzone als Lieferort angegeben werden. Ein Marktgebiet kann ebenso mehrere Regelzonen besitzen (z. B. Deutschland).

Für diese Arbeit wird primär der Begriff Marktgebiet verwendet, um unterschiedliche geographische Gebiete mit eigenen Marktsegmenten und einem eigenständigen Marktdesign zu bezeichnen. Für alle später untersuchten Marktgebiete wird jeweils eine einzige Gebotszone angenommen. Regelzonen haben für die vorliegende Arbeit keine unmittelbare Relevanz, da keine Netzmodellierung vorgenommen wird. Eine räumliche Identität zwischen Gebots- und Regelzone wird implizit vorausgesetzt.

in Form von Gesetzen kodifiziert ist, sowie sämtliche informellen Regelsysteme, wie beispielsweise die Erwartungen der Akteure über die zukünftige Entwicklung von Einflussgrößen und Annahmen über das Verhalten von Wettbewerbern (Ellenbeck et al. 2013; Granovetter 2005). Tatsächliche und erwartete Preise von Stromprodukten übernehmen dabei die zentrale Signal- und Koordinierungsfunktion.

Zur Schaffung des formellen Aspektes der Institution Strommarkt bedarf es einer entsprechenden Ausgestaltung, des sogenannten Strommarktdesigns. Dieser explizit formulierte, ordnungspolitische Rahmen hat grundsätzlich das Ziel, Anreize für die teilnehmenden Akteure so zu setzen bzw. zu verändern, dass die energiepolitischen Ziele hinreichend erfüllt werden⁶. Generell kann beim Strommarktdesign zwischen Marktarchitektur (*market architecture*) und Durchführungsregeln (*procedural rules*) unterschieden werden (Wilson 2002; Nabe 2006)⁷. Die Marktarchitektur betrifft unter anderem die Palette der Stromprodukte, welche auf definierten Märkten gehandelt werden können. Für deren Ausführung sind entsprechende Marktregeln, beispielsweise in Form von Auktionen, notwendig. Darüber hinaus wird im Rahmen des Strommarktdesigns idealerweise auch eine Operationalisierung der energiepolitischen Ziele festgelegt (vgl. Abschnitt 2.2).

Mit dem Strommarktdesign werden grundsätzliche Designparameter festgelegt. Es handelt sich dabei um fundamentale Entscheidungen, welche das Strommarktverständnis definieren und typischerweise nur selten angepasst werden. Drei solcher Parameter werden im Folgenden kurz beschrieben und für den weiteren Verlauf der Arbeit eingeordnet (vgl. Stoff 2002; Wilson 2002; Ockenfels et al. 2008).

Ein erster fundamentaler Parameter betrifft den Grad der Integration bzw. Zentralisierung und damit indirekt das Vertrauen auf die Effizienz von Wettbewerbsmärkten. Diese Designentscheidung betrifft unmittelbar die Art und Weise, wie Elektrizität zwischen den Akteuren gehandelt wird. Auf der einen Seite existieren weitestgehend integrierte Elektrizitätssysteme, in welchen alle Marktteilnehmer zum Handel über einen gemeinsamen Pool verpflichtet sind. Der Systembetreiber⁸ nimmt eine zentrale Koordinierungsposition ein, indem dieser basierend auf den von den Akteuren zur Verfügung gestellten Informationen eine Optimierung des Einsatzes aller beteiligten physischen Einheiten im System vornimmt. Der Stromhandel findet in solchen *Poolmodellen* ausschließlich über die zentrale Plattform statt und integriert typischerweise den Einsatz der Einheiten, die Bestimmung der Übertragungsflüsse sowie die Systemführung in Echtzeit. In der Praxis sind solche Systeme

⁶ Gemäß Chao et al. (2000) sind bei der Formulierung des Strommarktdesigns die Faktoren Systemsicherheit, Markteffizienz, Investitionsanreize, Engpassmanagement und Marktmacht zu berücksichtigen. Entsprechend Fußnote 4 beschränkt sich in der vorliegenden Arbeit die Betrachtung von Engpassmanagement auf präventive Methoden, welche im Rahmen des kurzfristigen grenzüberschreitenden Stromhandels zum Einsatz kommen (vgl. Abschnitt 2.3).

⁷ Ockenfels et al. (2008) unterscheiden analog auf Ebene des Spotmarkthandels an der EEX zwischen dem grundsätzlichen durch die Strombörse gesetzten Rahmen (Marktmakrostruktur) und den Auktionsregeln (Marktmikrostruktur).

⁸ Typischerweise handelt es sich in solchen Systemen um einen sogenannten *Independent System Operator*, welcher, ohne selbst Eigentümer von Betriebsmitteln zu sein, deren Einsatz unabhängig und ohne eigene Gewinnmaximierungsabsichten für das Gesamtsystem optimiert.

traditionell außerhalb von Europa, beispielsweise in der *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM) im Osten der USA und in Neuseeland, umgesetzt.

Das andere Extrem in dieser Hinsicht basiert auf einer möglichst starken Dezentralisierung des Stromhandels. In solchen Systemen existieren verschiedene, sequentielle Teilmärkte, auf welchen die Akteure dezentral Angebots- bzw. Nachfragegebote abgeben und so eigenverantwortlich Erzeugungskosten bzw. Zahlungsbereitschaften offenbaren. Eine Teilnahme ist dabei nicht obligatorisch, so dass neben den etablierten Märkten auch ein direkter, bilateraler Handel zwischen einzelnen Akteuren (*over-the-counter*) möglich ist. Dabei gibt es in diesen sogenannten *Börsenmodellen* meist eine institutionelle und zeitliche Trennung zwischen Räumung der implementierten Strommärkte und Systemführung in Echtzeit. Letztere übernehmen typischerweise Übertragungs- (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber, welche entsprechend notwendige Systemdienstleistungen über zusätzliche Märkte beschaffen können (z. B. Regelleistung). Eine Umsetzung dieser Marktorganisation erfolgte in vielen europäischen Ländern nach der Liberalisierung des Stromsektors, so unter anderem in Deutschland. Unter idealen Bedingungen führen beide Systemphilosophien zum gleichen kostenoptimalen Ergebnis (Bohn et al. 1984; Chao und Peck 1996; Wilson 2002).

Zweitens kann ein Strommarktdesign hinsichtlich der Wesensmerkmale der hauptsächlich gehandelten Stromprodukte und somit der Vergütungsart der Marktteilnehmer charakterisiert werden. In erster Linie verlangen Verbraucher nach elektrischer Energie, welche zum jeweiligen Lieferzeitpunkt zur Befriedigung verschiedener Bedürfnisse eingesetzt wird. Dementsprechend werden Betreiber von Erzeugungsanlagen für die Lieferung von elektrischer Energie vergütet (z. B. in EUR/MWh), um im Allgemeinen die anfallenden Erzeugungskosten zu decken. Verbraucher bezahlen für die bezogene Energiemenge und damit für die tatsächliche Nutzung der Erzeugungsanlagen. Ein Strommarkt, in welchem hauptsächlich bzw. ausschließlich elektrische Energie gehandelt wird, wird als *Energy-only-Markt* (EOM; auch (reiner) Energiemengenmarkt) bezeichnet. Darüber hinaus ist auch die Vergütung von elektrischer Leistung denkbar (z. B. in EUR/MW), d. h. Anbieter erhalten allein für die Vorhaltung von Erzeugungs- bzw. Nachfrageleistung einen monetären Ausgleich. Verbraucher bezahlen in diesem Fall für die Verfügbarkeit von Leistung und damit explizit für Versorgungssicherheit. Solche Kapazitätsmechanismen werden typischerweise additiv zu einem weiter bestehenden Energiemarkt umgesetzt⁹. Die Entscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmechanismus ist wesentlich davon beeinflusst, wie Versorgungssicherheit aus politisch-gesellschaftlicher Sicht definiert wird (vgl. Abschnitt 2.2.1.1). Bisher ist in Deutschland wie in den meisten anderen europäischen Ländern der Strommarkt vorwiegend nach dem Energy-only-Prinzip gestaltet. Aufgrund der Befürchtung, dass ein solcher Energiemengenmarkt kein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit garantieren könnte, wird jedoch über die Einführung von

⁹ Auch in eigentlichen EOMs kann es im Speziellen zu einer Vergütung von Leistung kommen. Beispielsweise erhalten Anlagenbetreiber in Deutschland auf den Regelleistungsmärkten alleine für die entsprechende Einsatzbereitschaft eine Vergütung, wodurch eine längerfristige Sicherstellung des entsprechenden Leistungsangebots erreicht werden soll. Der Begriff des Kapazitätsmechanismus bezieht sich normalerweise jedoch nicht auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

verschiedenen Kapazitätsmechanismen intensiv diskutiert bzw. deren Einführung wurde kürzlich beschlossen (z. B. Frankreich, Großbritannien). Unter anderem in Spanien, Schweden, Neuseeland und in den USA bestehen bereits mehrjährige Erfahrungen mit umgesetzten Kapazitätsmechanismen.

Als ein dritter wesentlicher Parameter des Strommarktdesigns kann die Behandlung von Netzrestriktionen, umgesetzt im Rahmen des Engpassmanagements und der Netztarifizierung, angeführt werden. Neben Verbrauch und Erzeugung sollte auch die Übertragung und Verteilung von Elektrizität verursachungsgerecht bewertet werden. Endkumentarife sollten daher in angemessener Art und Weise sowohl Übertragungsverluste als auch -beschränkungen reflektieren (z. B. Cameron 2001). Brunekreeft et al. (2005) formulieren verschiedene Anforderungen an Netzentgelte, welche unter anderem kurzfristig eine effiziente Auslastung der Stromnetze gewährleisten und langfristig Investitionsanreize setzen sollen.

Vor diesem Hintergrund bedarf es in einem Elektrizitätssystem, in welchem mögliche Netzrestriktionen innerhalb des Marktgebiets bzw. der Regelzone (intrazonale Engpässe) nicht im Rahmen des Energiemarktes berücksichtigt werden, einer anderweitigen Bewertung und Weitergabe entsprechender Kosten. Energiemarktpreise reflektieren zunächst nur die marginalen Erzeugungskosten bzw. Zahlungsbereitschaften für elektrische Energie. Treten bei der Realisierung der Fahrpläne jedoch tatsächlich Engpässe auf, müssen diese kurativ behandelt werden (vgl. Abschnitt 2.3.1) und die Kosten dafür werden an Verbraucher weitergegeben. Außerdem können die Netzbetreiber in solchen Systemen keine Erlöse durch die Versteigerung von Leitungskapazitäten erzielen, welche unter idealen Bedingungen der Deckung entsprechender Investitionen dienen. Netzbetreiber sind deshalb auf zusätzliche Vergütungsstrukturen angewiesen. Dezentral organisierte Strommärkte wie in Deutschland zeichnen sich häufig durch eine solche Vernachlässigung intrazonaler Engpässe aus.

Im Gegensatz dazu können im Rahmen des Engpassmanagements die knappen Übertragungskapazitäten auch präventiv bewertet und verteilt werden, so dass ein Engpass zum Lieferzeitpunkt bereits im Vorfeld durch entsprechende Energiemarkttransaktionen möglichst vermieden wird (vgl. Abschnitt 2.3.1). Dafür bestehen diverse Ansätze, welche sich unter anderem hinsichtlich des Integrationsgrads von Energiemarkt und Engpassmanagement sowie der netztechnischen Auflösung unterscheiden. Eine Extremform bildet das sogenannte Nodalpreissystem (*nodal pricing* oder *locational marginal pricing*), welches einen vollständig integrierten Handel von Energie und Übertragungskapazitäten vorsieht und dabei Netzrestriktionen möglichst zwischen allen Knoten des Übertragungsnetzes berücksichtigt (z. B. Schweppe et al. 1988). Typischerweise in Kombination mit einem Poolmodell führt dazu der zentrale Systembetreiber eine entsprechende Optimierung durch und die sich ergebenden standortspezifischen Marktpreise reflektieren sowohl Energie- als auch Übertragungskosten. Die obligatorische Teilnahme am Pool bedeutet zudem, dass die Marktteilnehmer keine bilateralen Verträge hinsichtlich physischer Übertragungsrechte schließen (z. B. Joskow und Tirole 2000). Eine Variation mit einer größeren Netzauflösung stellen zonale Ansätze dar, welche Übertragungsbeschränkungen an Zonengrenzen, jedoch nicht innerhalb der Zonen, berücksichtigen. Neben diesen integrierten Modellen existieren

weitere präventive Engpassmanagementmethoden, welche beispielsweise eine explizite Auktion von Übertragungskapazitäten vorsehen (vgl. Abschnitt 2.3.1).

Zusammenfassend ergibt sich für den deutschen Strommarkt eine dezentrale Marktstruktur, im Rahmen welcher die Akteure selbstständig an den etablierten Teilmärkten teilnehmen können und sich zum eigenverantwortlichen Fahrplanmanagement verpflichten. Die Systemführung in Echtzeit wird durch die Netzbetreiber vorgenommen, indem diese gemeldete Fahrpläne auf ihre Durchführbarkeit hin überprüfen und gegebenenfalls Systemdienstleistungen abrufen. Weiter erfolgt die Vergütung im Energiemarkt derzeit gemäß dem Energy-only-Prinzip und ohne Berücksichtigung von intrazonalen Netzrestriktionen. Auch das Strommarktdesign in den meisten anderen europäischen Ländern folgt diesen Grundprinzipien, so beispielsweise in Frankreich, Belgien und den Niederlanden.

2.1.2 Strommärkte auf nationaler Ebene

Im Folgenden wird die Architektur von Stromgroßhandelsmärkten in Anlehnung an das Strommarktdesign in Deutschland vorgestellt und wesentliche Zusammenhänge aus mikroökonomischer Sicht begründet. Eine Übertragung auf andere europäische Marktgebiete, insbesondere in Zentralwesteuropa, ist dabei im Allgemeinen gegeben; es bestehen jedoch im Speziellen abweichende Regelungen.

Grundsätzlich setzt sich ein dezentral aufgebauter Strommarkt wie in Deutschland aus mehreren organisierten Teilmärkten zusammen, auf welchen teils sequentiell, teils parallel unterschiedliche standardisierte Stromprodukte gehandelt werden. Eine Produktdifferenzierung ist unter anderem deshalb notwendig, um den speziellen Eigenschaften von elektrischem Strom als Handelsprodukt, wie beispielsweise die Notwendigkeit eines ständigen Gleichgewichts, die begrenzt wirtschaftliche Speicherbarkeit und die fehlende Reaktionsmöglichkeit in Echtzeit vieler Akteure, gerecht zu werden. In Kombination mit den unterschiedlichen Risikoeinstellungen und Planungszeiträumen können die Marktakteure auf den verschiedenen Teilmärkten flexibel und individuell Erzeugungseinheiten vermarkten bzw. elektrische Energie beschaffen. Darüber hinaus erfolgt auf gesonderten Marktplätzen die Beschaffung bestimmter Systemdienstleistungen durch den zuständigen Netzbetreiber. Kurz vor Erfüllung kommt es durch den jeweiligen Akteur zur endgültigen Fahrplanmeldung an den Netzbetreiber, dessen Aufgabe die abschließende Überprüfung des Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Entnahme ist.

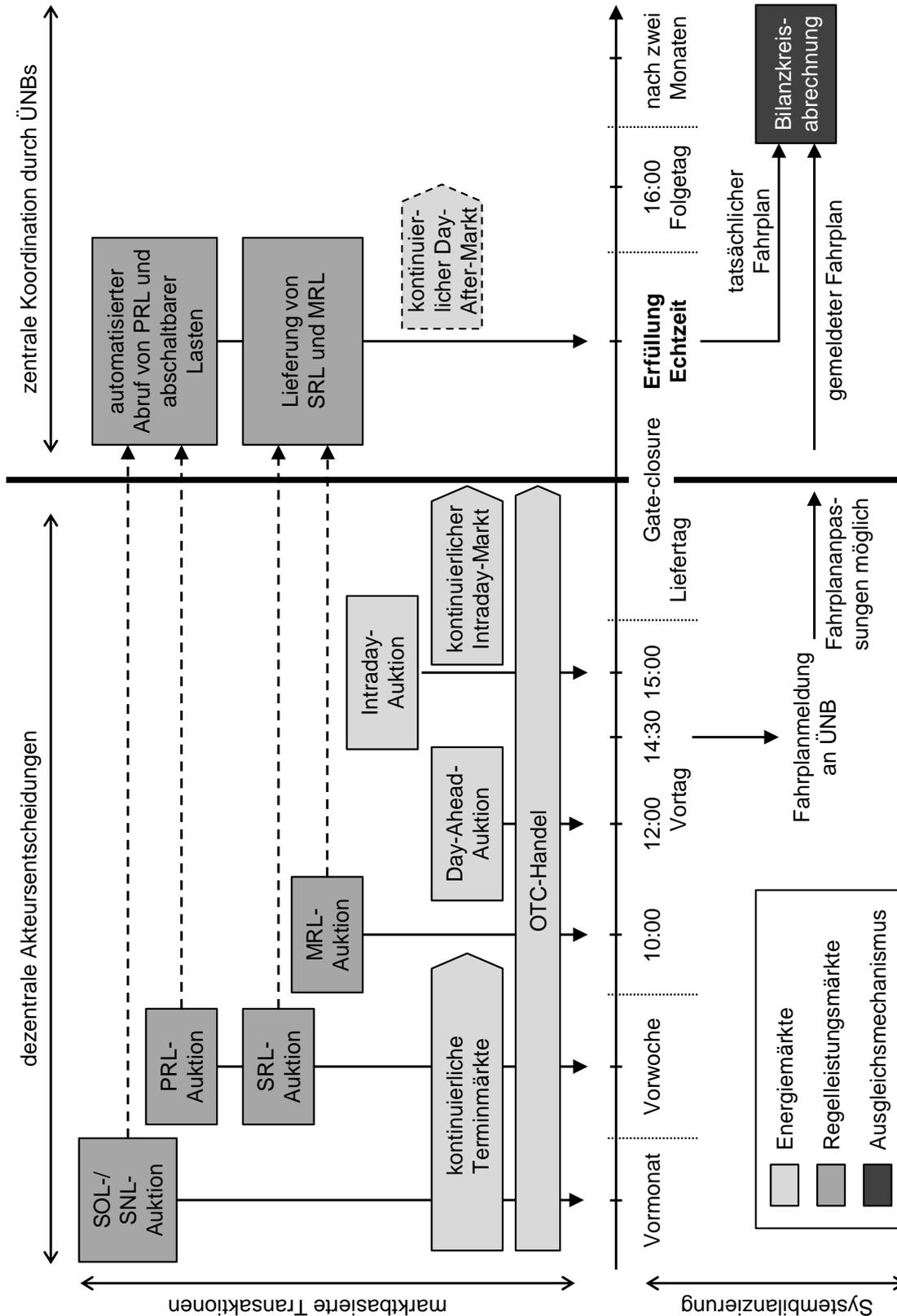


Abbildung 2-2 Chronologischer Ablauf der Strommärkte in Deutschland (nach Just und Weber 2012)

PRL: Primärregelleistung; SRL: Sekundärregelleistung; MRL: Minutenreserveleistung; SOL: Sofort abschaltbare Lasten; SNL: Schnell abschaltbare Lasten.

Den entsprechenden chronologischen Ablauf der Strommärkte in Deutschland zeigt Abbildung 2-2. Es existieren mit Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt verschiedene Börsenmärkte für elektrische Energie, welche sich vor allem hinsichtlich der Lieferfrist unterscheiden. Der Lieferort ist vereinbarungsgemäß eine der vier Regelzonen in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.1.3 und Abschnitt 2.3). Daneben bestehen mehrere Auktionsmärkte zur Beschaffung von Regelleistung bzw. abschaltbarer Lasten¹⁰ durch die ÜNBs. Um an den Märkten teilnehmen zu können, müssen bestimmte Zugangsvoraussetzungen erfüllt sein (z. B. Mindestgebotsgröße, Regelbarkeit der Anlage). Da außerdem eine Mehrfachvermarktung von Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten nicht möglich bzw. an Bedingungen geknüpft ist, stehen Marktakteure regelmäßig vor der Entscheidung über den möglichst optimalen Einsatz der Betriebsmittel bzw. die optimale Vermarktungsstrategie.

2.1.2.1 Spotmarkt für elektrische Energie

Mithilfe von Spotmärkten für elektrische Energie wird versucht, die technische Realität eines kontinuierlichen Stromflusses aus Handelssicht möglichst gut abzubilden. Da ein Echtzeithandel aus verschiedenen Gründen nicht durchführbar ist, wird der Spotmarkthandel typischerweise in diskreten Zeitabständen (z. B. auf stündlicher Basis) sowie mit gewisser Vorlaufzeit durchgeführt¹¹. Somit kommt der Spotmarkt im Allgemeinen der physischen Lieferung am nächsten und stellt die letzte Möglichkeit für Marktteilnehmer dar, die eigenen Präferenzen zu offenbaren, Korrekturen vorangegangener Handelsgeschäfte vorzunehmen oder Arbitragemöglichkeiten auszunutzen. Die letztendliche Steuerung des Elektrizitätssystems übernimmt in dezentral organisierten Strommärkten der jeweils zuständige Systemoperator bzw. Netzbetreiber unter Ausnutzung der kontrahierten Systemdienstleistungen.

In Deutschland ist ein Kurzfristhandel konkret im Rahmen der Day-Ahead-Auktion am Vortag sowie des Intraday-Marktes am Erfüllungstag jeweils mithilfe verschiedener Produkte an der EPEX SPOT möglich. Unter anderem wegen des deutlich höheren Handelsvolumens verglichen mit dem untertägigen Handel nimmt der Day-Ahead-Markt eine besondere Leitfunktion ein¹². Da in der vorliegenden Arbeit keine kurzfristigen Abweichungen, beispielsweise bei Einspeiseprognosen oder aufgrund von Kraftwerksausfällen, untersucht werden, soll der Intraday-Markt im Weiteren nicht näher betrachtet werden¹³. Zudem stellt der Day-Ahead-Markt eine Referenz für den außerbörslichen Handel dar, wofür das

¹⁰ Bei der Beschaffung abschaltbarer Lasten durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber wird zwischen sofort abschaltbaren Lasten und schnell abschaltbaren Lasten unterschieden (siehe <http://www.regelleistung.net>).

¹¹ Der letztmögliche Handelszeitpunkt wird durch die Handelsschlusszeit (*gate closure*) vorgegeben. Seit 2015 ist an der EPEX SPOT ein Handel bis 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt möglich (EPEX SPOT 2015c).

¹² Das höhere Day-Ahead-Handelsvolumen lässt sich im Wesentlichen darauf zurückführen, dass sich ein Großteil der nachfragebeeinflussenden Faktoren mit einer Vorlaufzeit von einem Tag gut prognostizieren lässt. Im Jahr 2014 betrug das gesamte Handelsvolumen der Day-Ahead-Auktionen in Deutschland 266 TWh und am Intraday-Markt 26 TWh (EEX 2015a). In Zukunft ist jedoch mit einem Anstieg der untertägigen Handelsaktivitäten, unter anderem aufgrund der zunehmenden fluktuierenden EE-Einspeisung, zu rechnen.

¹³ Im weiteren Verlauf der Arbeit werden daher die Begriffe Spotmarkt sowie Day-Ahead-Markt synonym verwendet, soweit die Unterschiede keine relevante Rolle für den jeweiligen Aspekt spielen.

Bundeskartellamt (2011) vor allem die Wahrnehmbarkeit und Arbitragemöglichkeiten anführt. Letztere ergeben sich in effizienten Märkten dadurch, dass gegebenenfalls auftretende Preisdifferenzen stets durch entsprechende Handelsgeschäfte wieder ausgeglichen werden können. Analog reflektieren Preise auf Terminmärkten die erwarteten Spotmarktpreise basierend auf den jeweils verfügbaren Informationen, so dass auch in dieser Hinsicht der Spotmarkt eine zentrale Koordinierungsrolle einnimmt (z. B. Ockenfels et al. 2008).

Aufgrund der Bedeutung des Spotmarktes in der Praxis und für die spätere Modellierung werden im Folgenden wesentliche mikroökonomische Grundlagen bei der Preisbildung dargestellt. Unterstellt man einen vollkommenen Wettbewerbsmarkt für das Produkt elektrische Energie, ergibt sich ein Markträumungspreis im Schnittpunkt der jeweils aggregierten Grenzkosten- bzw. Angebotskurve einerseits und der Grenznutzen- bzw. Nachfragekurve andererseits. Die Angebots- und Nachfragekurven reflektieren jeweils die Erzeugungskosten bzw. Zahlungsbereitschaften aller Marktakteure.

Auf der Angebotsseite sind gemäß mikroökonomischer Theorie kurzfristig die Grenzkosten, d. h. die Kosten zur Erzeugung einer weiteren Einheit, ausschlaggebend (z. B. Pindyck und Rubinfeld 2009). Versucht ein Marktteilnehmer mehr als die tatsächlichen Grenzkosten zu verlangen, muss er damit rechnen, überhaupt keinen Zuschlag zu bekommen, da es in einem Wettbewerbsmarkt stets andere Anbieter mit geringeren Kosten gäbe. Die Grenzkosten drücken im Allgemeinen aus, dass die dem Unternehmen zur Verfügung stehenden Ressourcen beschränkt sind, so dass sich je nach Verwendung entgangene Opportunitäten ergeben. Bei der Angebotserstellung sind deshalb entsprechende Alternativen zu bewerten und gegenüberzustellen. Die für die Stromerzeugung relevanten kurzfristigen Produktionsfaktoren könnten theoretisch einer alternativen Verwendung zugeführt werden. Insbesondere ergeben sich aus den Möglichkeiten einer Veräußerung oder einer Zwischenlagerung mit späterem Einsatz Opportunitätskosten¹⁴. Die Grenzkosten der Stromerzeugung setzen sich folglich aus der Summe aller kurzfristigen Opportunitätskosten zusammen¹⁵.

Für die Stromerzeugung sind dafür vor allem Kosten für Brenn-, Hilfs- sowie Betriebsstoffe, Personal und Emissionsberechtigungen relevant. Bei einem Anfahr- oder Abfahrvorgang entsteht typischerweise ein Mehrbedarf an Brennstoffen sowie ein zusätzlicher Verschleiß von Betriebsmitteln. In bestimmten Konstellationen können sich deshalb auch Fälle mit negativen Grenzkosten ergeben, d. h. der Erzeuger ist bereit, bei laufender Produktion

¹⁴ Auf Ebene der einzelnen Erzeugungsanlagen fällt zudem speziell die Entscheidung an, auf welchem Strommarktsegment die jeweilige Anlage angeboten werden soll, so dass in diesem Zusammenhang weitere Opportunitätskosten (im engeren Sinn) entstehen.

¹⁵ Mathematisch ergeben sich die Grenzkosten aus der ersten Ableitung der Gesamtkostenfunktion nach der Produktionsmenge und entsprechen damit den Produktionskosten bei einer infinitesimalen Änderung der Ausbringungsmenge. Nichtlinearitäten im Kostenverlauf sind entsprechend in den Grenzkosten abzubilden. Ein Beispiel dafür sind Anfahrkosten, welche bei einem Wechsel eines abgeschalteten Kraftwerks in den Betriebszustand potentiell anfallen. Da eine eindeutige Zuordnung auf eine einzelne Outputeinheit nicht möglich ist, erhöht sich in solchen Fällen die Komplexität der Grenzkostenbestimmung und Formulierung der Bietstrategie (z. B. Ockenfels et al. 2008).

vorübergehend Zahlungen an einen Abnehmer zu leisten, um beispielsweise einen Startvorgang zu vermeiden. Dagegen sind Fixkosten und damit auch Kapitalkosten bei der Gebotserstellung auf dem Spotmarkt für elektrische Energie irrelevant¹⁶.

Abweichend von den Annahmen eines vollkommenen Marktes unterscheiden sich in der Praxis die Kostenstrukturen der verfügbaren Kraftwerke in einem Elektrizitätssystem je nach Technologie und Einsatzmöglichkeiten. Eine Technologievielfalt ist aus ökonomischer Sicht überhaupt nur deshalb effizient, weil elektrischer Strom nur bedingt speicherbar ist, jedoch im System ein ständiger Ausgleich zwischen einer fluktuierenden Nachfrage und der Erzeugung notwendig ist. Im Allgemeinen verhalten sich in einem existierenden Kraftwerkspark variable und fixe Kosten von Kraftwerkstypen invers zueinander, d. h. Kraftwerke mit geringen variablen Kosten weisen meist hohe Fixkosten auf (z. B. Kern-, Braunkohlekraftwerke) und umgekehrt (z. B. Gasturbinen, Ölkraftwerke). Durch Aggregation aller Erzeugungsgebote in einem Markt ergibt sich die aufsteigend nach Grenzkosten sortierte *Merit-Order*, woraus sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke bestimmt.

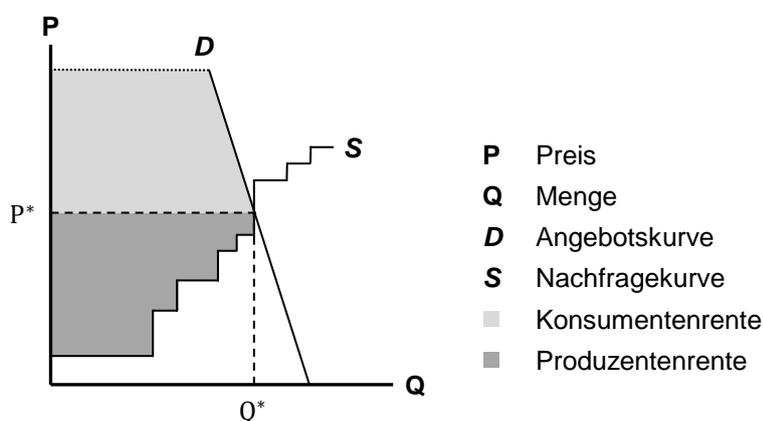


Abbildung 2-3 Räumung des Spotmarktes für elektrische Energie

Im Gleichgewicht des Spotmarktes entsprechen sich Grenzkosten und Grenznutzen; alle Erzeugungsanlagen mit Einsatzkosten unterhalb des Markträumungspreises erhalten ebenso wie alle Nachfragegebote mit höheren Zahlungsbereitschaften einen Zuschlag. Ist ausreichend Erzeugungsleistung vorhanden, wird die Höhe des Markträumungspreises durch die Grenzkosten des zuletzt eingesetzten Kraftwerks bzw. den Grenznutzen des zuletzt bedienten Nachfragers bestimmt (Abbildung 2-3). Alle zugeschlagenen Gebote weisen eine nichtnegative Produzenten- bzw. Konsumentenrente auf. Die Summe über alle Renten pro Markträumung stellt den Wohlfahrtsgewinn durch den Stromhandel dar (vgl. Abschnitt 2.2.2). Während das preissetzende Kraftwerk keinen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaftet,

¹⁶ Im Sinne einer kartellrechtlichen Überwachung der Ausübung von Marktmacht ist es in Deutschland marktbeherrschenden Unternehmen ohne Nachweis einer entsprechenden Erforderlichkeit untersagt, Kraftwerksleistungen oberhalb der Grenzkosten anzubieten (Bundeskartellamt 2011). Eine Überprüfung der Marktmachtposition deutscher Stromerzeuger unterliegt gemäß dem *Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen* (GWB) dem Bundeskartellamt zusammen mit der Bundesnetzagentur. Im Zuge der Strommarktreform, welche 2015 von der Bundesregierung angestoßen wurde (vgl. Abschnitt 2.4.2.2), wird an dem Mark-up-Verbot zwar festgehalten, jedoch soll eine transparentere Missbrauchsaufsicht dafür sorgen, dass die Regelung von den Marktteilnehmern nicht als grundsätzliche Einschränkung der freien Preisbildung am Strommarkt aufgefasst wird (§ 53 Abs. 3 Satz 3 GWB neu; BMWi 2015a).

dienen aus Sicht der Erzeuger die übrigen Renten (inframarginale Renten) der Deckung der Vollkosten.

Darüber wie auch Spitzenlastkraftwerke, welche in den seltenen Einsatzfällen zudem häufig den Markträumungspreis bestimmen, ihre Fixkosten refinanzieren können, bestehen verschiedene theoretische Erklärungsansätze. Einerseits beschreibt das Konzept des *Peak-Load-Pricing*, dass in Knappheitssituationen Spitzenlastkraftwerke einen Aufschlag (*markup*) entsprechend den langfristigen Grenzkosten verlangen können (Boiteux 1964; Stoff 2002). Abbildung 2-4 (links) zeigt stilisiert, wie das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten einen Aufschlag auf die kurzfristigen Grenzkosten verlangt und somit im jeweiligen Zeitschritt einen positiven Deckungsbeitrag verdient. Bei einer geringeren Nachfrage würde das Kraftwerk ohnehin nicht zum Zug kommen und hätte möglicherweise den Aufschlag gar nicht erst eingestellt. Andererseits könnte bei nicht ausreichender Erzeugungsleistung auch die Nachfrage den Markträumungspreis bestimmen (Abbildung 2-4 rechts). Der so durch die Nachfrage gesetzte Markträumungspreis sollte den Grenznutzen des zuletzt bedienten Verbrauchers reflektieren; im Falle einer Knappheitssituation entspricht dieser den marginalen Kosten einer unterbrochenen Stromversorgung (*value of lost load, VOLL*). Abweichend von den Annahmen eines vollkommenen Marktes könnten eine regulatorische Preisobergrenze (*price cap*) und fehlende Möglichkeiten zur Offenbarung des VOLL zu einem Marktversagen führen.

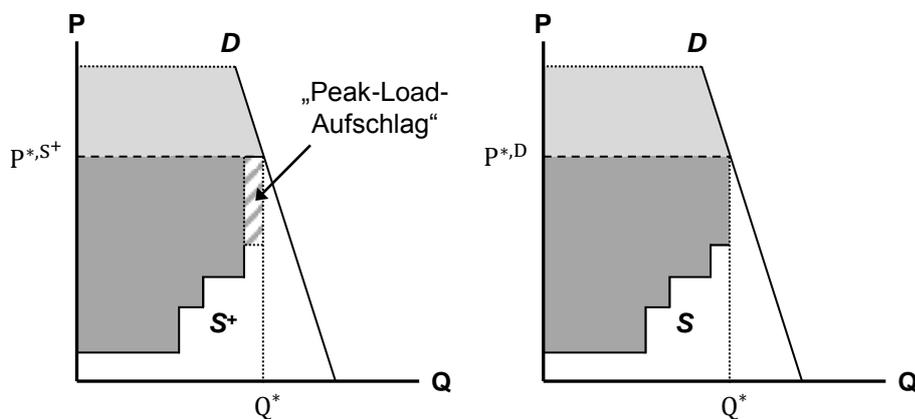


Abbildung 2-4 Markträumung in einer Knappheitssituation (links: Peak-Load-Pricing mit S^+ als angepasste Angebotskurve; rechts: Preissetzung durch Nachfrage)

Grundsätzlich fungieren Strompreise als zentrales Regulativ, indem Knappheitspreise einen möglicherweise vorhandenen Bedarf an neuer Erzeugungsleistung signalisieren. Bei einem Überangebot an Erzeugungsleistung im Verhältnis zur jeweiligen Nachfrage sinken dagegen Strompreise, was ein Indiz dafür sein kann, dass Anlagen möglicherweise stillgelegt werden müssen. Theoretisch, d. h. wenn die Annahmen eines vollkommenen Marktes erfüllt sind, ergibt sich in einem nach dem Energy-only-Prinzip aufgebauten Strommarkt ein Niveau an Erzeugungsleistung, mit welchem die Nachfrage effizient bedient werden kann (z. B. Stoff 2002; Olsina et al. 2006; Joskow und Tirole 2007).

Aufgrund der in der Realität vorhandenen Marktunvollkommenheiten, welche sich zudem in der Praxis je nach Marktgebiet stark unterscheiden, können die theoretischen Erkenntnisse jedoch nicht uneingeschränkt übertragen werden. Ein Urteil dahin gehend, ob Strompreise

immer und in jedem EOM ihre Signalfunktion zufriedenstellend erfüllen können, ist im Allgemeinen nicht möglich. Dies soll anhand zweier Aspekte beispielhaft illustriert werden.

Erstens könnten im Falle einer fehlenden Preiselastizität der Nachfrage Situationen auftreten, in denen kein Schnittpunkt zwischen Nachfrage und Angebot gebildet werden kann. Infolgedessen könnte einerseits ein teilweiser, undifferenzierter Lastabwurf notwendig sein und andererseits müsste aufgrund der Indeterminiertheit der Markträumung eine bestimmte Regelung getroffen werden, so dass Strompreise trotzdem möglichst ihre Signalfunktion für die Marktteilnehmer erfüllen können. Nicht nur ist jedoch die objektive Feststellung des VOLL unmöglich, sondern es existieren, auch wegen der Verzahnung des Strommarktes mit gesellschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Interessen, typischerweise regulatorische Preisobergrenzen. Diese mögen zwar aus Sicht bestimmter Akteure wünschenswert sein, jedoch könnten sie notwendige Preisspitzen unterbinden. Fehlen durch Strompreise induzierte Investitionsanreize, kommt es zu einem Marktversagen und das angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit kann möglicherweise nicht erreicht werden (*Missing-Money-Problem*; z. B. Joskow und Tirole 2007; de Vries und Heijnen 2008).

Zweitens führt die zunehmende Einspeisung aus EE, welche in vielen Märkten zu relativ geringen Grenzkosten und mit Einspeisevorrang stattfindet, zwar nicht per se zu einem Versagen des EOM, jedoch verursacht dieser quasi-regulierte Eingriff eine Abweichung vom Gleichgewichtszustand und verstärkt zudem die Auswirkungen einiger Marktunvollkommenheiten. Beispielsweise verlangt die steigende angebotsseitige Fluktuation im Allgemeinen eine höhere Flexibilität des Systems. Eine adäquate Vergütung und damit langfristige Bereitstellung solcher Flexibilität könnte teilweise durch Anpassung von Marktdurchführungsregeln (z. B. Verkürzung der Handelsschlusszeit, feinere zeitliche Aufteilung der gehandelten Produkte) erreicht werden. Jedoch könnte in Kombination mit weiteren Faktoren (z. B. Unsicherheiten, Risikoeinstellungen) ein Energy-only-Marktdesign in der Praxis auch systematisch ungeeignet sein, eine ausreichende Vergütung von Kraftwerken sicherzustellen (z. B. Joskow 2006).

2.1.2.2 Kapazitätsmechanismen

Da ein endgültiges theoretisches und empirisches Urteil über die langfristige Funktionsfähigkeit von EOMs fehlt, wurden verschiedene Ansätze, welche jeweils die Erreichung der energiepolitischen Ziele unterstützen sollen, vorgeschlagen. Neben einer besseren Integration bestimmter Akteure (z. B. verstärkte Erschließung und Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten) werden häufig wirtschaftspolitische Instrumente, vor allem Kapazitätsmechanismen, angeführt. Die Entscheidung über die Einführung eines solchen Mechanismus hängt eng mit dem politisch-gesellschaftlichen Verständnis von Versorgungssicherheit zusammen (vgl. Abschnitt 2.2.1.1).

Originäres Ziel eines Kapazitätsmechanismus ist typischerweise einem vermeintlichen Versagen eines EOM entgegenzuwirken und für ein ausreichend hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu sorgen, indem durch die Vergütung von vorgehaltener Leistung gezielt Investitionsanreize für den Neubau bzw. Erhalt von Erzeugungsanlagen und

Nachfragelasten gesetzt werden. Als Neben- bzw. Unterziele werden teilweise auch Flexibilisierung und Dekarbonisierung des Kraftwerksparks, Bekämpfung von Marktmacht, Reduktion der Volatilität von Spotmarktpreisen und Erzeugung eines stabilen Investitionsumfeldes genannt. Weiter kann ein Kapazitätsmechanismus standortabhängige Anreize setzen, um Netzengpässe zu vermeiden. Letzterer Aspekt ist eng mit der grundlegenden Entscheidung über die Art und Weise, wie Netzrestriktionen in einem Strommarkt behandelt werden, verbunden.

Die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen erfordert eine grundsätzliche Abwägung zwischen den durch Staat bzw. Regulierer vorgegebenen Parametern einerseits und den verbleibenden Freiheitsgraden für die Akteure andererseits. Eine Klassifizierung dieser Mechanismen ist unter anderem hinsichtlich der Art der Steuerung, entweder mengen- oder preisbasiert, hinsichtlich der Zielgruppe, entweder der gesamte Kraftwerkspark oder eine Auswahl (z. B. Technologie), bzw. hinsichtlich der Beschaffungsverpflichtung, entweder zentral oder dezentral, möglich. Daraus ergeben sich unter anderem mit Kapazitätzahlungen, zentralem Kapazitätsmarkt, dezentralem Kapazitätsmarkt und strategischer Reserve mehrere Grundformen. Eine allgemeine Beschreibung der verschiedenen Optionen kann beispielsweise Finon und Pignon (2008) entnommen werden; im Detail bestehen zahlreiche individuelle Ausgestaltungparameter und Erweiterungsmöglichkeiten. Praxisbeispiele für umgesetzte bzw. beschlossene Kapazitätsmechanismen finden sich in Spanien (Kapazitätzahlungen; Batlle et al. 2007), im U.S.-amerikanischen PJM-Markt (zentraler Kapazitätsmarkt; PJM 2015), in Großbritannien (zentraler Kapazitätsmarkt; DECC 2015), in Frankreich (dezentraler Kapazitätsmarkt ab 2016/2017; MEDDE 2015) und in Belgien (strategische Reserve; Elia 2014).

In Deutschland wird ebenfalls eine intensive Diskussion über die Funktionsfähigkeit eines EOM vor dem Hintergrund einer steigenden EE-Einspeisung und des Kernenergieausstiegs sowie über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zur Unterstützung der Versorgungssicherheit geführt. 2015 erklärte die Bundesregierung schließlich die Absicht, eine sogenannte Kapazitätsreserve, eine Form der strategischen Reserve, einführen zu wollen (BMWi 2015a; vgl. Abschnitt 2.4.2.2). Auch aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit eine strategische Reserve herangezogen, um mögliche Effekte bei einer unkoordinierten Einführung von Kapazitätsmechanismen in einem gekoppelten Strommarkt zu illustrieren (vgl. Abschnitt 4.4 und Abschnitt 6.4).

Vor der Einführung eines Kapazitätsmechanismus stehen zuvorderst die Fragen nach der Notwendigkeit und möglichen Alternativen. Bei der Bewertung von Kapazitätsmechanismen sollten dabei grundsätzlich die gleichen Kriterien wie für einen EOM hinsichtlich der effektiven und effizienten Erreichung energiepolitischer Ziele herangezogen werden. Da es sich um die Einführung eines neuen Instruments handelt, sollten des Weiteren Aspekte in Bezug auf Umsetzbarkeit, nachträgliche Anpassungsmöglichkeiten, Transaktionskosten, Verzerrungseffekte aufgrund eines staatlichen Eingriffs und Vereinbarkeit mit dem Ziel eines europäischen Strommarktes (vgl. Abschnitt 2.1.3 und Abschnitt 2.3) geprüft werden. Die Detailausgestaltung einschließlich Parametrierung stellt eine besondere Herausforderung bei der Einführung eines Kapazitätsmechanismus dar. Ähnlich wie die eigentlichen

Marktteilnehmer sind der Staat sowie die ausführende Institution von einer unvollständigen und asymmetrischen Informationslage betroffen.

2.1.3 Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes

Typischerweise handelt es sich bei Strommärkten nicht um isolierte „Inselsysteme“, sondern sie sind technisch wie institutionell in einen internationalen Kontext eingebettet, woraus sich zusätzliche Herausforderungen bei deren Ausgestaltung ergeben. In Europa wird seit Jahrzehnten meist über Höchst- und Hochspannungsleitungen, sogenannte *Interkonnektoren* (auch Grenzkuppelstellen), physisch elektrischer Strom zwischen Marktgebieten bzw. Ländern übertragen (*physische Kopplung* von Strommärkten). Ursprünglich dienten Interkonnektoren lediglich zur Stabilisierung der nationalen Systeme in Notfallsituationen (z. B. Knops et al. 2001), so dass der Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gegenüber dem inländischen Stromnetz nur bedingt vorangetrieben wurde. Im Zuge der wachsenden Bedeutung der EU sowie insbesondere durch die Liberalisierung des Energiesektors wandelte sich jedoch auch das fundamentale Verständnis hinsichtlich der Interkonnektoren. Heute gilt, dass die zusätzliche Flexibilität, welche durch die Interkonnektoren im Elektrizitätssystem bereitgestellt wird, jedem Marktteilnehmer diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden soll, marktorientiert zu nutzen ist und somit einen zentralen Bestandteil bei der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes darstellt.

Ein europäischer Elektrizitätsbinnenmarkt ist ein wesentliches Ziel der drei seit 1996 beschlossenen Energiepakete (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 1996, 2003, 2009a). Im Allgemeinen soll die Schaffung von Wettbewerbsfreiheit für alle Verbraucher, Anbieter und Lieferanten zu Effizienzgewinnen, wettbewerbsfähigen Preisen, höheren Dienstleistungsstandards, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit führen (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2009a). Elektrizität fällt dabei in den Anwendungsbereich der Warenverkehrsfreiheit (z. B. Frenz 2012). Ein zentraler Aspekt ist in diesem Zusammenhang ein diskriminierungsfreier und transparenter Netzzugang im gesamten Gebiet der EU, die grenzüberschreitenden Interkonnektoren eingeschlossen.

Unmittelbares Ziel ist nicht, die EU als einen einzigen Strommarkt, so wie in Abschnitt 2.1.2 auf nationaler Ebene beschrieben, zu behandeln, sondern die vorhandenen Marktgebiete möglichst stark und effizient zu integrieren. Zwar wurde mit Art. 194 AEUV¹⁷ eine Rechtsgrundlage für eine umfassende europäische Energiepolitik geschaffen, jedoch fehlt der EU aufgrund des Souveränitätsprinzips einerseits sowie des Subsidiaritätsprinzips andererseits nach wie vor eine weitreichende gesetzgeberische Kompetenz für den Energie- bzw. Elektrizitätssektor. Stattdessen muss die Europäische Union auf verwandte Kompetenzbereiche ausweichen, um überhaupt effektiv Einfluss auf die Energiepolitik nehmen zu können. Im Falle der Einführung von nationalen Kapazitätsmechanismen ergibt

¹⁷ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

sich möglicherweise durch das europarechtliche Beihilferecht eine Einflussmöglichkeit für die EU (vgl. Europäische Kommission 2016).

Der grenzüberschreitende Stromhandel als ein wesentlicher Baustein eines Strombinnenmarktes sollte dabei so organisiert sein, dass die Auslastung der Interkonnektoren unter Berücksichtigung technischer Sicherheitsanforderungen möglichst maximiert wird, um marktgebietsübergreifend Nachfrage und Erzeugung kostenminimal zusammenzuführen. Ausgehend von den Ergebnissen der Energiemärkte in den verschiedenen Marktgebieten, welche per Definition vor dem Lieferzeitpunkt entstehen, ergeben sich implizit Stromflüsse über die Interkonnektoren. Diese Handelsflüsse sollten so gut wie möglich die physikalischen Stromflüsse approximieren, um die technisch zur Verfügung stehende Übertragungsleistung auszunutzen und um nachträgliche kurative Eingriffe zu vermeiden. Eine solche Bewirtschaftung von Interkonnektoren (*kommerzielle Kopplung* von Strommärkten) erfordert ebenfalls ein formelles Regelwerk, welches im Allgemeinen dem europäischen Strommarktdesign zuzuordnen ist und im Speziellen als grenzüberschreitendes Engpassmanagement bezeichnet wird. Anders als beispielsweise innerhalb von Deutschland sollen dabei Netzrestriktionen im Rahmen der Energiemarkträumung ausdrücklich berücksichtigt werden, so dass die Preise für elektrische Energie in den europäischen Marktgebieten die unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragestrukturen sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten reflektieren (vgl. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2009c). Eine ausführlichere Behandlung der in Europa hauptsächlich verwendeten Methoden zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement erfolgt in Abschnitt 2.3. Das derzeitige europäische Strommarktdesign ist als Hülle zu verstehen, welche für wenige Teilbereiche Marktarchitektur und Durchführungsregeln vorgibt, in vielen Fällen jedoch nicht über einen Empfehlungscharakter hinausgeht.

Der grenzüberschreitende Stromhandel beeinflusst de facto die beteiligten nationalen Strommärkte. Im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung unterstützt ein gekoppelter Strommarkt im Allgemeinen die Erreichung energiepolitischer Ziele. In der kurzen Frist ergeben sich insbesondere zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten bei Schwankungen des Angebots bzw. der Nachfrage¹⁸. Langfristig können Strompreise, welche im Rahmen eines grenzüberschreitenden Engpassmanagements entstehen, Signale für Erzeuger, Nachfrager und Netzbetreiber liefern. In Kombination mit verwandten Regelungen des Strommarktdesigns lassen sich möglicherweise weitere Synergien realisieren, z. B. durch eine Harmonisierung von EE-Subventionen zur verbesserten Ausnutzung der im Gesamtsystem vorhandenen wirtschaftlichen EE-Erzeugungspotentiale.

Strompreise in den einzelnen Marktgebieten werden somit nicht nur durch die Gegebenheiten innerhalb des jeweiligen Preisgebiets determiniert. Denn gemäß den verfügbaren

¹⁸ Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Marktgebiete Deutschland, Frankreich, Belgien und Niederlande lag im Zeitraum 2010-2014 die jährliche Spitzenlast des Gesamtgebiets im Durchschnitt 5,7 GW unter den jeweils summierten nationalen Jahresspitzenlastwerten. Dieser Ausgleichseffekt entspricht 4,1 % der durchschnittlichen Gesamtnachfragelast (eigene Berechnungen; ENTSO-E 2015b). Unterstellt man ausreichend große Übertragungskapazitäten, könnte theoretisch alleine durch den regionalen Ausgleich auf die Vorhaltung von Erzeugungsleistung in dieser Höhe verzichtet werden.

Interkonnektoren und dem aktuellen europäischen Strommarktdesign spielen auch die jeweilige Erzeugungs- und Nachfragesituation in den verbundenen Marktgebieten und damit indirekt die dort jeweils bestehende Ausgestaltung des Strommarktes eine Rolle. Konsequenterweise wirken sich Anpassungen der Übertragungskapazitäten und Änderungen des Strommarktdesigns auf europäischer wie nationaler Ebene zu einem gewissen Grad auf verbundene Marktgebiete aus. Beispielsweise kann die nationale Einführung von Kapazitätsmechanismen Veränderungen in anderen Marktgebieten hervorrufen; insbesondere bei einer fehlenden Koordination und Nichtberücksichtigung grenzüberschreitender Effekte können sich Externalitäten, auch zum Nachteil für das Gesamtsystem, ergeben. Meyer und Gore (2015) teilen mögliche grenzüberschreitende Effekte durch eine unkoordinierte bzw. asymmetrische Einführung von Kapazitätsmechanismen in fünf Kategorien ein: Preis-, Kapazitäts-, Wohlfahrts-, Verteilungs- und Infrastruktureffekte. Infolgedessen stellt sich grundsätzlich die Frage, wie entsprechende Wechselwirkungen in gekoppelten Strommärkten beim Strommarktdesign und bei der Formulierung von energiepolitischen Zielen berücksichtigt werden sollen.

2.2 Operationalisierung ausgewählter energiepolitischer Ziele

Zur Beurteilung, ob ein bestimmtes Strommarktdesign geeignet ist, die gesetzten Ziele in Bezug auf Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zu erreichen, bedarf es einer Operationalisierung der entsprechenden Zielkonstrukte. Im Falle von quantitativen Kriterien handelt es sich dabei typischerweise um Schätz- bzw. Erwartungswerte, da eine eindeutige, objektive Messung künftiger Entwicklungen nicht durchführbar oder zu komplex ist. Neben der Festlegung von geeigneten Kriterien ist, soweit möglich, auch der angestrebte Zielerreichungsgrad a priori durch die Politik unter Berücksichtigung gesellschaftlicher, wirtschaftlicher und technischer Rahmenbedingungen zu bestimmen. Genauso ist es eine politische Aufgabe, eine Abwägung zwischen den teilweise konfliktionären Zielen herbeizuführen. Zur Feststellung der Zielerreichung ist schließlich eine kontinuierliche und systematische Überwachung notwendig.

Wie insbesondere Erzeugungssicherheit (Abschnitt 2.2.1), eine Form von Versorgungssicherheit, und Wirtschaftlichkeit (Abschnitt 2.2.2)¹⁹ in Theorie, Praxis und schließlich im Rahmen der vorliegenden Arbeit definiert und gemessen werden, wird in den folgenden Abschnitten dargestellt. Mithilfe eines Energiesystemanalysemodells wird im weiteren Verlauf der Arbeit eine Simulation und Quantifizierung für eine Fallstudie durchgeführt (vgl. Kapitel 3-6).

¹⁹ Daneben besteht eine Vielzahl weiterer Bewertungskriterien, welche in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht explizit erläutert und untersucht werden. Beispielsweise können Großhandelspreise für Strom einen Indikator für die Belastung von Konsumenten darstellen, wobei dies auch durch die verwendete Konsumentenrente abgedeckt ist (vgl. Abschnitt 2.2.2). Die Umweltverträglichkeit als drittes fundamentales energiepolitisches Ziel wird ebenfalls nicht vertieft, was dem Fokus der Arbeit geschuldet ist. Der Ausbau der EE und die entsprechende Einspeisung werden größtenteils als exogen angenommen, so dass lediglich Teilaspekte der Umweltwirkungen von Strommarktausgestaltungen analysiert werden können (z. B. Abregelung der EE-Erzeugung). Genauso werden Markteigenschaften, wie etwa die Wettbewerbssituation (z. B. ausgedrückt durch Kennzahlen zu Marktmacht oder Liquidität) und Transaktionskosten, nicht betrachtet.

2.2.1 Erzeugungssicherheit

2.2.1.1 Definition und Abgrenzung

Unter Versorgungssicherheit in einem Elektrizitätssystem (*security of supply* oder *reliability*) ist im Allgemeinen die Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität im gewünschten Umfang und in geforderter Qualität zu verstehen. Es handelt sich dabei zunächst um ein abstraktes, multidimensionales Konzept ohne abschließende Definition in Literatur und Praxis. Häufig wird Versorgungssicherheit jedoch in die Aspekte Sicherheit (*security*) und Angemessenheit (*adequacy*) unterteilt. Während mit Sicherheit die Fähigkeit eines Elektrizitätssystems, unerwarteten, kurzfristigen Störungen standzuhalten, gemeint ist, beschreibt Angemessenheit die grundsätzliche Fähigkeit des Systems, die erforderliche elektrische Energie und Leistung den Verbrauchern bereitzustellen (z. B. Billinton und Li 1994; de Vries 2004). Angemessenheit in Bezug auf Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie wird mit Erzeugungssicherheit (*generation adequacy*, *supply adequacy* oder *capacity adequacy*) bezeichnet und steht im Fokus der vorliegenden Arbeit.

Eine kongruente Unterscheidung kann hinsichtlich der zeitlichen Perspektive von Versorgungssicherheit erfolgen (z. B. Roques 2008). Kurzfristig muss aus operativer Sicht sichergestellt werden, dass in einem bestehenden System Erzeugung und Verbrauch von Strom stets ausgeglichen werden und keine übermäßigen Belastungen bei Übertragung sowie Verteilung auftreten (Sicherheit). Bei der langfristigen Sichtweise auf Versorgungssicherheit steht dagegen die Frage im Vordergrund, wie und ob ausreichend Investitionen, insbesondere in Erzeugungsanlagen und nachfrageseitige Infrastruktur, getätigt werden, so dass die erwartete Nachfrage mit ausreichend großer Wahrscheinlichkeit gedeckt werden kann (Erzeugungssicherheit)^{20,21}.

Es besteht im Allgemeinen Konsens darüber, dass kurzfristige Versorgungssicherheit bzw. der Aspekt der Sicherheit kein privates Gut darstellt (z. B. Oren 2003). Alle angeschlossenen Stromverbraucher profitieren davon, wenn der Zustand des Elektrizitätssystems in Echtzeit überprüft und gegebenenfalls Systemdienstleistungen eingesetzt werden (Nichtausschließbarkeit). Dies ist darauf zurückzuführen, dass für den jeweiligen Zeitpunkt die individuelle Bereitstellung von Strom in unterschiedlicher Qualität technisch nicht möglich bzw. im Versorgungsvertrag nicht vorgesehen ist. Unabhängig davon sollte sie aber

²⁰ Im Rahmen des für diese Arbeit entwickelten Simulationsmodells werden lediglich Investitionen in konventionelle Erzeugungsanlagen betrachtet. Sowohl Investitionen in Netze als auch in EE-Anlagen sind stark durch die jeweilige Regulierung bzw. den bestehenden Subventionsrahmen geprägt. In beiden Fällen ist die mögliche und auch faktische Einflussnahme durch die Politik deutlich stärker ausgeprägt, was jedoch außerhalb des Fokus dieser Arbeit liegt.

²¹ Pérez-Arriaga (2007) definiert zusätzlich einen mittelfristigen Betrachtungshorizont sowie eine strategische Sichtweise. Die *firmness* eines Elektrizitätssystems wird demnach maßgeblich von der Mittelfristplanung bezüglich Erzeugungsanlagen und Netzen (z. B. Revisionsplanung) beeinflusst. Entsprechend dieser Planung kann auch die tatsächliche Belieferung der Verbraucher optimiert werden. Über den Horizont von Angemessenheit bzw. Erzeugungssicherheit hinaus werden im Rahmen einer strategischen Energiepolitik (*strategic energy policy*) Grundsatzfragen (z. B. Verfügbarkeit und Diversifikation von Ressourcen, umweltpolitische Überlegungen) behandelt.

gerade in der kurzen Frist ausgeschlossen bleiben, da Verbraucher aus wirtschaftlicher wie gesellschaftlicher Sicht unbedingt darauf vertrauen können sollen, auch bei unvorhergesehenen Einflüssen (z. B. ungeplanter Kraftwerksausfall) mit Strom versorgt zu werden. In diesem Sinn stellt die Versorgungssicherheit ein sogenanntes meritorisches Gut dar. Meritorische Güter sollen gemäß einem im Rahmen von gesellschaftspolitischen Prozessen entstandenen Konzept der Notwendigkeit Konsumenten oder einer Gesellschaft unbedingt zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund verschiedener Marktunvollkommenheiten (z. B. unvollständige Informationen) besteht jedoch die Gefahr, dass sich die gewünschte Nachfrage bzw. das erforderliche Angebot nicht durch souveränes Konsumentenverhalten ergibt. In solchen Fällen bedarf es grundsätzlich eines staatlichen Eingriffs (Musgrave 1956).

Hinsichtlich eines zu einem bestimmten Zeitpunkt bereitgestellten Sicherheitsniveaus herrscht grundsätzlich keine Rivalität, da die Inanspruchnahme keine Grenzkosten verursacht und das Nutzenniveau der anderen Verbraucher nicht beeinträchtigt wird. Allerdings gilt dies nur, solange keine Knappheits- bzw. Engpassituation hinsichtlich der Stromversorgung entsteht. Denn es handelt sich um eine begrenzte Ressource, welche ab einem bestimmten Nutzungsgrad ausgeschöpft sein kann. Diese Eigenschaft teilt Versorgungssicherheit, sofern sie als nichtausschließbar gilt, mit Gütern wie beispielsweise einer öffentlichen Straße bzw. generell mit Allmendegütern, welche unter einer ineffizienten Nutzung leiden können. Im Sinne des meritorischen Charakters sollte eine solche Knappheits- bzw. Engpassituation allerdings unbedingt vermieden werden, da kurzfristig eine Konkurrenz um den Bezug von Strom für viele Verbraucher einen unvertretbar hohen Aufwand darstellen würde. Folglich ist stets eine ausreichend große Dimensionierung der sicherheitsgewährleistenden Maßnahmen anzustreben, so dass keine Rivalität entstehen würde.

Insgesamt erfüllt kurzfristige Versorgungssicherheit die Eigenschaften öffentlicher Güter. Zwar ist die Einordnung als rein öffentliches Gut aufgrund des meritorischen Charakters und einer möglichen Rivalität diskutabel, jedoch ist es zumeist unstrittig, dass für die kurzfristige Stromversorgung in erforderlicher Menge bzw. Qualität ein rein privater Markt nicht ausreichend ist und regulatorische Eingriffe bzw. eine zentrale Steuerung notwendig sind. Insbesondere Netzbetreiber auf verschiedenen Ebenen bzw. ein möglicher Systembetreiber übernehmen entsprechende Aufgaben. In diesem Zusammenhang ist daher häufig von einer „obligation to serve“ die Rede (Oren 2003).

Die Einordnung von Erzeugungssicherheit im Rahmen der volkswirtschaftlichen Gütertheorie als öffentliches oder privates Gut ist dabei deutlich kontroverser. In Bezug auf die Ausschließbarkeit zeigt sich, dass sich auf lange Sicht Verbraucher bei der Belieferung mit elektrischer Energie durchaus auf der Basis von Preisen differenzieren können. Zum einen existieren, wenn auch derzeit noch in geringem Umfang, Stromtarife, welche eine direkte Abschaltung von Verbrauchslasten bei Überschreitung von Bezugsgrenzen oder eine nachfrageseitige Reaktionsmöglichkeit einräumen (z. B. Cappers et al. 2010). Zum anderen besteht für viele Erzeuger und Nachfrager gerade langfristig die Möglichkeit, entsprechend den Zukunftserwartungen investiv und durch Verhaltensanpassungen tätig zu werden. In dieser Hinsicht ist die langfristige Versorgungssicherheit zumindest teilweise ausschließlich

bzw. individualisierbar. Im Geiste der Liberalisierung der Strommärkte sollte zudem der meritorische Charakter eine wesentlich weniger ausgeprägte Rolle spielen. Bei der Frage nach der Rivalität kann eine Analogie mit dem kurzfristigen Sicherheitsaspekt formuliert werden. Ab einem bestimmten Nutzungsgrad kann bei gegebener Erzeugungsleistung und Nachfrage eine Knappheit auftreten, so dass sich negative externe Effekte bei weiterer Erhöhung des Nutzungsgrades einstellen.

Folglich stellt Erzeugungssicherheit zwar auf keinen Fall ein rein öffentliches Gut dar; die weitere Einteilung ist jedoch weniger eindeutig. Erzeugungssicherheit besitzt einerseits den Charakter eines Allmendegutes, falls Rivalität entsteht, aber die Ausschließbarkeit nur eingeschränkt gegeben ist. Bestünde andererseits eine umfassende Ausschließbarkeit, wären je nach Rivalitätssituation Eigenschaften eines Klubgutes bzw. eines privaten Gutes erfüllt. Dies bedeutet auch, dass sich bei einer stärkeren Integration der Nachfrageseite die Einordnung immer weiter in Richtung eines privaten Gutes verschieben könnte. Die Gütertheorie impliziert, dass dann nicht unmittelbar aus dem Wesen der Erzeugungssicherheit ein Marktversagen zu erwarten und ein regulatorischer Eingriff zur Unterstützung des Marktes in Abwesenheit von sonstigen Marktunvollkommenheiten notwendig ist. Bei unzureichender Nachfragebeteiligung ist Erzeugungssicherheit weiter als Allmendegut zu betrachten. Als solches ist gemäß Gütertheorie ein staatlicher Eingriff erforderlich; dabei sollte jedoch der Abbau bestehender Marktunvollkommenheiten zur besseren Zuweisung bzw. Durchsetzbarkeit von Eigentumsrechten priorisiert werden, so dass die Ausschließbarkeit erhöht werden kann. Für heutige Stromsysteme mit eingeschränkter Beteiligung der Nachfrageseite gilt tendenziell letztere Einordnung. Wie endgültig damit in der Praxis umgegangen wird, stellt jedoch eine politisch-gesellschaftliche Entscheidung dar. Aus dem in der Theorie subtil erscheinenden Unterschied können sich somit weitreichende Implikationen für das Strommarktdesign und einen möglichen regulatorischen Handlungsbedarf ergeben. Während bei einer Auffassung als privates Gut ein Kapazitätsmechanismus nicht direkt begründet werden kann, wäre im Falle eines öffentlichen Gutes die Einführung eines solchen gerechtfertigt.

Unbestreitbar ist im Gegensatz zur kurzfristigen Betrachtung von Versorgungssicherheit, dass im Zuge der Energiemarktliberalisierung eine zentrale Steuerung von Erzeugungssicherheit aufgegeben wurde; Erzeugungssicherheit auf Makroebene ergibt sich grundsätzlich aus den individuellen Entscheidungen der Marktteilnehmer und basiert zunehmend auf dem Paradigma einer „obligation to serve at a price“ (Oren 2003). Gleichzeitig ist es jedoch Aufgabe der Politik mit dem jeweiligen Strommarktdesign einen geeigneten Rahmen vorzugeben, innerhalb dessen genügend Anreize gesetzt werden, um potentielle Ziele hinsichtlich Erzeugungssicherheit zu erreichen. In den vergangenen Jahren mehren sich die Bedenken hinsichtlich des Mindestmaßes an Regulierung, um Erzeugungssicherheit in einem ausreichenden Maß zu gewährleisten (vgl. Abschnitt 2.1.2.2).

Sind mehrere Strommärkte miteinander gekoppelt (vgl. Abschnitt 2.3), kann im Allgemeinen Erzeugungssicherheit im Gesamtsystem aufgrund der Austauschmöglichkeiten und Synergien erhöht werden. Im Umkehrschluss bedeutet dies allerdings auch, dass sich lokale Entwicklungen wiederum auf andere Marktgebiete bzw. auf das Gesamtsystem auswirken

können. Werden derartige Zusammenhänge bei der Beurteilung von Erzeugungssicherheit vernachlässigt, können Ineffizienzen entstehen, denn eine rein nationale Sichtweise auf Erzeugungssicherheit führt tendenziell dazu, dass auf Systemebene in der Summe Kapazitäten über dem optimalen Niveau aufgebaut werden.

2.2.1.2 Bewertungsansätze

Neben einem generellen Verständnis von Erzeugungssicherheit sind Ansätze zur entsprechenden Messung erforderlich. Erzeugungssicherheit zeichnet sich durch eine abstrakte Zukunftsgerichtetheit aus, so dass eine physische Messung in Echtzeit der Idee von Erzeugungssicherheit nicht vollständig gerecht werden würde. Daher wird typischerweise die Entwicklung von Erzeugungssicherheit mithilfe von computergestützten Modellen zur Abbildung der relevanten Elektrizitätssysteme geschätzt (vgl. Abschnitt 3.2). Damit lässt sich unter anderem auch die erwartete Wirkung von Maßnahmen (z. B. Anpassungen des Strommarktdesigns) auf Erzeugungssicherheit im Sinne einer positiven Analyse untersuchen. Im Rahmen dieser Modelle ist ein entsprechendes Bewertungskonzept für Erzeugungssicherheit zu implementieren.

Entscheidend für derartige Untersuchungen sind die Erwartungen in Bezug auf kritische Versorgungssituationen, welche beispielsweise durch eine sehr geringe Einspeisung aus EE verursacht sein können. Zudem sollte der entsprechende Analysezeitraum einerseits lange genug gewählt werden, so dass relevante Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden können, und andererseits beschränkt werden, da mit zunehmendem Horizont die Ungewissheit hinsichtlich der notwendigen Modelldaten die Ableitung belastbarer Schlussfolgerungen erschwert.

Die bestehenden quantitativen Bewertungsansätze lassen sich grob hinsichtlich des für die Feststellung von Erzeugungssicherheit relevanten Betrachtungszeitraums sowie der Berücksichtigung von stochastischen Einflussfaktoren unterscheiden. Daraus ergeben sich mit *Leistungsbilanz* einerseits und *ausfallereignisbasierten Ansätzen* andererseits zwei weitverbreitete Konzepte (z. B. Cepeda und Finon 2011), deren Grundprinzipien im Folgenden dargestellt werden.

Leistungsbilanz

Bei der Leistungsbilanz (*capacity margin*, *reliability margin* oder *reserve margin*) handelt es sich um einen meist deterministischen Vergleich der im jeweiligen Untersuchungszeitraum (z. B. Jahr, Jahreszeit) durchschnittlich sicher zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung $Q^{S,secured}$ mit der erwarteten Spitzenlast $Q^{D,peak}$ (z. B. Royal Academy of Engineering 2013)²². Es wird dabei für die fiktive voraussichtlich kritischste Situation die

²² Bei den im Laufe der Arbeit als elektrische Leistung bezeichneten Größen handelt es sich in den meisten Fällen um die durchschnittliche Leistung im gerade betrachteten Zeitschritt endlicher Länge (z. B. eine Stunde). Unterstellt man im vorliegenden Sachverhalt beispielsweise eine stündliche Unterteilung von Periode s , entspricht die Erzeugungsleistung $Q_s^{S,secured}$ der Durchschnittsleistung bzw. der in einer Stunde von Periode s

Überschussleistung in Form einer sogenannten Reservemarge berechnet und als Maßstab für die Angemessenheit der Stromversorgung verwendet. Im Allgemeinen ist die Reservemarge RM in Periode s folgendermaßen definiert:

$$RM_s = \frac{Q_s^{S,secured} - Q_s^{D,peak}}{Q_s^{D,peak}} \quad (2.1)$$

Eine Reservemarge mit negativem Wert oder unterhalb einer vorgegebenen Schwelle deutet auf eine Gefährdung von Erzeugungssicherheit in der jeweiligen Periode hin. Entscheidend für die Berechnung ist, wie die einzelnen Größen jeweils definiert werden. Ausgangspunkt für die Berechnung der Erzeugungsleistung ist die gesamte installierte Leistung aller Erzeugungsanlagen im betrachteten System²³. Typischerweise werden mehrere Anpassungen der installierten Leistung vorgenommen, um eine Erwartung hinsichtlich der verlässlichen Verfügbarkeit zur Deckung der Spitzenlast ableiten zu können²⁴. Die Berechnung der Leistungsbilanz erfolgt dann auf Basis der sogenannten gesicherten Leistung, d. h. von der eigentlichen Nettoleistung wird nur ein Anteil, auch Leistungskredit genannt, berücksichtigt. Dieser Anteil soll grundsätzlich die installierte Leistung um erwartete Ausfälle (z. B. Revisionen), anderweitig nicht einsetzbare Leistungsanteile (z. B. Nichtverfügbarkeit von Energieträgern, fehlende Genehmigungen, fehlende Anschlussleitungen), unerwartete Ausfälle (z. B. technische Defekte) und die mögliche Erbringung von Systemdienstleistungen korrigieren. Die gesicherte Leistung wird dabei meist nicht für einzelne Kraftwerke, sondern aggregiert für definierte Kraftwerkstypen berechnet. Dieses Vorgehen reflektiert, dass ein bestimmter Teil des Kraftwerksparks immer verfügbar ist und dessen Leistung auch beim Auftreten der Spitzenlast als sicher erachtet werden kann.

Darüber hinaus kommt es in gekoppelten Strommärkten auch zu einem Stromaustausch über Interkonnektoren, dessen physische bzw. kommerzielle Richtung und Höhe sich aus den Einsätzen bzw. Markttransaktionen aller Einheiten im relevanten System ergeben. Für die Leistungsbilanz wäre analog der im Zeitpunkt der Spitzenlast erwartete sichere Austauschsaldo entscheidend.

Der gesicherten Erzeugungsleistung wird grundsätzlich die erwartete Spitzenlast im Untersuchungszeitraum gegenübergestellt. Je nach Definition von Spitzenlast können zusätzlich im jeweiligen Zeitpunkt nachfragemindernde Maßnahmen (*Lastmanagement* oder *Demand Side Management*) berücksichtigt werden.

erzeugbaren Energiemenge unabhängig davon, ob innerhalb der jeweiligen Stunde zu einem beliebigen Zeitpunkt tatsächlich eine höhere Leistung möglich wäre. Analog ist hier die erwartete Spitzenlast $Q_s^{D,peak}$ definiert. Aus diesem Grund werden als Leistung bezeichnete Größen jeweils als stündliche Energiemenge quantifiziert und dementsprechend auch mit demselben Symbol Q dargestellt.

²³ Wird diese Kenngröße direkt zur Berechnung verwendet, handelt es sich um die sogenannte *gross capacity margin* (Bruttoreservemarge).

²⁴ In diesem Fall wird manchmal speziell auch die Bezeichnung *de-rated capacity margin* (Nettoreservemarge) verwendet.

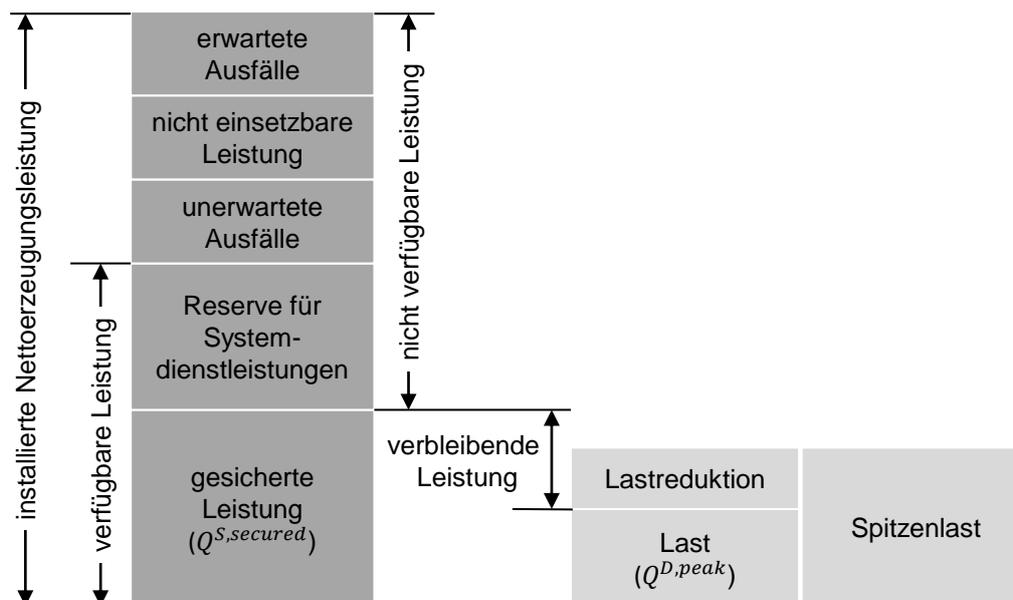


Abbildung 2-5 Prinzip der Leistungsbilanz (nach 50Hertz Transmission et al. 2014a)

Abbildung 2-5 illustriert das Prinzip der Leistungsbilanz entsprechend der Umsetzung durch die deutschen ÜNBs (50Hertz Transmission et al. 2014a)²⁵.

Ausfallereignisbasierte Ansätze

Ein alternativer Ansatz zur Messung von Erzeugungssicherheit basiert auf der Feststellung von sogenannten *Ausfallereignissen* (*loss of load events, LOL*) innerhalb des Untersuchungszeitraums (z. B. Billinton und Li 1994). Ein Ausfallereignis stellt grundsätzlich eine Situation im Stromsystem dar, in welcher die momentan nachgefragte elektrische Energie nicht vollständig erzeugt bzw. übertragen werden kann. Die konkrete Festlegung ist subjektiv und muss wie bei einer Leistungsbilanzbetrachtung von der zuständigen Institution definiert werden. Tabelle 2-1 zeigt ein allgemeines, auch dieser Arbeit zugrunde liegendes Schema zur Bestimmung eines Ausfallereignisses in einem beliebigen Zeitpunkt t innerhalb des Untersuchungshorizonts²⁶. Demnach kommt es zu einem Ausfallereignis, wenn auf einer der Bewertungsebenen die Nachfrage nicht vollständig gedeckt werden kann. Je nach Definition eines Ausfallereignisses kann die Nachfragedeckung vor oder nach der Aktivierung nachfrageseitiger Maßnahmen und von vorgehaltenen Reserven betrachtet werden. Während bei einer strategischen Reserve explizit eine Aktivierung in Knappheitssituationen vorgesehen ist, ist dies bei einer operativen Reserve (z. B. vorgehaltene

²⁵ Nicht dargestellt ist dabei die zusätzliche Berücksichtigung von gesicherter Erzeugungsleistung im Ausland. Diese wird durch die deutschen ÜNBs in dem Umfang erfasst, wie die Anlagen auch in die deutschen Regelzonen einspeisen. Somit erfolgt im illustrierten Konzept der Leistungsbilanz keine Berücksichtigung von Ausgleichseffekten durch eine Kopplung von Stromsystemen bzw. deren Einfluss auf Erzeugungssicherheit wird implizit mit null bewertet.

²⁶ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit beziehen sich die Ausfallereignisse auf den Day-Ahead-Markt, d. h. alle weiteren marktbasiereten wie administrativen Aktionen bis zum Erfüllungszeitpunkt werden nicht berücksichtigt.

Regelleistung) nicht der primäre Zweck. Die Berücksichtigung letzterer ist somit als eine Art Sensitivität einer möglichen Ausfallsituation zu verstehen.

Tabelle 2-1 Berechnungsprinzip zur Bestimmung eines Ausfallereignisses in einem Marktgebiet zu einem beliebigen Zeitpunkt t

Kenngröße [MWh]	Bezeichnung
Nachfrage	$+Q_t^D$
Erzeugung in konventionellen Kraftwerken ^a	$-Q_t^S$
Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen	$-Q_t^{S-RES}$
Pumpspeicher (Generator-/Pumpbetrieb)	$-/+Q_t^{PS}$
Austausch (Import/Export)	$-/+Q_t^{EX}$
<hr/>	
= nicht gedeckte Energiemenge vor nachfrageseitigen Maßnahmen und Aktivierung von Reserven	$= Q_t^{ENS_1}$
Abruf unterbrechbarer Verträge	$-Q_t^{IC}$
Aktivierung strategische Reserve	$-Q_t^{SR,act}$
<hr/>	
= nicht gedeckte Energiemenge	$= Q_t^{ENS_2}$
Aktivierung operative Reserve (Regelleistung)	$-Q_t^{OR}$
<hr/>	
= nicht gedeckte Energiemenge nach Aktivierung einer operativen Reserve	$= Q_t^{ENS_3}$

^a Um Vorhaltung für operative Reserve (Regelleistung) Q_t^{OR} bereinigt.

Typischerweise werden Häufigkeit und Eigenschaften von Ausfallereignissen über einen bestimmten Zeitraum gemessen und in Form verschiedener Indikatoren ausgedrückt (Tabelle 2-2). Je nach Untersuchungsaufbau lassen sich die Indikatoren als deterministische Summen oder in Form von Wahrscheinlichkeiten formulieren. Für eine probabilistische Betrachtung, beispielsweise mithilfe einer *Monte-Carlo-Simulation* (MCS), ist zusätzlich ein entsprechender Untersuchungsaufbau zu entwickeln.

Um mithilfe eines ausfallereignisbasierten Ansatzes Erzeugungssicherheit zu messen, ist es grundsätzlich notwendig, den Untersuchungszeitraum in geeignete Zeitschritte (z. B. stündlich) zu unterteilen. Für jeden Zeitschritt muss anschließend eine Analyse aller relevanten Einflussfaktoren vorgenommen werden, wobei intertemporale Zusammenhänge (z. B. thermischer Zustand von Kraftwerken) möglichst zu berücksichtigen sind.

Tabelle 2-2 Ausfallereignisbasierte Indikatoren zur Messung von Erzeugungssicherheit

Indikator	Beschreibung
relative Ausfallwahrscheinlichkeit (<i>loss of load probability</i> , LOLP)	erwarteter Anteil des Untersuchungszeitraums mit Ausfallereignissen [-]
absolute Ausfallwahrscheinlichkeit (<i>loss of load expectation</i> , LOLE)	erwartete Anzahl an Ausfallereignissen innerhalb des Untersuchungszeitraums [-]
Ausfallarbeit (<i>expected energy not served</i> , EENS)	erwartete nicht gedeckte Nachfrage innerhalb des Untersuchungszeitraums [MWh]

Ein Vergleich der beiden vorgestellten Ansätze zeigt, dass sich Erzeugungssicherheit bei einer Leistungsbilanzbetrachtung nur auf einen einzigen fiktiven Zeitpunkt innerhalb des Untersuchungszeitraums bezieht. Durch diese statische Betrachtung ist die Aussagekraft maßgeblich von den angesetzten Leistungskrediten abhängig, welche grundsätzlich die Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten der Erzeugungsleistung sowie einer möglichen Lastreduktion im untersuchten Zeitpunkt reflektieren sollen. Bei ausfallereignisbasierten Ansätzen erfolgt definitionsgemäß eine Analyse mehrerer realistischer Zeitpunkte im Untersuchungszeitraum einschließlich der Qualität des jeweiligen Systemzustands. Insgesamt lassen sich somit detailliertere Aussagen über Erzeugungssicherheit ableiten, gleichwohl besteht ein höherer Modellierungsaufwand zur Abbildung der Verfügbarkeiten in den einzelnen Zeitpunkten. Eine probabilistische Betrachtung von wesentlichen Einflussfaktoren sollte zusätzlich die Robustheit der Untersuchung von Erzeugungssicherheit verbessern. Beispielsweise lassen sich dadurch Schwankungen der Stromnachfrage und deren Einfluss auf die Angemessenheit der Stromversorgung integrieren. In beiden Bewertungsansätzen ist es unerlässlich, die Entwicklung von Erzeugungsleistung und Nachfragelasten über einen längeren Zeitraum einschließlich von Investitionsentscheidungen zu betrachten.

2.2.1.3 Umsetzung in der Praxis

Da das Strommarktdesign traditionellerweise eine nationale Aufgabe darstellt, existieren in Europa verschiedene Vorgehensweisen bei der Messung von Erzeugungssicherheit. Wie eine Studie des Verbands der europäischen Regulierungsbehörden (*Council of European Energy Regulators*, CEER) zeigt, gibt es dafür weder einen einheitlichen Standard noch ein übergreifendes europäisches Konzept (CEER 2014). Die Umfrage offenbart unter anderem eine Pluralität in Europa hinsichtlich der nationalen Verantwortlichkeiten zur Überwachung von Erzeugungssicherheit und zur Erstellung von entsprechenden Berichten sowie der verwendeten Methoden. Im Folgenden wird ein Überblick über die Umsetzungen in der CWE-Region gegeben (Tabelle 2-3).

Tabelle 2-3 Vergleich der Ansätze zur Messung von Erzeugungssicherheit in der CWE-Region

Gebiet	Bewertungs- ansatz	Ziel	Berichterstellung (Frequenz; Institution)
Deutschland	Leistungsbilanz	keine explizite Formulierung	jährlich; ÜNBs (50Hertz Transmission, Amprion, TransnetBW, TenneT)
Frankreich	LOLE	3 h/Jahr	jährlich; ÜNB (Réseau de Transport d'Electricité, RTE)
Belgien	LOLE	3 h/Jahr; 20 h/Jahr (95 % Wahrscheinlichkeit)	keine Angabe; ÜNB (Elia)
Niederlande	LOLE	4 h/Jahr	jährlich; ÜNB (TenneT)
CWE	Leistungsbilanz	keine explizite Formulierung	jährlich; ENTSO-E
	LOLE		keine Angabe; Pentilateral Energy Forum

In Deutschland subsumiert die Bundesnetzagentur (2015a) folgende Aspekte unter Versorgungssicherheit:

- Deckung des prognostizierten Energiekonsums mit ausreichend Erzeugungskapazitäten,
- Erfüllung der Transportaufgaben durch Stromnetze,
- Einsatz von Regelungsmechanismen zur Sicherstellung der Netzstabilität bei kurzfristigen Abweichungen und
- Schutz von Stromnetzen vor Eingriffen Dritter.

Mit dem erstgenannten Aspekt fällt auch Erzeugungssicherheit in diese Definition. Die Überwachung und ein entsprechendes Reporting von Erzeugungssicherheit werden derzeit gemeinschaftlich von den vier deutschen ÜNBs durchgeführt. Nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG sind diese verpflichtet, jährlich eine Leistungsbilanz zu erstellen (z. B. 50Hertz Transmission et al. 2014a). Die Berechnung wird sowohl rückwirkend für das jeweils abgelaufene Jahr als auch für die kommenden vier Jahre durchgeführt. Ein explizites, quantitatives Ziel hinsichtlich einer bestimmten Höhe der verbleibenden Leistung bzw. der Reservemarge gibt es nicht. In 50Hertz Transmission et al. (2014a) wird ein positiver Wert der verbleibenden Leistung als „Puffer zur Versorgung“ bezeichnet bzw. ein negativer Wert mit „Importabhängigkeit“ gleichgesetzt.

Gemäß dem Code de l'énergie und dem Décret n° 2006-1170 ist es Aufgabe des französischen ÜNB, RTE, jährlich eine jeweils mehrjährige Analyse der Erzeugungssicherheit in Frankreich vorzunehmen (z. B. RTE 2014a). Zur Messung von Erzeugungssicherheit wird der LOLE-Indikator herangezogen, welcher mithilfe einer Simulation des französischen sowie europäischen Elektrizitätssystems erstellt wird. Das gesetzlich verankerte Ziel liegt in Frankreich bei einem LOLE von drei Stunden pro Jahr. Wird eine Überschreitung festgestellt, stellt RTE zusätzlich eine Abschätzung der Kapazitätslücke an.

Ähnlich ist die Situation in Belgien, wo ebenfalls gesetzlich festgelegt ist, dass die erwartete Anzahl der Ausfallereignisse drei Stunden pro Jahr bzw. 20 Stunden pro Jahr mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschreiten soll (Artikel 7bis des Gesetzes zur Organisation des Strommarktes²⁷). Die entsprechende Überprüfung nimmt der ÜNB, Elia, vor.

Auch in den Niederlanden ist die Umsetzung in der Praxis vergleichbar. TenneT ist als Übertragungsnetzbetreiber zuständig für die Überwachung und Berichterstellung, wobei ein LOLE-Wert von vier Stunden pro Jahr als akzeptabel eingestuft wird (TenneT 2015).

Auf europäischer Ebene erstellt ENTSO-E seit mehreren Jahren eine Leistungsbilanz für die jeweiligen Mitgliedsstaaten (*ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecasts*). Dabei wird der berechneten Reservemarge in jedem Land zusätzlich die gleichzeitige Import- bzw. Exportkapazität²⁸ gegenübergestellt (z. B. ENTSO-E 2015a). Darüber hinaus hat das Pentalateral Energy Forum²⁹ 2015 für die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Schweiz eine probabilistische Analyse der Erzeugungssicherheit in den Jahren 2015/2016 und 2020/2021 veröffentlicht (Pentalateral Energy Forum 2015). Dabei werden die Indikatoren LOLE, LOLP und EENS mithilfe verschiedener Marktsimulationsmodelle und einer Monte-Carlo-Simulation geschätzt. Abgesehen von diesen übergreifenden Verfahren zur Messung fehlen aber eine Einbettung in eine paneuropäische Sichtweise auf Erzeugungssicherheit und entsprechende Durchsetzungskompetenzen bei einer möglichen Gefährdung. Die derzeitige Situation spiegelt somit den Gedanken eines europäischen Strommarktes nur unzureichend wider.

2.2.2 Wohlfahrt in Strommärkten

Die Versorgung von Endkunden mit elektrischer Energie, deren Preis auf einem Strommarkt bestimmt wird, und die Ausgestaltung der entsprechenden Bereitstellung führen zu ökonomischen Effekten im jeweiligen System sowie auf Akteursebene. Ein analytisches Konstrukt zur theoretischen Untersuchung entsprechender Effekte stellt die mikroökonomische Wohlfahrtsanalyse dar.

Im Rahmen des Hilfskonstruktes bilden die ökonomische Wohlfahrt und deren Verteilung die entscheidenden Bewertungskriterien. Im Allgemeinen spiegelt die Gesamtwohlfahrt in einem System die ökonomischen Vorteile für die beteiligten Akteure, welche sich durch einen Handel des jeweiligen Produktes ergeben, wider. Im einfachsten Fall eines kompetitiven,

²⁷ Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité / Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

²⁸ Eine allgemeine Definition der „simultaneous importable/exportable capacity“ wird in ENTSO-E (2015a, S. 35) angegeben.

²⁹ Das Pentalateral Energy Forum stellt eine 2005 gegründete Kooperation zwischen den ÜNBs, Regierungen, Regulierungsbehörden, Strombörsen und verschiedenen Strommarktteilnehmern in Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg dar. 2011 trat Österreich bei; die Schweiz hat den Status eines Beobachters. Ziel des Zusammenschlusses ist es, Grundsatzfragen hinsichtlich der Integration der Strommärkte und der Versorgungssicherheit gemeinsam zu bearbeiten und Empfehlungen abzugeben.

unregulierten und isolierten Strommarktes, auf welchem sich der Marktpreis zu jedem Zeitpunkt im Schnittpunkt der jeweiligen Nachfrage- und Angebotskurve bildet, können sowohl Konsumenten als auch Produzenten von einem Stromhandel profitieren. Während sich ein Vorteil für Konsumenten daraus ergibt, dass der sich einstellende Marktpreis unterhalb der Zahlungsbereitschaft liegt, ziehen die Produzenten einen Vorteil daraus, dass ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann. Diese kurzfristigen Nettovorteile werden als Konsumenten- bzw. Produzentenrente bezeichnet (z. B. Pindyck und Rubinfeld 2009).

In den folgenden Abschnitten dient die mikroökonomische Wohlfahrtsanalyse in vereinfachter Weise dem theoretischen Vergleich verschieden ausgestalteter Strommärkte. Dazu wird in Abschnitt 2.2.2.1 zunächst ein isolierter EOM analysiert (vgl. Abschnitt 2.1.2.1). Diese Betrachtung wird in Abschnitt 2.2.2.2 erweitert, indem ein zweiter EOM, mit welchem eine Stromaustauschmöglichkeit über einen Interkonnektor besteht, in das Gesamtsystem aufgenommen wird (vgl. Abschnitt 2.1.3 und Abschnitt 2.3). Schließlich werden in Abschnitt 2.2.2.3 die möglichen Effekte einer strategischen Reserve als ein Vertreter ordnungspolitischer Eingriffe in Form von Kapazitätsmechanismen untersucht (vgl. Abschnitt 2.1.2.2).

Grundsätzlich erfordert der Analyserahmen Informationen über die Nachfrage- und Angebotskurven im jeweiligen System. Von einer genauen Kenntnis wird an dieser Stelle abstrahiert, indem jeweils linearisierte Zusammenhänge zwischen Mengen und Preisen sowie eine Übereinstimmung mit den tatsächlichen Grenzkosten bzw. Zahlungsbereitschaften unterstellt werden. Die Nachfrage wird zur einfacheren Darstellung als völlig unelastisch angenommen. Weiter wird, sofern nicht anders angegeben, von vollkommenen Wettbewerbsmärkten ausgegangen. Diese Annahmen dienen grundsätzlich der Veranschaulichung wesentlicher Zusammenhänge sowie Effekte und entsprechen dem üblichen Vorgehen bei einer mikroökonomischen Wohlfahrtsanalyse (z. B. Pindyck und Rubinfeld 2009; de Vries 2004).

Bei den Ausführungen in den folgenden Abschnitten steht die Analyse eines singulären Zeitpunktes im Fokus. Um verschiedene Ausgestaltungen des Strommarktdesigns auch langfristig zu vergleichen, ist es notwendig, den Untersuchungszeitraum lange genug zu wählen und die Wohlfahrtsanalyse für alle darin enthaltenen Zeitschritte durchzuführen. In dem in dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodell für Strommärkte wird der vorgestellte Analyserahmen ebenfalls herangezogen, um die unterschiedlichen Strommarktausgestaltungen detailliert zu bewerten. Dabei können Stromsysteme über längere Zeiträume untersucht und verschiedene Annahmen teilweise gelockert werden (z. B. stufenförmige Merit-Order, intertemporale Restriktionen).

2.2.2.1 *Energy-only-Markt*

Zunächst wird ein System, welches einen isolierten EOM mit Nachfragekurve D und Angebotskurve S umfasst, in Zeitschritt t der Periode s betrachtet. Die Nachfragekurve aggregiert die Zahlungsbereitschaften WtP aller Konsumenten, die Angebotskurve die Grenzkosten c^{mar} der jeweiligen Erzeuger. Die unelastische Nachfragekurve verläuft vertikal

an der Stelle Q^D . Die unterstellte Obergrenze der Zahlungsbereitschaft WtP^{max} entspricht dem VOLL und spiegelt den Wert wider, den Verbraucher einer unterbrechungsfreien Stromversorgung beimessen. An dieser Stelle wird unterstellt, dass alle Konsumenten denselben VOLL besitzen und dass der Wert immer über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks $p^{S,max}$ liegt³⁰. Die lineare, monoton steigende Angebotskurve stellt eine Annäherung an die eigentliche Merit-Order dar und reflektiert die jeweiligen Grenzerzeugungskosten. Im jeweils betrachteten Zeitpunkt ist der Kraftwerkspark fixiert, so dass ein Erzeugungsmaximum $Q^{S,max}$ existiert. Ein Austausch mit anderen Märkten ist im vorliegenden Fall nicht möglich.

Vollkommener EOM ohne Ausfallereignis

In einem vollkommenen EOM werden Konsumenten und Produzenten so lange Strom handeln, bis ein Marktgleichgewicht erreicht ist, bei dem die Erzeugung einer weiteren Einheit nicht mehr vorteilhaft ist. Im Punkt der Markträumung ($P^*; Q^*$) entspricht der marginale Nutzen der Konsumenten den Grenzkosten der Produzenten bzw. graphisch ergibt sich ein Schnittpunkt der Nachfrage- und der Angebotskurve. Wie eingangs erwähnt, setzt sich die Gesamtwohlfahrt, d. h. der ökonomische Vorteil durch den Stromhandel, aus der Summe der jeweils kumulierten Konsumentenrente W^{CON} und Produzentenrente W^{PROD} zusammen:

$$W_{(t,s)}^{CON} = \sum_{con \in \mathcal{C}} \max \left((WtP_{(t,s),con} - P_{(t,s)}^*) \cdot Q_{(t,s),con}^{pur}, 0 \right) \quad (2.2)$$

$$W_{(t,s)}^{PROD} = \sum_{prod \in \mathcal{P}} \max \left((P_{(t,s)}^* - c_{(t,s),prod}^{mar}) \cdot Q_{(t,s),prod}^{sold}, 0 \right) \quad (2.3)$$

mit

\mathcal{C}	Menge aller Konsumenten
Q^{pur}	abgenommene Strommenge
\mathcal{P}	Menge aller Produzenten
Q^{sold}	verkaufte Strommenge

Graphisch entspricht die Konsumentenrente der Fläche unterhalb der Nachfragekurve und über dem Markträumungspreis, die Produzentenrente der Fläche zwischen dem Markträumungspreis und der Angebotskurve (Abbildung 2-6).

³⁰ Genauer gilt $WtP^{max} \gg p^{S,max}$.

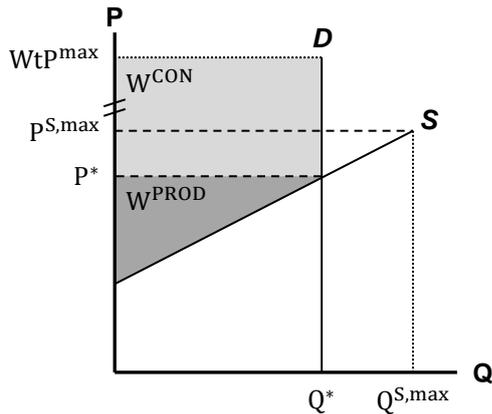


Abbildung 2-6 Grundmodell eines isolierten EOM (Ringler et al. 2017)

Wirkung einer Preisobergrenze

Wie auch in anderen Wettbewerbsmärkten würde eine Preisobergrenze $p^{max-reg}$, sofern sie effektiv wirkt ($p^{max-reg} < P^*$), zu einer Reduzierung der Gesamtwohlfahrt führen. Zwar profitieren einige Stromverbraucher von niedrigeren Preisen, allerdings zu Lasten eines geringeren Markträumungsvolumens $Q^{*,max-reg}$ sowie der Produzenten. Die Summe aus Konsumenten- und Produzentenrente wird kurzfristig stets kleiner als in einem unregulierten Markt ausfallen, wie auch der in Abbildung 2-7 dargestellte Wohlfahrtsverlust (*deadweight loss*, DWL) bei einer Preisobergrenze $W^{DWL,max-reg}$ verdeutlicht.

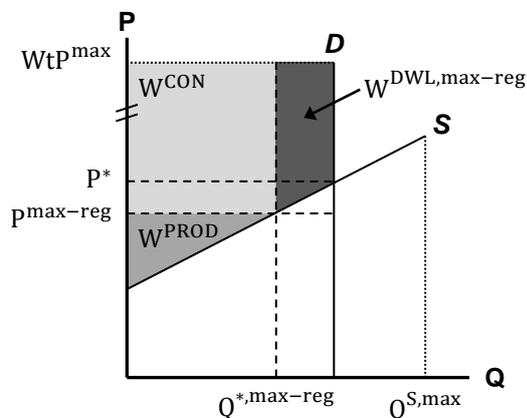


Abbildung 2-7 EOM mit Preisobergrenze

Wohlfahrtsverteilung im Falle eines Ausfallereignisses

Ist die im jeweiligen Zeitpunkt verfügbare Erzeugungsleistung zur Nachfragedeckung nicht ausreichend, kommt es, wie in Abschnitt 2.2.1 ausgeführt, zu einem Ausfallereignis. Formal tritt ein solches auf, wenn gilt:

$$Q_{(t,s)}^{S,max} < Q_{(t,s)}^* \quad (2.4)$$

Da das neue Markträumungsvolumen bei einem Ausfallereignis $Q^{*,lol}$ nicht mehr Q^D , sondern der maximalen Erzeugungsleistung im jeweiligen Zeitpunkt entspricht, kommt es im Vergleich mit einer normalen Markträumungssituation ebenfalls zu einem Wohlfahrtsverlust $W^{DWL,lol}$. Die Verteilung der resultierenden Wohlfahrt auf Konsumenten und Produzenten hängt maßgeblich davon ab, wie der Markt- bzw. Knappheitspreis im Falle eines Ausfallereignisses festgelegt wird. Die Extremformen ergeben sich einerseits aus den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks und andererseits aus der Zahlungsbereitschaft des zuletzt bedienten Konsumenten. Würde der Preis durch die Nachfrage gesetzt, folgt bei unelastischer Nachfrage für den Markträumungspreis bei einem Ausfallereignis

$$P_{(t,s)}^{*,lol} = WtP^{max} \quad (2.5)$$

Da WtP^{max} typischerweise einen sehr hohen Wert darstellt, würde in vielen Strommärkten eine häufig implementierte Preisobergrenze unterhalb des eigentlichen VOLL greifen:

$$P_{(t,s)}^{*,lol} = P_{(t,s)}^{max-reg} < WtP^{max} \quad (2.6)$$

In einer solchen Konstellation resultiert die in Abbildung 2-8 dargestellte Verteilung der Renten. Würde sich $P_{(t,s)}^{*,lol}$ tatsächlich bei WtP^{max} einstellen, so würde die Konsumentenrente auf null sinken und die gesamte verbleibende Wohlfahrt würde den Produzenten zufallen.

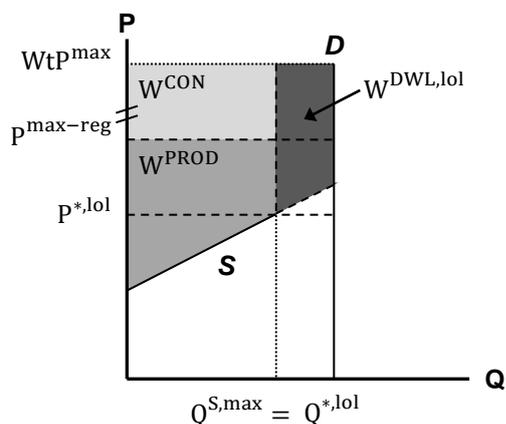


Abbildung 2-8 EOM bei einem Ausfallereignis

Abregelung erneuerbarer Energieträger

Ferner kann die mögliche Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen als Sonderfall berücksichtigt werden. Das entsprechende Angebot aus EE $Q_{(t,s)}^{S-RES}$ wird in Abbildung 2-9 zu vergleichsweise geringen Grenzkosten dargestellt. Die

energiemarktbedingte Abregelung kann dann eintreten, wenn das EE-Angebot im jeweiligen Zeitpunkt nicht vollständig ausgeschöpft wird, d. h. wenn gilt:

$$Q_{(t,s)}^* = Q_{(t,s)}^D < Q_{(t,s)}^{S-RES} \quad (2.7)$$

Die Einspeisung aus EE wird derzeit in den überwiegenden Fällen nur durch Subventionen ermöglicht (z. B. in Form fester Einspeisevergütungen). Wird unterstellt, dass die Anlagenbetreiber für die eigentlich erzeugbare Energiemenge vergütet werden und damit unabhängig davon, ob diese auch tatsächlich zur Nachfragedeckung notwendig ist, kommt es bei einer Abregelung zu einem Wohlfahrtsverlust $W^{DWL,RES-curtail}$. Eine einfache Abschätzung kann beispielsweise wie folgt vorgenommen werden:

$$W_{(t,s)}^{DWL,RES-curtail} = Q_{(t,s)}^{S-RES,curtail} \cdot p_s^{RES,sub} \quad (2.8)$$

mit

$Q^{S-RES,curtail}$ abgeregelte EE-Erzeugung

$p^{RES,sub}$ durchschnittlicher Vergütungssatz für EE-Erzeugung

Die abgeregelte Energiemenge und der unterstellte Wohlfahrtsverlust könnten unter anderem durch den Einsatz von Speichern sowie durch eine Kopplung mit anderen Strommärkten verringert werden.

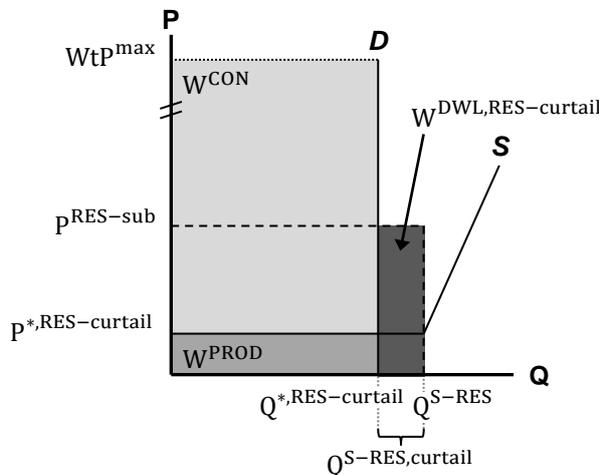


Abbildung 2-9 Abregelung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien

Langfristige Kosten

Die bisherigen Überlegungen beziehen sich auf einen singulären Zeitpunkt mit gegebener Systemausstattung. Langfristig entstehen für die Marktakteure jedoch zusätzlich Fixkosten C^{fix} und es fallen Investitionen C^{inv} an. Deren jeweilige Deckung ergibt sich idealerweise aus den kurzfristigen Deckungsbeiträgen bzw. Renten. Fixkosten umfassen dabei im Allgemeinen alle Kostenanteile, welche unabhängig von der jeweiligen Produktionsmenge anfallen, um eine Anlage in einem bestimmten Zustand zu erhalten (z. B. Revisionen, Netzanschlusskosten). Durch eine Investition kann der Anlagenzustand in der Erwartung, dass

die Rückflüsse in einem neuen Zustand höher als in den möglichen Alternativzuständen ausfallen, verändert werden. Im Weiteren werden langfristige Kostenkomponenten nur für Erzeuger berücksichtigt:

$$W_s^{PROD} = \sum_{t \in \mathcal{T}_s} (W_{(t,s)}^{PROD}) - \sum_{prod \in \mathcal{P}} (C_{s,prod}^{fix} + C_{s,prod}^{inv}) \quad (2.9)$$

mit

\mathcal{T} Menge aller Zeitschritte einer Periode

2.2.2.2 Kopplung von Energiemärkten

Das im vorangegangenen Abschnitt betrachtete System wird im Folgenden geographisch erweitert, so dass der bisherige Energiemarkt A mit einem benachbarten Energiemarkt B gekoppelt wird. Über einen Interkonnektor mit der Übertragungsleistung $Q_{A \leftrightarrow B}^{EX,max}$ kann zwischen den Märkten Strom in beiden Richtungen ausgetauscht werden. Unabhängig von der tatsächlichen institutionellen Umsetzung einer solchen Marktkopplung wird in diesem Abschnitt allgemein beschrieben, welche ökonomischen Implikationen sich unter idealen Bedingungen dadurch ergeben. Implementierungsmöglichkeiten werden in Abschnitt 2.3 beschrieben.

Fehlende Übertragungsleistung

Zunächst wird die Ausgangslage mit $Q_{A \leftrightarrow B}^{EX,max} = 0$ dargestellt, d. h. beide Märkte sind nach wie vor isoliert. Abbildung 2-10 zeigt entsprechend den Ausführungen im vorherigen Abschnitt die Wohlfahrtsverteilung in den beiden EOMs. Im gewählten Beispiel liegt der Marktträumungspreis in Markt A unter dem Preis in B, was durch die höheren Erzeugungskosten in Markt B verursacht wird.

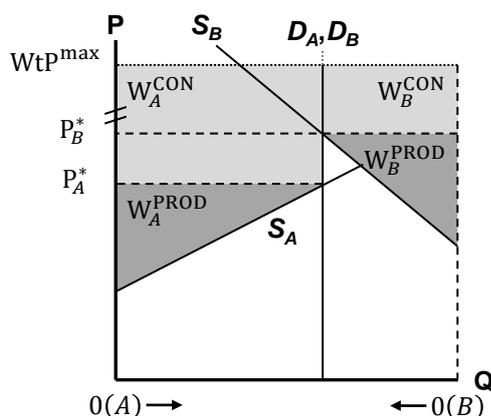


Abbildung 2-10 Wohlfahrt bei fehlender Übertragungsleistung (Ringler et al. 2017)

Bei dieser Darstellung werden auf der Abszisse die Mengen für beide Märkte in entgegengesetzter Richtung aufgetragen (von links nach rechts: Markt A; von rechts nach links: Markt B). Die Nullpunkte liegen an den jeweiligen Rändern.

Unendlich großer Interkonnektor

Offenkundig ist in dem dargestellten System, dass durch eine weitere Nutzung von Erzeugungskapazitäten in Markt A anstelle einer Erzeugung in B die Gesamtwohlfahrt im System erhöht werden könnte. Das kurzfristige Wohlfahrtsoptimum wird graphisch erreicht, wenn sich die beiden Angebotskurven S_A und S_B schneiden (Abbildung 2-11 links). Damit dies in jedem Zeitpunkt sichergestellt ist, müsste der Interkonnektor ausreichend groß dimensioniert werden, was idealisiert bei einem unendlich großen Interkonnektor gegeben wäre.

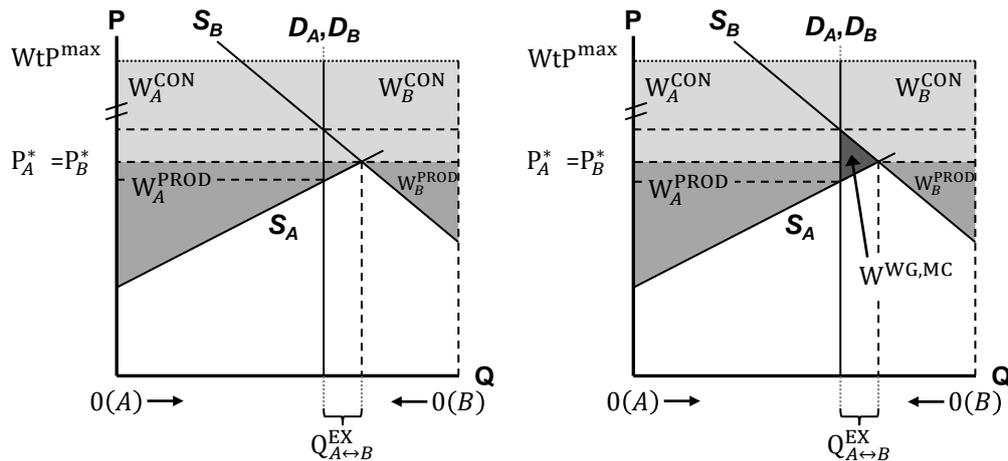


Abbildung 2-11 Wohlfahrt bei einem unendlich großen Interkonnektor (Ringler et al. 2017)

Wie Abbildung 2-11 (rechts) zeigt, entsteht in diesem Fall durch den Stromaustausch von A nach B in der Höhe $Q_{A \leftrightarrow B}^{EX}$ ein Wohlfahrtsgewinn (*welfare gain*, WG) $W^{WG,MC}$ gegenüber dem Fall ohne Übertragungsleistung. Der Interkonnektor wird dabei nicht vollständig ausgelastet, d. h. es gilt

$$Q_{A \leftrightarrow B}^{EX} < Q_{A \leftrightarrow B}^{EX,max}. \tag{2.10}$$

Anders ausgedrückt liegen der Schattenpreis bzw. die Opportunitätskosten des Interkonnektors bei 0, da zwar die Nutzung einer weiteren Einheit möglich wäre, aber nicht in einem ökonomischen Vorteil resultieren würde. Der unlimitierte Stromaustausch führt dazu, dass die Marktpreise in beiden Märkten identisch sind, weshalb es sich im Prinzip um einen einzigen Markt handelt. Von der Preiskonvergenz sind die Marktakteure auf unterschiedliche Weise betroffen. In dem in Abbildung 2-11 dargestellten Beispiel zeigt sich, dass der Marktpreis in A gegenüber der Ausgangslage ansteigt; in B fällt der Preis dagegen. Während folglich die Produzenten in A sowie die Konsumenten in B profitieren können, reduziert sich die Rente für die Konsumenten in A sowie für die Produzenten in B.

Ausgelasteter Interkonnektor mit Engpassrente

Schließlich wird angenommen, dass die installierte Übertragungsleistung zwar größer null ist, aber nicht ausreicht, um das soeben gezeigte Gesamtoptimum zu erreichen. Es entsteht

ebenfalls ein Wohlfahrtsgewinn gegenüber der Ausgangslage, jedoch liegt dieser unter dem Optimum (Abbildung 2-12 rechts).

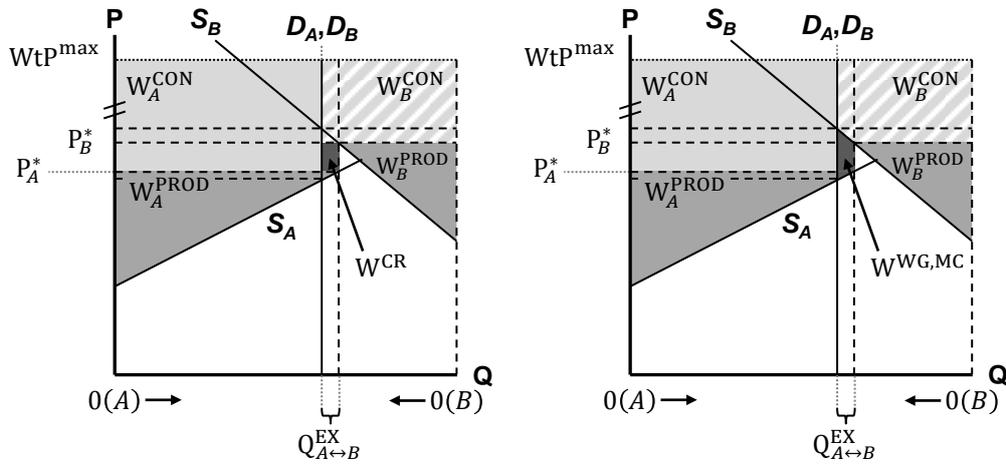


Abbildung 2-12 Wohlfahrt bei einem ausgelasteten Interkonnektor (Ringler et al. 2017)

In diesem Fall wird der Interkonnektor vollständig ausgelastet, d. h. es gilt

$$Q_{A \leftrightarrow B}^{EX} = Q_{A \leftrightarrow B}^{EX, max}. \quad (2.11)$$

Durch die Auslastung entsteht eine Knappheit hinsichtlich der Übertragungskapazität, weshalb diese auch einen Schattenpreis in Höhe der Preisdifferenz zwischen den beiden Märkten besitzt. In diesem Zusammenhang wird auch von einem ökonomischen Engpass auf dem Interkonnektor gesprochen. Durch den Stromaustausch ergeben sich wiederum verschiedene Effekte in Bezug auf Markträumung sowie Wohlfahrtsverteilung. Im dargestellten Beispiel exportiert Markt A nach B, wodurch der Marktpreis in A steigt und in B fällt. Es kommt ebenfalls zu einer Erhöhung der Produzentenrente in A sowie der Konsumentenrente in B und umgekehrt. Da es bei einem ausgelasteten Interkonnektor zu keiner vollständigen Konvergenz der Marktpreise kommt, entsteht außerdem eine Arbitragemöglichkeit. Der jeweilige Inhaber der Verfügungsrechte kann die Übertragungskapazitäten dafür nutzen, in Markt A Strom im Umfang $Q_{A \leftrightarrow B}^{EX}$ zum Preis P_A^* zu kaufen und diesen zum Preis P_B^* in Markt B zu verkaufen. Der dadurch entstehende Deckungsbeitrag wird als Engpassrente (*congestion rent* oder *congestion revenue*, CR) bezeichnet und bildet einen Teil des gesamten Wohlfahrtsgewinns bei einem ausgelasteten Interkonnektor (Abbildung 2-12 links). Die Höhe der Engpassrente W^{CR} in einem beliebigen Zeitschritt bestimmt sich wie folgt:

$$W_{(t,s)}^{CR} = |(P_{(t,s),A}^* - P_{(t,s),B}^*) \cdot Q_{(t,s),A \leftrightarrow B}^{EX}| \quad (2.12)$$

Die Wohlfahrt im Gesamtsystem mit einer Marktkopplung ergibt sich folglich aus der Summe der Wohlfahrt in den betrachteten Energiemärkten sowie den Engpassrenten.

Langfristige Kosten

Wie für Produzenten ergeben sich langfristig auch bei einer Marktkopplung Fixkosten (z. B. Instandhaltungskosten für Interkonnektoren, Betriebskosten für institutionelle Umsetzung) und Investitionen. In einem vollkommenen Markt würden Engpassrenten entsprechend für die Deckung der Kosten sorgen (z. B. Joskow und Tirole 2005).

2.2.2.3 Strategische Reserve

Nachdem bisher jeweils Märkte nach dem Energy-only-Prinzip betrachtet wurden, soll nun in das zu untersuchende System neben einem isolierten Energiemarkt auch ein Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve integriert werden. Während in diesem Abschnitt das allgemeine Grundprinzip einer strategischen Reserve einschließlich deren Wohlfahrtseffekte dargestellt wird, wird in Abschnitt 4.4 detaillierter auf eine tatsächliche Implementierung und auf mögliche grenzüberschreitende Effekte bei einer Marktkopplung eingegangen.

Die als strategische Reserve kontrahierten Kraftwerke können vom jeweiligen Betreiber der Reserve in Knappheitssituationen eingesetzt werden, um Ausfallereignisse zu vermeiden³¹. Zum Ausgleich erhalten die jeweiligen Kraftwerksbetreiber Kapazitätzahlungen sowie eine Entschädigung der Arbeitskosten. Die Zahlungen sollen grundsätzlich dazu dienen, eigentlich unwirtschaftliche Kraftwerke vor einer Stilllegung zu bewahren³². Eine marktbasierende Ausgestaltung des Kontrahierungsprozesses kann vorsehen, dass eine vorab zentral bestimmte Reservemenge $Q_s^{SR,contr}$ unter den Kraftwerksbetreibern versteigert wird. Im Rahmen der Auktion wird dann ein einheitlicher spezifischer Kapazitätspreis $P_s^{SR,cap}$ bestimmt, welcher dem teuersten akzeptierten Kapazitätsgebot entsprechen sollte. Insgesamt werden die Kraftwerksbetreiber durch die Kapazitätzahlungen mindestens so gut wie bei der eigentlich vorgesehenen Stilllegung der Kraftwerke gestellt. In Bezug auf die Kraftwerkskontrahierung kommt es somit pro Periode zu folgendem Wohlfahrtseffekt für alle betroffenen Produzenten:

$$W_s^{PROD,SR} = - \sum_{j \in \mathcal{J}^{SR}} (C_{s,j}^{fix}) + Q_s^{SR,contr} \cdot P_s^{SR,cap} \geq 0 \quad (2.13)$$

mit

\mathcal{J}^{SR} Menge aller kontrahierten Reservekraftwerke

³¹ Neben dem Einsatz der strategischen Reserve zur Behebung von Knappheiten im Energiemarkt könnte die Reserve auch zur Sicherstellung der Netzstabilität eingesetzt werden. Da gemäß dem derzeitigen Strommarktdesign in Europa bei der Energiemarkträumung mögliche intrazonale Netzengpässe unberücksichtigt bleiben, werden im Rahmen der Arbeit derartige standortspezifische Effekte einer strategischen Reserve nicht weiter betrachtet.

³² Daneben kann eine strategische Reserve auch Zahlungen für den Neubau von Kraftwerken vorsehen. Dies ist etwa in Deutschland im Rahmen der Kapazitätsreserve geplant (§ 9 Abs. 1 Nr. 6 KapResV; vgl. Abschnitt 2.4.2.2).

Die Kapazitätzahlungen werden typischerweise auf die Endkunden abgewälzt, wodurch zunächst für die Konsumenten langfristig eine entsprechende Wohlfahrtsreduktion entsteht:

$$W_s^{CON,SR} = -Q_s^{SR,contr} \cdot P_s^{SR,cap} \leq 0 \quad (2.14)$$

Kommt es zu einem bestimmten Zeitpunkt, z. B. ausgelöst durch eine Nachfrageunterdeckung, zu einer Aktivierung der strategischen Reserve im Umfang $Q^{SR,act}$, werden entsprechend die kontrahierten Kraftwerke eingesetzt. Die jeweiligen Kraftwerksbetreiber werden annahmegemäß für die Erzeugungskosten vollständig kompensiert. Diese Kompensationszahlungen haben ebenfalls die Konsumenten zu tragen.

Die Aktivierung führt unter idealen Bedingungen wie beabsichtigt dazu, dass ein zusätzlicher Anteil der Nachfrage bedient werden kann, wodurch es zu einer unmittelbaren Erhöhung der Konsumentenrente und damit der kurzfristigen Gesamtwohlfahrt im System kommt. Wie hoch dieser Zuwachs ausfällt und wie sich darüber hinaus die Verteilung der Wohlfahrt auf Konsumenten und Produzenten verschiebt, hängt wesentlich davon ab, wie bei einer Aktivierung der strategischen Reserve der Markträumungspreis festgelegt wird. Der entsprechende Aktivierungspreis der strategischen Reserve $P^{SR,act}$ kann grundsätzlich zwischen den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks im Energiemarkt $P^{S,max}$ und der maximalen Zahlungsbereitschaft WtP^{max} bzw. einer möglicherweise geltenden Preisobergrenze $P^{max-reg}$ liegen.

In Summe ergeben sich aufgrund der durch die Aktivierung ausgelösten zusätzlichen Nachfragedeckung und der Kompensationszahlungen folgende Änderungen der kurzfristigen Produzenten- und Konsumentenrenten:

$$\begin{aligned} W_{(t,s)}^{PROD,SR} &= - \sum_{j \in J^{SR+}} (Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot c_{(t,s),j}^{mar}) \\ &+ \sum_{j \in J^{SR+}} (Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot P_{(t,s),j}^{SR,comp}) + Q_{(t,s)}^* \cdot (P_{(t,s)}^{SR,act} - P_{(t,s)}^{max-reg}) \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$\begin{aligned} W_{(t,s)}^{CON,SR} &= \sum_{con \in C^{SR+}} (Q_{(t,s),con}^{SR,act} \cdot (WtP_{(t,s),con} - P_{(t,s)}^{SR,act})) \\ &+ \sum_{j \in J^{SR+}} (Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot P_{(t,s)}^{SR,act}) - \sum_{j \in J^{SR+}} (Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot P_{(t,s),j}^{SR,comp}) \\ &\quad - Q_{(t,s)}^* \cdot (P_{(t,s)}^{SR,act} - P_{(t,s)}^{max-reg}) \end{aligned} \quad (2.16)$$

mit

J^{SR+}	Menge aller aktivierten Reservekraftwerke
$p^{SR,comp}$	Kompensation für Kraftwerksbetrieb ($P_{(t,s),j}^{SR,comp} = c_{(t,s),j}^{mar}$)
c^{SR+}	Menge aller zusätzlich versorgten Konsumenten

Um eine strategische Reserve zu implementieren, ist ein entsprechender Betreiber erforderlich. Dieser soll keine eigenen Ziele verfolgen und deshalb kostenneutral operieren. Kurzfristig sorgt der Betreiber operativ dafür, dass die Kraftwerksbetreiber die Kompensationszahlungen erhalten. Die entsprechende Refinanzierung erfolgt über die Konsumenten (erster Summand in Gleichung 2.16) sowie durch die Vermarktung der aktivierten Kraftwerke. Der Saldo wird den Konsumenten gutgeschrieben (zweiter und dritter Summand in Gleichung 2.16). Abbildung 2-13 illustriert die potentiellen Wohlfahrtseffekte bei der Aktivierung einer strategischen Reserve.

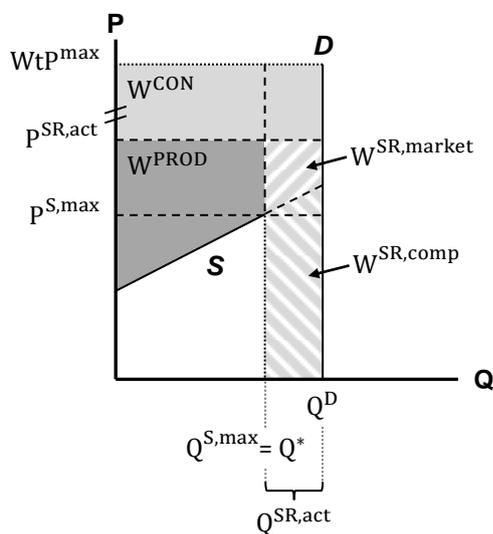


Abbildung 2-13 Kurzfristiger Wohlfahrtseffekt einer strategischen Reserve

Der gesamte Wohlfahrtseffekt einer strategischen Reserve über einen längeren Zeitraum hängt maßgeblich von der Dimensionierung und der Anzahl der Aktivierungen ab. Übersteigen die kumulierten kurzfristigen Wohlfahrtsgewinne durch die Nachfragedeckung die zusätzlich gegenüber einem EOM anfallenden Fixkosten zur Erhaltung der eigentlich stillgelegten Kraftwerkskapazitäten, kann von einer wohlfahrtsstiftenden strategischen Reserve ausgegangen werden. Im Extremfall, dass die strategische Reserve niemals aktiviert wird, entsteht ein Wohlfahrtsverlust, weil Konsumenten die Aufrechterhaltung von Kraftwerkskapazität ohne effektiven Einsatz finanzieren. Wäre diese Kraftwerkskapazität ohne strategische Reserve (z. B. in einem EOM) stillgelegt worden, würden die Fixkosten zur Aufrechterhaltung nicht anfallen. An dieser Stelle stößt jedoch der hier verwendete Analyserahmen an seine Grenzen, denn per Definition ist eine falsche Dimensionierung unter idealen Bedingungen ausgeschlossen. In der Praxis kann es, unter anderem wegen unvollständiger Information sowie unterschiedlichen Risikoeinstellungen, durchaus zu Fehleinschätzungen kommen bzw. solche sind sogar gerechtfertigt, um beispielsweise für risikoaverse Akteure ein ausreichend hohes Sicherheitsniveau a priori zu signalisieren.

Zusammengefasst stellt die mikroökonomische Wohlfahrtsanalyse ein wertvolles Werkzeug dar, um verschiedene Strommarktausgestaltungen hinsichtlich ihrer ökonomischen Auswirkungen zu bewerten und zu vergleichen. Die gezeigten Analysen für stilisierte Stromsysteme zeigen erwartungsgemäß, dass einerseits Preisobergrenzen, Ausfallereignisse sowie eine EE-Abregelung die kurzfristige Wohlfahrt reduzieren und dass andererseits durch eine Marktkopplung sowie mithilfe einer strategischen Reserve eine Verbesserung erreicht werden kann. Die Marktakteure können auf unterschiedliche Weise von den Systemänderungen betroffen sein. Langfristig sind zusätzliche Fixkosten und Investitionen zu berücksichtigen, um die relative Vorteilhaftigkeit eines Strommarktdesigns zu bestimmen. Anhang A.1 zeigt eine formale Zusammenfassung der Wohlfahrtseffekte unter den verschiedenen behandelten Marktdesigns. Insbesondere bei einer Untersuchung von größeren dynamischen, imperfekten Systemen über einen längeren Zeitraum kann der analytische Rahmen jedoch nicht mehr als alleiniges Bewertungsinstrument herangezogen werden. Vor diesem Hintergrund wird die mikroökonomische Wohlfahrtsanalyse in die spätere modellgestützte Simulation von gekoppelten Strommärkten eingebettet (vgl. Kapitel 3-6). Durch eine entsprechende Aggregation der sich in jedem Zeitschritt einstellenden Wohlfahrtswerte über den gesamten Untersuchungszeitraum können die Systemwirkungen von Strommarktausgestaltungen umfassender beschrieben werden.

2.3 Grenzüberschreitender Handel von Elektrizität

Ein wesentlicher Baustein bei der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes (vgl. Abschnitt 2.1.3) ist die physische wie kommerzielle Kopplung der verschiedenen Marktgebiete. Ausgehend von allgemeinen Prinzipien des Engpassmanagements und dem Zusammenspiel mit grundlegenden Designentscheidungen in Strommärkten werden verschiedene Ansätze des grenzüberschreitenden Handels von Elektrizität beschrieben (Abschnitt 2.3.1). Ein entsprechender Stromhandel zwischen Marktgebieten beeinflusst, wie Abschnitt 2.2 zeigt, Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in Stromsystemen. Daher folgt im Anschluss ein Überblick über grundlegende Prinzipien, die Historie, die aktuelle Praxis und geplante Vorhaben in Bezug auf die in Europa eingesetzten Engpassmanagementmethoden (Abschnitt 2.3.2). Der geographische Fokus liegt dabei auf der CWE-Region.

2.3.1 Engpassmanagement in Elektrizitätssystemen

Zur Sicherstellung einer jederzeit verlässlichen Stromversorgung dürfen Netzelemente, wie etwa Leitungen und Transformatoren, nicht übermäßig belastet werden. Ein Engpass, d. h. die Überschreitung vorher festgelegter technischer Grenzwerte durch Stromflüsse, ist daher im Lieferzeitpunkt sowohl innerhalb einer betrachteten Zone (intrazonal) als auch zwischen verschiedenen Zonen (interzonal) zu vermeiden. Der physische Stromfluss im Netz hängt auf komplexe Weise von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise der Netztopologie, der Einspeise- wie Entnahmelast und Umgebungszuständen, ab. Die Übertragung findet dabei insbesondere nicht auf einem eindeutigen Weg von Erzeuger zu Verbraucher statt, sondern verteilt sich in vermaschten Netzen parallel auf eine Vielzahl von Leitungen (Ringflüsse). Dadurch kann auch nicht eindeutig festgestellt werden, welche Verbraucher ein bestimmter

Erzeuger versorgt bzw. von welchen Produzenten ein einzelner Verbraucher Strom bezieht. Sowohl Übertragungsverluste als auch -restriktionen stellen aus ökonomischer Sicht Opportunitätskosten dar, welche verursachungsgerecht auf die beteiligten Akteure zu verteilen sind.

Um Engpässe bei gleichzeitig limitierten Übertragungskapazitäten zu vermeiden, bedarf es der Definition und Implementierung gezielter Methoden, damit die explizite bzw. implizite Nachfrage nach sowie die tatsächliche Inanspruchnahme von Übertragungskapazitäten im zulässigen Rahmen bleiben. Idealerweise kommt es dadurch zu einer Zuweisung eines ökonomischen Werts für die Übertragungskapazitäten, welcher sich grundsätzlich aus Kosten bzw. Zahlungsbereitschaften der Marktteilnehmer bestimmt. Die Summe dieser Handlungen wird als Engpassmanagement bezeichnet und stellt, wie in Abschnitt 2.1.1 angedeutet, eine fundamentale Entscheidung im Rahmen des Strommarktdesigns dar. Während Engpassmanagement einen operativen, temporären Fokus besitzt, können Netzinfrstrukturinvestitionen dazu beitragen, strukturelle, langfristige Engpässe zu beheben (z. B. Dieckmann 2008; Hakvoort et al. 2009). Eine getrennte Betrachtung dieser Aspekte würde jedoch vernachlässigen, dass auch das Engpassmanagementsystem zu einem gewissen Grad Investitionsanreize für die jeweiligen Akteure setzt, beispielsweise im Falle einer Bepreisung von Engpässen und einer festgelegten Verteilung daraus resultierender Umsätze.

Im Rahmen des Engpassmanagements erfolgen unter anderem die Quantifizierung der begrenzten Übertragungskapazitäten in Form von Übertragungsrechten, deren Allokation sowie die Verteilung möglicher Einnahmen und Kosten aus dem Engpassmanagement. Zentrale Fragestellungen bilden dabei, ob die Allokation marktorientiert erfolgt und inwiefern diese direkt in den Energiemarkt bzw. in die Einsatzentscheidungen integriert ist. Dabei kann zwischen physischen und ökonomischen Engpässen unterschieden werden. Letztere entstehen, wenn die für den Handel zur Verfügung gestellten Übertragungskapazitäten nicht ausreichen, um das optimale Marktergebnis unter idealen Bedingungen zu erreichen (vgl. Abschnitt 2.2.2.2). Führen dagegen die Einsatzpläne der Marktteilnehmer im Lieferzeitpunkt, welche durch Markttransaktionen entstanden sind, zu einer Überlastung von Netzbetriebsmitteln, handelt es sich um physische Engpässe. Durch eine geeignete kurative Anpassung der Einsatzpläne ist schließlich trotzdem ein sicherer Netzbetrieb möglich, jedoch ist eine Abweichung vom eigentlichen Marktergebnis notwendig (z. B. Knops et al. 2001).

Je nach Ausgestaltung werden in der Praxis verschiedene Konzepte bzw. Methoden angewendet, um mit drohenden Engpässen umzugehen. Diese können anhand verschiedener Kriterien bewertet und verglichen werden. Dazu zählt insbesondere die kurzfristige ökonomische Effizienz des Ansatzes, d. h. die Fähigkeit, einen wohlfahrtsmaximierenden durchführbaren Fahrplan unter Berücksichtigung der begrenzten Übertragungskapazitäten sowie der Sicherheitsanforderungen ableiten zu können. Zusätzlich kann der jeweilige Ansatz dahin gehend bewertet werden, ob davon ebenso langfristig effiziente Signale für Investitionen ausgehen. Weiter ergeben sich durch die Umsetzung von Engpassmanagementmethoden Auswirkungen auf Wohlfahrtsverteilung, Transaktionskosten und Spielräume für strategisches Verhalten. In engem Zusammenhang damit steht auch die Frage der Umsetzbarkeit bestimmter Methoden bzw. der Wechsel zwischen verschiedenen

Konzepten. Selbstverständlich müssen Engpassmanagementmethoden den jeweils geltenden gesetzlichen Anforderungen genügen, beispielsweise in Bezug auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktakteure. Weitere Kriterien werden beispielsweise in de Vries und Hakvoort (2002) und Hakvoort et al. (2009) genannt und erläutert. Eine eindeutig zu präferierende Methode existiert typischerweise nicht, sondern die Festlegung basiert eher auf einer situations- und systembedingten Abwägung der verschiedenen Kriterien. Dies erklärt zum Teil auch die Unterschiede in dieser Hinsicht zwischen den USA und Europa sowie die Tatsache, dass meist eine Kombination von mehreren Methoden gleichzeitig eingesetzt wird.

Eine Klassifizierung der bestehenden Engpassmanagementmethoden kann anhand mehrerer Merkmale vorgenommen werden. Aus institutioneller Sicht kann zwischen rein *administrativen* und *marktbasierten* Methoden unterschieden werden. Eine entsprechend beauftragte Institution (z. B. ÜNB) könnte die Allokation von Übertragungskapazitäten beispielsweise mithilfe von Pro-rata-Zuweisungen oder Prioritätenlisten vornehmen. Aufgrund der Willkürlichkeit und fehlenden Berücksichtigung von Erzeugungskosten bzw. Zahlungsbereitschaften der Marktakteure werden solche administrativen Methoden generell als ineffizient eingestuft, weshalb sie in Europa durch marktbasierter Lösungen abgelöst wurden. Dementsprechend werden sie in diesem Rahmen auch nicht näher betrachtet. Weiter unterscheiden sich die Methoden hinsichtlich des *Einsatzzeitpunktes relativ zum Handelsende an den Energiemärkten*. Während präventive Maßnahmen durch eine entsprechende Allokation von Übertragungskapazitäten vorab mögliche (ökonomische) Engpässe in die Einsatzentscheidungen der Marktteilnehmer zu integrieren versuchen, greifen kurative Methoden erneut in den auf den Marktergebnissen basierenden Kraftwerks- und Verbrauchsfahrplan ein und verhindern dadurch drohende (physische) Engpässe. Beim grundsätzlichen Verhältnis der Engpassmanagementmethoden zum Energiemarkt kann eine Differenzierung zwischen einer Entkopplung einerseits und einer Integration andererseits vorgenommen werden. Entkoppelte Konzepte werden häufig als *explizit*, integrierte Lösungen dagegen als *implizit* bezeichnet. Im Rahmen von impliziten Ansätzen erfolgt eine gleichzeitige Räumung der Märkte für elektrische Energie³³ und für Übertragungskapazitäten, wobei sich die Bewertung letzterer implizit ergibt. Ein weiteres Unterscheidungskriterium stellt die Auflösung des der Definition der Übertragungskapazitäten zugrunde liegenden *Netzmodells* dar. Während im Extremfall eines Nodalpreissystems sämtliche Netzknoten gesondert betrachtet werden (vgl. Abschnitt 2.1.1), beruht das Zonenpreismodell (*zonal pricing*) darauf, dass mehrere Netzknoten zu einer Zone zusammengefasst werden. Innerhalb einer Zone wird durch die jeweilige Engpassmanagementmethode keine weitere Bewertung von Engpässen vorgenommen³⁴ und der entsprechende Energiemarktpreis gilt für alle Akteure ohne Differenzierung nach dem genauen Standort. Das Zonenmodell hat weiter zwei mögliche Ausprägungen, welche sich dahin gehend unterscheiden, ob die Zonengrenzen

³³ Dieser Aspekt bezieht sich auf mindestens einen Teilmarkt. Es ist durchaus Praxis, dass eine Integration für den Day-Ahead-Markt vorliegt, jedoch vorgelagerte Terminmärkte und darauffolgende Intraday-Märkte keine implizite Berücksichtigung von Engpässen vornehmen.

³⁴ Für potentiell innerhalb der Zone auftretende Engpässe, welche zunächst nicht bewertet werden, bedarf es zwangsweise einer zusätzlichen nachgeschalteten, d. h. kurativen, Engpassmanagementmethode.

ex ante festgelegt sind und gekoppelt werden (*Market Coupling*) oder ob ein einzelnes Gebiet in mehrere Zonen entsprechend der aktuellen Situation zerfällt (*Market Splitting*). Die Klassifikation der Engpassmanagementmethoden ist in Abbildung 2-14 zusammengefasst.

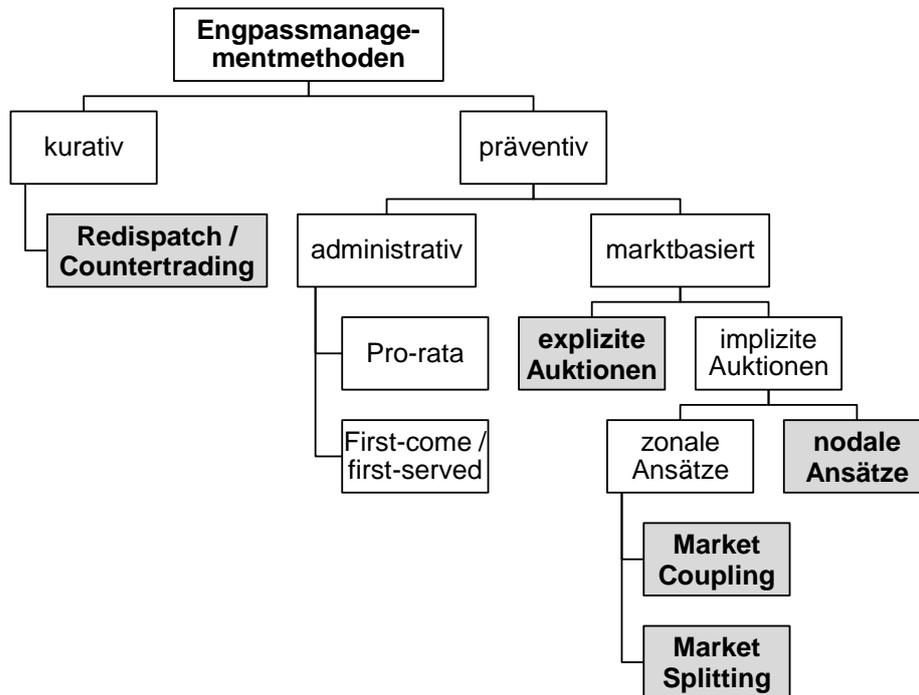


Abbildung 2-14 Einteilung grundlegender Engpassmanagementmethoden

Bei der Ausgestaltung eines Engpassmanagementkonzepts sind außerdem das Wesen von Übertragungsrechten und die daraus resultierenden Beziehungen zwischen Einspeiser und Verbraucher zu definieren. Grundsätzlich erlauben Übertragungsrechte, einen Teil der verfügbaren Übertragungskapazität zu nutzen bzw. einen Stromfluss zu verursachen. Eine marktbasierter Bewertung soll zu einer Internalisierung der Kosten der Netzbelastung in die privaten Einsatzentscheidungen der Marktakteure führen. Bei der Definition unterscheiden Chao et al. (2000), ob sich aus einem Übertragungsrecht ein Anspruch auf finanziellen Ausgleich, tatsächliche Nutzung und den Ausschluss Dritter ergibt. Daraus leiten sich die Grundformen eines rein finanziellen Instruments (*financial transmission right*), welches nur den erstgenannten Anspruch beinhaltet, und eines physischen Übertragungsrechts (*physical transmission right*), welches alle drei Ansprüche vereint, ab. Weiter muss gemäß den Autoren festgelegt werden, wie die Höhe der Übertragungskapazitäten bestimmt wird. Einerseits ist die Fiktion eines direkten Kontraktpfads zwischen zwei Standorten (*contract path*), andererseits die Berechnung der anteiligen Belastung aller Leitungen innerhalb des Netzes aufgrund von Ring- und Transitflüssen (*flussbasiert* oder *flow-based*, FB) denkbar. Bei der Kontraktpfadfiktion werden Übertragungskapazitäten im einfachsten Fall jeweils bilateral zwischen zwei Parteien oder Zonen (z. B. Marktgebiete) festgelegt. Damit trotz Ringflüssen physische Engpässe möglichst ausgeschlossen werden können, bedarf es eines ausreichend großen Abschlags auf die eigentlich technisch verfügbare Leistung. Nach der entsprechenden Anpassung handelt es sich um sogenannte Nettoübertragungskapazitäten (*net transfer capacities*, NTC). Dieses Vorgehen führt generell zu einer suboptimalen Auslastung der Übertragungsleitungen, zu teilweise großen Differenzen zwischen handelsbedingten und

tatsächlichen Stromflüssen sowie möglicherweise zu fehlenden Anreizen, Engpässe zukünftig zu vermeiden. Ein flussbasierter Ansatz verbessert in dieser Hinsicht die Internalisierung der genannten externen Effekte.

Tabelle 2-4 Charakterisierung grundlegender Engpassmanagementmethoden

Methode	Relativer Zeitpunkt	Energiemarkt-integration	Auflösung Netzmodell
Redispatch	kurativ	entkoppelt	Knoten
Explizite Auktionen	präventiv	entkoppelt (explizit)	Zonen (ex ante)
Market Coupling	präventiv	integriert (implizit)	Zonen (ex ante)
Market Splitting	präventiv	integriert (implizit)	Zonen (ex post)
Nodal Pricing	präventiv	integriert (implizit)	Knoten

Entsprechend den genannten Unterscheidungsmerkmalen existieren mit Redispatch, expliziten Auktionen, Market Coupling, Market Splitting und Nodal Pricing mehrere Grundformen, welche allgemein zum Engpassmanagement und speziell auch zur Bewirtschaftung von Interkonnektoren eingesetzt werden (z. B. Knops et al. 2001; Hakvoort et al. 2009; Tabelle 2-4).

Abschließend soll ein kurzer Überblick über bestehende Bewertungen der Engpassmanagementmethoden für den grenzüberschreitenden Stromaustausch dargestellt werden. Zwar stellt Nodal Pricing, d. h. die Betrachtung einzelner Knoten in Stromnetzen, einen theoretischen Referenzfall dar, jedoch ist eine Umsetzung in Europa aufgrund der dezentral organisierten Strommärkte weder in einzelnen Marktgebieten noch zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement in absehbarer Zeit realistisch. Für einen vollkommenen Wettbewerbsmarkt führen die übrigen zonalen Engpassmanagementmethoden, sofern für alle die gleiche Zonenaufteilung gilt, zum gleichen ökonomisch effizienten Ergebnis hinsichtlich Einsatzentscheidung und Interkonnektorenauslastung (z. B. de Vries 2004). Bei einer Lockerung der Modellannahmen entsprechend der Praxis ergeben sich jedoch verschiedene Vor- und Nachteile der Methoden. Insbesondere verhindern Informationsasymmetrien zwischen dem Betreiber eines Redispatch, meist der betroffene Übertragungsnetzbetreiber, und den Energiemarktakteuren sowie endliche Reaktionsgeschwindigkeiten eine optimale Engpassbehebung. Aus diesen Gründen sollte ein Redispatch nur in Kombination mit einer vorgelagerten präventiven Maßnahme verwendet werden³⁵. Damit eine explizite Auktion effizient durchgeführt werden kann, dürfte zwischen der Räumung der separaten Märkte für Übertragungskapazitäten und für elektrische Energie

³⁵ Aufgrund des Zonenpreismodells bzw. der fehlenden marktbasierter Berücksichtigung von intrazonalen Netzrestriktionen in Europa muss nachgelagert ohnehin zwingend eine kurative Engpassmanagementmethode umgesetzt sein.

keine Änderung der Informationslage auftreten. Aufgrund von Unsicherheiten, endlichen Anpassungsgeschwindigkeiten und Informationskosten ist diese Bedingung in der Praxis normalerweise nicht erfüllt, weshalb implizite Auktionen, d. h. die integrierte Räumung mehrerer mindestens zonal aufgelöster Energiemärkte unter Berücksichtigung begrenzter Übertragungskapazitäten, in dieser Hinsicht einen Vorteil besitzen. Grundsätzlich bietet ein Market Splitting-Ansatz eine größere Flexibilität bei der Zonenabgrenzung entlang der tatsächlichen Engpässe und damit eine Annäherung an das Nodal Pricing. Es bestehen jedoch im Vergleich zum Market Coupling ein größerer Harmonisierungsaufwand in den beteiligten Gebieten und hohe Umsetzungshürden für den Fall, dass mehrere Strombörsen und Staaten jeweils mit eigenen, weitreichenden Entscheidungskompetenzen im Strommarktdesign beteiligt sind.

2.3.2 Umsetzung in Europa

2.3.2.1 Grundlegende Prinzipien

Die drei seit 1996 auf europäischer Ebene beschlossenen Energiepakete bilden den europarechtlichen Rahmen für das grenzüberschreitende Engpassmanagement. Dazu zählen neben den *Richtlinien 96/92/EG, 2003/54/EG, 2009/72/EG*, welche jeweils gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt beinhalten, auch die *Verordnung (EG) Nr. 713/2009* zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden und die *Verordnung (EG) Nr. 714/2009* über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Daraus ergeben sich grundsätzliche Anforderungen an die Umsetzung des grenzüberschreitenden Engpassmanagements in Europa. Unter anderem müssen die eingesetzten Methoden diskriminierungsfrei und marktorientiert ausgestaltet sein sowie möglichst auf dem Prinzip impliziter Auktionen basieren.

Generell werden in Europa physische Übertragungsrechte gehandelt, welche den jeweiligen Halter berechtigen, die dem Vertrag zugrunde liegende grenzüberschreitende Übertragungsleitung in eine definierte Richtung zu nutzen. Anbieter sind die Eigentümer der Interkonnektoren, meist die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber, wobei verschiedene Institutionen beauftragt sind, einen entsprechenden Handel zu organisieren. Weiter wird nach dem Zeitraum der Nutzung der Übertragungsrechte differenziert; so ist typischerweise eine Ausgabe und ein Handel jährlicher, monatlicher und kurzfristiger Produkte vorgesehen. Die längerfristigen Produkte müssen gemäß dem *Use-it-or-sell-it*-Prinzip bis spätestens am Vortag nominiert werden oder sie werden wieder für eine kurzfristige Vergabe bereitgestellt. In letzterem Fall erhalten die Rechthehalter eine finanzielle Entschädigung in Höhe der späteren Marktpreisdifferenz bzw. des Auktionspreises³⁶.

³⁶ Dieses Prinzip wurde für den Day-Ahead-Markt 2009 in Europa anstelle des *Use-it-or-lose-it*-Prinzips eingeführt. Dadurch haben Übertragungsrechte, obwohl eigentlich physisch, einen zusätzlichen finanziellen Charakter, da Rechteinhaber bei Nichtausübung nicht schlechter gestellt werden (Gyselen et al. 2014). Werden dagegen im Rahmen von Day-Ahead-Auktionen erstandene Rechte untertägig nicht nominiert, gilt nach wie vor das *Use-it-or-lose-it*-Prinzip (RTE 2016).

Weiter hat 2006 die *European Regulators Group for Electricity and Gas* (EREG) mehrere Regionen innerhalb Europas definiert, in welchen verschiedene Harmonisierungs- und Kooperationsbestrebungen im Bereich der Elektrizitäts- und Gasmärkte schneller auf kleiner Ebene umgesetzt werden sollen. Dieser als *Regional Initiatives* bezeichnete Prozess sollte die verschiedenen Stakeholder (z. B. Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber) innerhalb der einzelnen Regionen zusammenbringen und kann als Zwischenschritt zu einem einzigen europäischen Strombinnenmarkt verstanden werden. Das europäische Stromsystem wurde dabei in sieben teilweise überlappende Regionen unterteilt, wobei die in dieser Arbeit fokussierte CWE-Region eine davon darstellt.

2.3.2.2 Überblick über wesentliche Entwicklungen

Seit den Anfängen der Liberalisierung Mitte der 1990er Jahre kam es zu wesentlichen Weiterentwicklungen bei den an den verschiedenen Grenzen innerhalb Europas umgesetzten Engpassmanagementmethoden. Dies kann anhand einer kurzen Historie der zur Allokation wie zur Bestimmung der Übertragungskapazitäten im Day-Ahead-Bereich eingesetzten Konzepte und deren geographischer Abdeckung veranschaulicht werden.

Anfangs wurden administrative Methoden (z. B. Pro-rata, First-come-first-served) weitestgehend von expliziten Auktionen von Übertragungsrechten mit verschiedenen Gültigkeitsdauern abgelöst. Eine durchgängige Vereinheitlichung der Versteigerungen existierte dabei nicht und das zu versteigernde Volumen an Übertragungsrechten wurde bilateral zwischen den jeweiligen Gebieten festgelegt. Aufgrund der genannten Ineffizienzen von expliziten Auktionen wurde Mitte der 2000er Jahre damit begonnen, einen Teil des Engpassmanagements mithilfe impliziter Auktionen zu gestalten. Den Auftakt in Zentraleuropa³⁷ machte dabei im November 2006 das sogenannte *Trilateral Market Coupling* zwischen Frankreich, Belgien und Niederlande. Durch diese Preiskopplung kam es erstmals zu einer impliziten Auktion von Übertragungskapazitäten mit dem Ziel einer optimalen Auslastung der verfügbaren Kapazitäten. Eine Erweiterung dieser Kopplung wurde im November 2010 mit dem *CWE Market Coupling* vollzogen, als das gemeinsame Marktgebiet Deutschland-Österreich in den Mechanismus integriert wurde. Zeitgleich wurde das *Interim Tight Volume Coupling*³⁸ mit den skandinavischen Marktgebieten implementiert. Wie der

³⁷ In Nordeuropa (damals NORDEL, heute Nord Pool) wurde bereits 1993 ein Market Splitting eingeführt (Ehrenmann und Smeers 2005).

³⁸ Bei der Umsetzung des Market Coupling-Ansatzes können mehrere Ausgestaltungen hinsichtlich der zwischen den beteiligten Börsen ausgetauschten Informationen und der Durchführungs Kompetenzen unterschieden werden.

Bei einem *Price Coupling* sammelt eine zentrale Stelle sämtliche Energiemarktgebote aller beteiligten Marktgebiete ein und bestimmt mithilfe eines geeigneten Algorithmus die Gebotsauswahl, die Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten und die jeweiligen Marktpreise. Diese Informationen werden entsprechend von den lokalen Börsen weiterverwendet, veröffentlicht bzw. an die Marktteilnehmer weitergeleitet. Diese Form stellt den am stärksten integrierten Ansatz dar und ist auch in den meisten Fällen mit dem Begriff Market Coupling gemeint.

Davon ist das sogenannte *Volume Coupling* abzugrenzen, bei welchem die lokalen Börsen lediglich die im Rahmen des zentralen Algorithmus bestimmten Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten übernehmen und

Name impliziert, handelte es sich dabei nur um eine Zwischenlösung bis zur Einführung einer Preiskopplung zwischen den Regionen CWE und *North Western Europe* im Februar 2014. Im Mai 2014 wurde zudem eine Ergänzung um Spanien und Portugal sowie im Februar 2015 um Italien und Slowenien vorgenommen³⁹. Das aktuelle System wird als *Multi-Regional Coupling* bezeichnet und umfasste Ende 2015 19 Länder⁴⁰, welche zusammen für ca. 85 % des Stromverbrauchs in Europa verantwortlich sind (EPEX SPOT 2016d). Die Initiative zur Entwicklung einer einzigen technischen Preiskopplungslösung trägt den Namen *Price Coupling of Regions* und stellt einen Zusammenschluss von sieben Strombörsen in Europa dar (EPEX SPOT 2016e). Die Integration zusätzlicher Gebotszonen in Osteuropa ist vorgesehen, wo im Rahmen des *Regional Initiatives*-Prozesses bereits lokale Market Coupling-Lösungen, z. B. das *4M Market Coupling*-Projekt in Tschechien, der Slowakei, Ungarn und Rumänien, bestehen.

Auch im Zuge dieser Entwicklungen wurden in Europa verschiedene länderübergreifende Institutionen geschaffen, um den Prozess zur Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarktes zu organisieren, zu steuern und zu überwachen. Zu nennen sind dabei der *Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber* ENTSO-E und die durch *Verordnung (EG) Nr. 713/2009* legitimierte Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER). Weiter wurden zentrale Marktplätze zum Handel von Übertragungskapazitäten und Stromprodukten in Europa gebildet. Während die *Capacity Allocating Service Company* (CASC) explizite Auktionen an einer Vielzahl von Grenzen organisiert, kann die EPEX SPOT mittlerweile als eine europäische Strombörse bezeichnet werden, welche unter anderem den Day-Ahead-Markt für Deutschland und Frankreich sowie das CWE Market Coupling abwickelt. Im Laufe des Jahres 2015 wurde eine Absichtserklärung zur Integration mit der *Amsterdam Power Exchange Group* (APX), welche die Strombörsen in den Niederlanden, Belgien und Großbritannien organisiert, unterzeichnet (APX 2015a).

Zur weiteren Unterstützung des Vereinheitlichungsprozesses in Europa wurden ACER und ENTSO-E im Rahmen des dritten Energiepaketes beauftragt, sogenannte Netzkodizes (*network codes*; ENTSO-E 2016b) auszuarbeiten und der Europäischen Kommission vorzulegen. Nach einer Verabschiedung erhalten die Netzkodizes verbindlichen Rechtscharakter und die Übertragungsnetzbetreiber in Europa sollen entsprechend dieser Anweisungen ihre Netze betreiben, wobei rein nationale Angelegenheiten davon nicht

anschließend individuell eine lokale Markträumung unter Berücksichtigung der Austauschflüsse in Form eigener, preisunabhängiger Gebote durchführen. Dieses Vorgehen kann zu abweichenden Ergebnissen im Vergleich zu einem Price Coupling führen, da die an die zentrale Stelle übermittelten Informationen abweichen, die lokalen Markträumungsalgorithmen Unterschiede aufweisen oder sich sonstige Marktdurchführungsregeln unterscheiden können. Je nachdem wie locker die Anforderungen an die von der zentralen Stelle zur Flussbestimmung verwendeten Informationen definiert sind, können dabei die Formen *Tight Volume Coupling* und *Loose Volume Coupling* unterschieden werden.

³⁹ Auch die Schweiz hat seit Ende 2014 die technischen Voraussetzungen implementiert; eine tatsächliche Integration in das europäische Market Coupling-System wird jedoch bisher durch fehlende Vereinbarungen zwischen der Schweiz und der Europäischen Kommission auf politischer Ebene verhindert (Swissgrid 2016).

⁴⁰ Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Slowenien und Spanien.

betroffen sein sollen. Aus inhaltlicher Sicht werden insgesamt zehn Netzkodizes zur Gestaltung und zum Betrieb von Elektrizitätssystemen ausgearbeitet, welche in drei Bereiche eingeteilt werden. Neben den eher technisch-operativen *Connection Codes* und *Operational Codes* sollen im Rahmen der *Market Codes* einheitliche Regelungen in Bezug auf Engpassmanagement, langfristige Übertragungskapazitäten und Ausgleichsmechanismen erarbeitet werden. Für die vorliegende Arbeit ist besonders der *Network Code for Capacity Allocation and Congestion Management* von Relevanz, welcher im August 2015 in Kraft getreten ist. Im Rahmen dieses Netzkodex werden europaweit einheitliche Methoden zur Bestimmung und Allokation von Übertragungskapazitäten für den Day-Ahead- und Intraday-Zeitraum festgelegt (ENTSO-E 2016a). Die formulierten Konzepte beschreiben im Wesentlichen das von Europäischer Kommission und ENTSO-E langfristig angestrebte Zielmodell für ein europäisches Engpassmanagement (*CACM Target Model*; z. B. ACER 2016), welches speziell für den Day-Ahead-Bereich eine einheitliche flussbasierte Marktkopplung für Gesamteuropa vorsieht. Die Definitionen in diesem Netzkodex sind jedoch konzeptioneller Natur und bedürfen weiteren Ausgestaltungen im Detail.

2.3.2.3 Ausgestaltung des Day-Ahead Market Coupling

Aufgrund seiner zentralen Rolle in der aktuellen Praxis des Engpassmanagements werden im Folgenden wesentliche Aspekte des in Europa implementierten Day-Ahead Market Coupling beschrieben. Market Coupling integriert als eine Ausgestaltung impliziter Auktionen die Räumung der Märkte für elektrische Energie und für Übertragungskapazitäten. Es führt zu einer gleichzeitigen Räumung mehrerer Gebotszonen unter Berücksichtigung begrenzter interzonaler Übertragungskapazitäten. Aus institutioneller Sicht sind unter anderem der Betreiber des Market Coupling (MC-Betreiber) als Auktionsbüro, die lokalen Strombörsen, die jeweiligen Energiemarktteilnehmer und die Übertragungsnetzbetreiber beteiligt.

Der grundlegende, täglich wiederkehrende Ablauf sieht im Wesentlichen die folgenden und in Abbildung 2-15 dargestellten Schritte vor:

1. Bestimmung der maximalen Übertragungsleistungen [ÜNBs]
2. Abgabe der Day-Ahead-Gebote an den lokalen Strombörsen unter Angabe der Gebotszone [Energiemarktteilnehmer]
3. Einsammeln aller Gebote [MC-Betreiber]
4. Durchführung der integrierten Markträumung [MC-Betreiber]
5. Veröffentlichung der Ergebnisse und Verteilung der Engpassrenten [MC-Betreiber]
6. Bestimmung der Gebotszuschläge [lokale Strombörsen].

Die Ergebnisse umfassen im Allgemeinen Informationen in Bezug auf die Gebotsannahme, die Handelsflüsse über die Interkonnektoren und die Preise für elektrische Energie in jeder Gebotszone sowie für die Übertragungskapazitäten. Sind die Übertragungskapazitäten groß genug, kann der Mechanismus zu einer Preisgleichheit in den Energiemärkten aller Gebotszonen führen. Übertragungskapazitäten wären folglich in einem solchen Fall nicht vollständig ausgelastet und deren impliziter Preis läge bei null (vgl. Abschnitt 2.2.2.2).

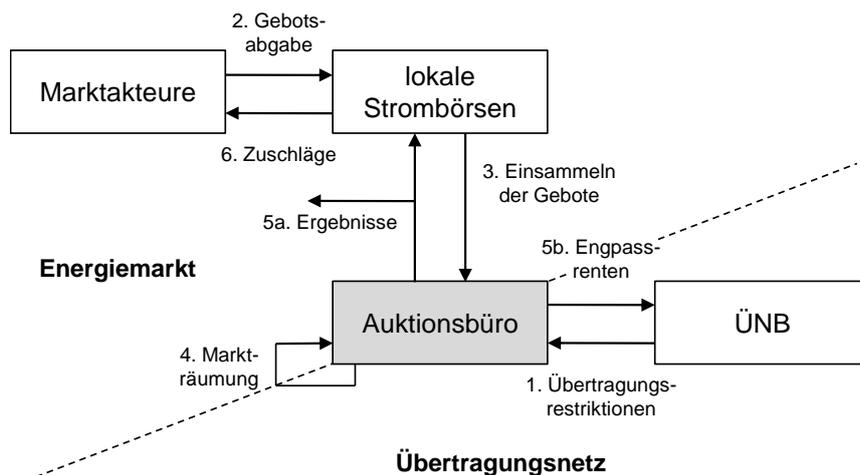


Abbildung 2-15 Schematischer Ablauf des Market Coupling

Das Herzstück des Market Coupling bildet ein geeigneter Marktträumungsalgorithmus. Im Rahmen der in Europa umgesetzten Konzepte zielt der Algorithmus auf eine Maximierung der Wohlfahrt unter Ausnutzung der Energiemarktgebote und verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Gebotszonen ab. Die Lösung des primalen Optimierproblems liefert die Annahmeraten der Gebote sowie die Interkonnektorenflüsse, die des dualen Problems Markt- und Kapazitätspreise. Im Rahmen des CWE Market Coupling kam dafür ein Algorithmus namens *COSMOS* zum Einsatz (APX-ENDEX et al. 2010); dieser wurde für das aktuelle System adaptiert und firmiert nun als *EUPHEMIA* (EPEX SPOT 2016c; Slesiz et al. 2014). Die Komplexität des resultierenden Problems hängt wesentlich davon ab, welche Gebotstypen zulässig sind und nach welchem Ansatz die Übertragungskapazitäten Eingang finden⁴¹. Der *EUPHEMIA*-Algorithmus kann grundsätzlich sowohl für ein NTC-basiertes als auch für ein flussbasiertes Market Coupling verwendet werden.

Bei einem Market Coupling erwerben die Marktteilnehmer nicht explizit Übertragungsrechte, sondern der MC-Betreiber als Auktionsbüro nutzt diese implizit zur Arbitrage zwischen den Gebotszonen. Veranschaulicht bedeutet dies etwa in einem einfachen Fall mit zwei Gebotszonen, dass der MC-Betreiber so lange wie möglich und vorteilhaft Energie in der Niedrigpreiszone erwirbt, die vorhandenen Übertragungskapazitäten ausnutzt und die Energiemenge in der Hochpreiszone wieder veräußert. Durch diese iterativen Transaktionen stellt sich schließlich eine Gleichgewichtssituation hinsichtlich der Energiemarkt- und Kapazitätspreise ein. Der dadurch erwirtschaftete Deckungsbeitrag stellt die Engpassrente dar und entspricht im Allgemeinen dem Produkt aus Preisdifferenz und dem jeweiligen Interkonnektorfluss. Diese Rente fließt zwar zunächst dem MC-Betreiber zu, da dieser jedoch normalerweise nicht der Eigentümer der Verfügungsrechte bezüglich der Interkonnektoren ist,

⁴¹ In EPEX SPOT et al. (2016) werden insgesamt zehn verschiedene Gebotstypen für den *EUPHEMIA*-Algorithmus beschrieben. Der angewendete Lösungsalgorithmus unterteilt das entstehende Optimierproblem in eine übergeordnete Wohlfahrtsmaximierung (gemischt-ganzzahlige quadratische Optimierung) sowie drei Subprobleme zur Determinierung der Marktträumungspreise, zur Bestimmung von zulässigen Lösungen für einen speziellen Gebotstyp (sogenannte PUN-Gebote) und zur Auflösung einer möglichen Unbestimmtheit von Volumen.

erfolgt im Rahmen des Market Coupling typischerweise eine Verteilung der Engpassrente an die ÜNBs anhand eines festgelegten Schlüssels (z. B. EPEX SPOT 2010). Der Verwendungszweck der Engpassrente ist in Europa gemäß Art. 16 Verordnung (EG) Nr. 714/2009 geregelt. Demzufolge müssen solche Einnahmen zunächst zur Sicherstellung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Übertragungskapazität und zur Aufrechterhaltung wie Erhöhung von Übertragungskapazitäten, Neubauinvestitionen eingeschlossen, eingesetzt werden. Nachrangig ist auch eine Reduktion von Netzentgelten möglich.

Mit der Verdrängung expliziter Auktionen im Spothandel durch Market Coupling-Lösungen ergaben sich weitere Veränderungen hinsichtlich der endgültigen Allokation der zeitlich differenzierten Kapazitätsprodukte auf die verschiedenen Teilmärkte. Da jährliche und monatliche Übertragungskapazitäten meist weiterhin explizit und als physische Rechte versteigert werden⁴², wird ein Teil der eigentlich verfügbaren Übertragungskapazitäten zunächst hierfür reserviert und an die Käufer entsprechend den Auktionsergebnissen verteilt. Werden die ersteigerten längerfristigen Rechte jedoch nicht genutzt, stehen diese wieder für das Day-Ahead-Market Coupling zur Verfügung und werden zusammen mit dem Rest implizit versteigert.

Die beim NTC-Ansatz⁴³ unterstellte Kontraktpfadfiktion verhindert eine vollständige Ausschöpfung der technisch verfügbaren Übertragungskapazitäten, weil aufgrund von nicht berücksichtigten Externalitäten durch den Stromfluss in Form von Ring- und Transitflüssen stets eine ausreichend große Sicherheitsspanne berücksichtigt werden muss, um eine (n-1)-Betriebsicherheit gewährleisten zu können. Eine Weiterentwicklung stellen daher Engpassmanagementmethoden dar, welche die aufgrund der Markttransaktionen zu erwartenden physischen Flüsse entsprechend integrieren. Auf diese Weise können im Allgemeinen die aus technischer Sicht verfügbaren Übertragungskapazitäten besser ausgeschöpft werden. Folglich sollten solche flussbasierten Verfahren zu höheren Wohlfahrtsgewinnen und stärkerer Preiskonvergenz führen (z. B. Kurzidem 2010)⁴⁴. Vor

⁴² In Zukunft sollen jedoch finanzielle Übertragungsrechte, welche nicht als Fahrplan nominiert werden, eine stärkere Rolle spielen, was unter anderem im entsprechenden Netzkodex zur langfristigen Kapazitätsallokation formuliert ist (*Network Code on Forward Capacity Allocation*). Konkret wurde beispielsweise am 1. Januar 2016 für die französisch-belgische Grenze der Handel jährlicher und monatlicher finanzieller Übertragungsrechte mit Optionscharakter anstelle von physischen Übertragungsrechten eingeführt. Infolgedessen wird die für den Day-Ahead-Markt bereitgehaltene physische Übertragungskapazität von Anfang an erhöht (RTE 2016).

⁴³ Die Berechnung der NTC-Werte erfolgt in Europa nach verschiedenen Methoden. TenneT (2012) nennt neben einer rein bilateralen Kapazitätsberechnung, welche vor allem in den ersten Jahren nach der Liberalisierung zur Anwendung kam, die Möglichkeiten maximaler Summenwerte an mehreren Grenzen sowie der sogenannten C-Funktion. Bei dem letztgenannten Ansatz handelt es sich um eine kurzfristige, koordinierte und großräumige Abschätzung der Kapazitäten unter Berücksichtigung der erwarteten Last- und Erzeugungssituation. Dieses Verfahren wurde bzw. wird beispielsweise an den deutschen Grenzen angewendet.

⁴⁴ Mithilfe von flussbasierten Verfahren sollte ein nachträglicher, kurativer Eingriff zur Behebung möglicher Netzengpässe auf Interkonnektoren im Lieferzeitpunkt theoretisch vermieden werden können. Allerdings basiert typischerweise auch der Einsatz flussbasierter Verfahren in der Praxis auf mehreren Vereinfachungen, wie beispielsweise die Zusammenfassung von Interkonnektoren zwischen zwei Gebotszonen, die nur angenäherte Abbildung der relativen Leitungsbelastung in linearisierter Form und die Vernachlässigung von Blindleistung

diesem Hintergrund wurde im Mai 2015 in der CWE-Region ein flussbasiertes Market Coupling eingeführt (*CWE Flow-Based Market Coupling*). Bisherige Erfahrungen hinsichtlich Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten, Wohlfahrtseffekten und Preiskonvergenz können beispielsweise ACER und CEER (2015) entnommen werden.

Das Prinzip impliziter Auktionen zur Kapazitätsallokation funktioniert grundsätzlich sowohl für NTC- als auch für flussbasierte Ansätze zur Kapazitätsberechnung. Der wesentliche Unterschied im Optimierproblem des Market Coupling ergibt sich bei der Formulierung der Nebenbedingungen zur Beschränkung der maximalen Interkonnektorenflüsse. Vereinfacht ausgedrückt erfordert ein NTC-Ansatz eine Beschränkung der als Entscheidungsvariable modellierten Flussmenge über jede Interkonnektorleitung l (vgl. APX-ENDEX et al. 2010):

$$Q_l^{EX} \leq Q_l^{EX-NTC,max} \quad \forall l \quad (2.17)$$

Bei einem flussbasierten Ansatz dagegen erfolgt keine direkte Abbildung der Interkonnektorenflüsse als Entscheidungsvariablen, stattdessen ergeben sich die Flüsse auf einem kritischen Netzelement b (*critical branch*) aus dem Produkt der Matrix der sogenannten Power Transmission Distribution Factors **PTDF** und dem Vektor der jeweiligen Export- bzw. Importpositionen \vec{NP} der Gebotszonen (vgl. EPEX SPOT 2016c):

$$PTDF_b \times \vec{NP} \leq Q_b^{EX-FB,max} \quad \forall b \quad (2.18)$$

Mithilfe der PTDF-Matrix lässt sich in linearer Form bestimmen, wie sich durch eine Änderung der Einspeisung bzw. Entnahme an einem Knoten oder in einer Zone die Stromflüsse auf die abgebildeten kritischen Netzelemente verteilen. Dadurch kann ein Zusammenhang zwischen den physischen Stromflüssen und Handelsflüssen hergestellt werden. Da nicht nur der Kontraktpfad, sondern auch die Verteilung der Stromflüsse auf alle abgebildeten Leitungen zumindest näherungsweise berücksichtigt wird, können Belastungen aufgrund von Ringflüssen integriert werden. Die PTDF-Matrix stellt für die Optimierung einen Parameter dar und wird vorab von den ÜNBs mithilfe eines gemeinsamen Netzmodells und einer Prognose über mögliche Lastsituationen bestimmt. Als kritische Netzelemente können theoretisch sowohl Interkonnektoren als auch Leitungen innerhalb von Gebotszonen abgebildet werden. Ebenso kann eine (n-1)-Betriebsmittelsicherheit berücksichtigt werden. Bewährt sich das System, ist in Europa eine Ausweitung des flussbasierten Verfahrens auf zusätzliche Gebotszonen sowie auf Strommärkte für andere Lieferfristen (z. B. Intraday) geplant.

wie von Übertragungsverlusten. Darüber hinaus wird in Europa weiterhin ein zonaler Ansatz verfolgt, so dass auch intrazonale Stromflüsse die Interkonnektorenbelastung beeinflussen, was jedoch in keinem der grenzüberschreitenden Ansätze berücksichtigt wird.

2.4 Investitionen in konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke sind nach wie vor essentieller Bestandteil der Elektrizitätssysteme in Europa. Zwar findet durch die zunehmende Bereitstellung elektrischer Energie aus EE ein Paradigmenwechsel statt, gleichwohl werden konventionelle Kraftwerke weiterhin benötigt, um Grundlast zu decken bzw. insbesondere auch um Spitzenleistung bereitzustellen. Somit hängt Erzeugungssicherheit vorerst maßgeblich davon ab, wie sich die entsprechenden konventionellen Erzeugungskapazitäten entwickeln, wofür wiederum die Erwartungen und Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber eine wesentliche Rolle spielen. Während Kraftwerksbetreiber im Rahmen der Kurzfristplanung vor allem eine Einsatzoptimierung der bestehenden Anlagen vornehmen, erfolgt im Zuge der Langfristplanung eine Investitionsplanung mit dem Ziel einer optimalen strategischen Ausrichtung des Unternehmens⁴⁵. Da Investitionen in konventionelle Kraftwerke grundlegend die Entwicklung des jeweiligen Kraftwerksparks definieren, werden in den folgenden Abschnitten relevante Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen (Abschnitt 2.4.1) und vertieft zur Verfügung stehende Realoptionen (Abschnitt 2.4.2) beleuchtet.

2.4.1 Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen

Bei Investitionen handelt es sich um langfristige Outputentscheidungen, im Rahmen welcher vorhandene finanzielle Mittel eingesetzt werden, um das Anlagevermögen (z. B. Maschinen) zu verändern. Typischerweise ist diese Änderung langfristig, d. h. das Unternehmen ist davon dauerhaft betroffen. Eine solche Entscheidung ist im Allgemeinen dann vorteilhaft, wenn die Rückflüsse aus der Investition größer als bei Unterlassen bzw. bei Durchführung einer anderen Alternative ausfallen. Folglich muss ein realwirtschaftliches Investitionsprojekt stets eine höhere Rendite als der risikofreie Zinssatz in Aussicht stellen. In Bezug auf den Investitionsgegenstand werden im weiteren Verlauf der Arbeit lediglich Investitionen in konventionelle Großkraftwerke⁴⁶ betrachtet. Entsprechende Entscheidungen beinhalten unter anderem Überlegungen hinsichtlich des eingesetzten Energieträgers, der Technologie, der Größe, des Zeitpunktes und des Standortes⁴⁷.

In liberalisierten Strommärkten, wie sie in Zentraleuropa umgesetzt sind, erfolgt keine direkte, zentrale Steuerung von Kraftwerksinvestitionen, sondern die jeweiligen Marktakteure

⁴⁵ Die Langfristplanung umfasst Zeiträume von einigen wenigen Jahren bis zu mehreren Jahrzehnten. Im Rahmen der Kurzfristplanung sind Entscheidungen teilweise in Echtzeit erforderlich; andere Aufgaben umfassen Zeiträume von einigen wenigen Monaten. Dazwischen kann zudem die Mittelfristplanung mit entsprechenden Zeithorizonten angesiedelt werden (z. B. Sánchez 2008).

⁴⁶ Konventionell bezieht sich in der vorliegenden Arbeit auf alle nicht regenerativen Energieträger, d. h. auf fossile Brennstoffe sowie Uran. Der Begriff des Großkraftwerks kann nicht abschließend definiert werden; im Folgenden werden darunter grundsätzlich Kraftwerke verstanden, welche jeweils eine installierte elektrische Leistung von mindestens 1 MW besitzen und von privatwirtschaftlichen Akteuren betrieben werden.

⁴⁷ Der Standortaspekt wird im Rahmen der Arbeit vereinfacht auf Ebene der Gebotszonen berücksichtigt. Innerhalb der Zonen spielt der Standort entsprechend dem aktuellen Marktdesign in Zentralwesteuropa bei der Marktpreisbildung keine Rolle. Andere Standortfaktoren (z. B. Verfügbarkeit von Energieträgern, Anbindung an Transportwege) werden nicht betrachtet.

entscheiden dezentral entsprechend den Marktgegebenheiten und -erwartungen über den eigenen Kraftwerksbestand⁴⁸. Das primäre Ziel der Kraftwerksbetreiber im Rahmen der Investitionsplanung ist typischerweise die Maximierung des Unternehmenswerts. Je nach Sichtweise und Abgrenzung können weitere indirekt der Unternehmenswertmaximierung dienende Ziele verfolgt werden; beispielsweise nennt Sánchez (2008) das Erreichen eines bestimmten Marktanteils, den Ausbau bestimmter Technologien aus Imagegründen sowie eine Diversifizierung zur Absicherung und zum Einhalten von Kreditverpflichtungen.

Zur Bewertung von Investitionen müssen Kraftwerksbetreiber Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Erlöse bilden. Dabei übernehmen die erwarteten Preise für Elektrizität eine zentrale Koordinationsfunktion, weshalb Preisprognosen bei Investitionsentscheidungen eine herausragende Rolle spielen. Werden beispielsweise Knappheitssituationen erwartet, sollte sich dies in einem funktionierenden Markt im Strompreis widerspiegeln. Dadurch entstehen für Marktteilnehmer Anreize, neue Erzeugungskapazitäten zu errichten bzw. bestehende weiter zu betreiben. Sobald diese zusätzlichen Kapazitäten vermarktet werden bzw. deren Vermarktung von den Marktteilnehmern erwartet wird, werden ceteris paribus Preisprognosen wieder seltener Knappheitssituationen signalisieren. Dagegen können in Phasen ohne Knappheit einige Erzeugungsanlagen ihre Fixkosten möglicherweise nicht decken, da zu Spitzenlastzeiten höchstens die kurzfristigen Grenzkosten erlöst werden können. Dies kann zur Folge haben, dass die betroffenen Anlagen langfristig nicht wirtschaftlich betrieben werden können und aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Derartige Zyklen würden in vollkommenen Märkten dafür sorgen, dass Erzeugungssicherheit in einem EOM gewährleistet ist, jedoch weisen Kraftwerksinvestitionen in der Praxis verschiedene Besonderheiten auf (vgl. Abschnitt 2.1). Infolgedessen treten in realen Strommärkten solch ideale Investitionszyklen nicht in Reinform auf (z. B. Arango und Larsen 2011). Diese Umstände führen dazu, dass einerseits Abweichungen von einer Gleichgewichtssituation überhaupt erst auftreten und andererseits die Rückkehr zu derselbigen erschwert bzw. verhindert wird. Ablenkungen vom Gleichgewichtszustand können dabei zu einem gewissen Grad begründet werden und sind nicht automatisch mit einem systematischen Marktversagen gleichzusetzen.

Im Folgenden werden ausgewählte Aspekte von Kraftwerksinvestitionen, welche sich zum Teil gegenseitig bedingen bzw. beeinflussen, und deren Implikationen im Rahmen der Investitionsplanung beschrieben. Insgesamt ergeben sich aus den Eigenschaften hohe

⁴⁸ In der vorliegenden Arbeit werden die Akteursbezeichnungen Kraftwerksbetreiber bzw. -investor synonym verwendet, d. h. es wird davon abstrahiert, dass bei Kraftwerksprojekten über Beteiligungsstrukturen eine Vielzahl von Investoren aus unterschiedlichen Bereichen involviert sein kann.

Als Kraftwerksbetreiber wiederum können Unternehmen mit dem alleinigen Geschäftsfeld der Elektrizitätserzeugung bezeichnet werden (*Independent Power Producer*). Der Normalfall ist jedoch, dass Großkraftwerke von integrierten Energieversorgungsunternehmen mit verschiedenen Geschäftsfeldern (z. B. entlang der Bereitstellungskette von elektrischem Strom) betrieben werden. Beispielsweise ist dies in Deutschland bei den vier großen Energieversorgungsunternehmen der Fall. Im Rahmen der Arbeit werden schließlich alle relevanten Kraftwerksbetreiber innerhalb eines Marktgebiets betrachtet, jedoch fiktiv losgelöst von anderen Unternehmensaktivitäten. Konsequenterweise bedeutet dies, dass keinerlei Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Geschäftsfeldern der rechtlichen Unternehmen (z. B. Synergieeffekte, Risikodiversifizierung) berücksichtigt werden.

Anforderungen an die Kraftwerksinvestitionsplanung. Zur Entscheidungsunterstützung werden verschiedene Methoden eingesetzt, um relevante Faktoren und deren Wechselwirkungen adäquat abbilden zu können (vgl. Abschnitt 3.4)

Verfügbare Optionen

Im Allgemeinen verfügen Kraftwerksbetreiber nicht über eine einzige Investitionsoption, sondern mehrere Optionen stehen gleichzeitig bzw. zeitlich verschoben zur Auswahl. Typischerweise ist das Ziel, die Option bzw. das Optionsbündel zu wählen, welches den Unternehmenswert maximiert. Dabei sind verschiedene Restriktionen einzuhalten, z. B. wegen einer Budgetbegrenzung oder regulatorischer Anforderungen. Die Optionsvielfalt ergibt sich insbesondere aus den beiden folgenden Aktionsbereichen von Kraftwerksbetreibern.

Zum einen existiert eine Vielzahl von Kraftwerkstechnologien mit jeweils unterschiedlichen techno-ökonomischen Eigenschaften (z. B. Blockgröße, Wirkungsgrad, Betriebskosten, Investitionen). Unter anderem aufgrund der endlichen Anpassungsgeschwindigkeit, des Fehlens wirtschaftlicher Stromspeicher und der Notwendigkeit eines ständigen Gleichgewichts im Elektrizitätssystem eignen sich die Kraftwerkstypen für einen jeweils unterschiedlichen Einsatzmodus (z. B. Grundlastdeckung, Spitzenlasteinsatz). Ferner unterliegen die Optionen einem ständigen technologischen Fortschritt, wodurch sich im Laufe der Zeit wirtschaftliche Parameter sowie Einsatzgebiet der Kraftwerke verschieben können (z. B. Erhöhung des Wirkungsgrads, Reduktion der Anfahr- und Abfahrzeiten).

Zum anderen ergeben sich ausgehend vom aktuellen Zustand des Kraftwerks verschiedene strategische Realloptionen. Neben einem Kraftwerksneubau, d. h. die Errichtung auf der „grünen Wiese“, können bestehende Anlagen unter anderem erweitert, vorübergehend stillgelegt (Einmottung), reaktiviert oder endgültig abgeschaltet werden. Zusätzlich zu den verschiedenen Zustandswechseln stellt auch die Wahl des jeweiligen Investitionszeitpunktes eine Option dar. Daraus ergibt sich grundsätzlich die Aufgabe, eine optimale Investitionspolitik sowohl für alle Neubauprojekte als auch Bestandsanlagen zu bestimmen (vgl. Abschnitt 2.4.2).

Investitionsgegenstand

Weiter zeichnet sich der Investitionsgegenstand konventionelles Kraftwerk als solcher durch mehrere Besonderheiten aus. Grundsätzlich ergeben sich bei einem Neubau von Großkraftwerken hohe Investitionssummen. Schröder et al. (2013a) nennen beispielsweise für steinkohlebefeuerte Kraftwerke eine Bandbreite von 1.200 bis 2.100 EUR/kW, so dass bei einer installierten Leistung von 800 MW Investitionen in Höhe von 1,0-1,7 Mrd. EUR pro Kraftwerk notwendig wären.

Weiter stellen Kraftwerksinvestitionen nicht nur aus technischer und organisatorischer Sicht komplexe Projekte dar, sondern sie sind auch als hochgradig spezifisch zu bezeichnen. Der Spezifitätsgrad drückt im Allgemeinen aus, inwiefern der Investitionsgegenstand einer

anderen als der ursprünglichen Verwendung zugeführt werden kann (Klein et al. 1978; Picot et al. 2008). Da Kraftwerke aus technischen Gründen teilweise nur unter hohem Aufwand demontiert und nicht alle Bauteile wiederverwertet werden können sowie auch kein liquider Sekundärmarkt dafür besteht, ergeben sich ein hoher Spezifitätsgrad und folglich auch ein hohes Maß an Irreversibilität. Getätigte Kraftwerksinvestitionen stellen somit versunkene Kosten dar, was sie besonders sensitiv für Risiken und Unsicherheiten macht.

Einen weiteren Aspekt bilden die zu betrachtenden Zeithorizonte. Generell gilt, dass der Zeitraum, innerhalb welchem sich für Entscheider und Stakeholder Konsequenzen aus Kraftwerksinvestitionen ergeben, typischerweise mehrere Jahrzehnte⁴⁹ umfasst und vor allem den Zeitraum, für welchen eine Detailplanung überhaupt möglich erscheint, deutlich überschreitet (vgl. Breuer et al. 2013). Weiter kann zwischen der technisch möglichen Betriebsdauer sowie einer aus ökonomischer Sicht sinnvollen Laufzeit unterschieden werden. Schließlich drückt sich die technische wie organisatorische Komplexität auch in der häufig mehrjährigen Konstruktionsphase aus, wodurch der überwiegende Anteil der Investitionssumme vorab, d. h. bevor überhaupt Rückflüsse generiert werden, aufzubringen ist.

Folglich können große Kraftwerksprojekte nur von Akteuren, welche Zugang zu den erforderlichen finanziellen Mitteln haben und die Risiken einzugehen bereit sind bzw. absichern können, durchgeführt werden.

Vermarktung

Im Rahmen der Kraftwerksvermarktung ergeben sich weitere Besonderheiten. Neben dem originären Einsatz von Kraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie zur Nachfragedeckung in der jeweiligen bzw. in einer anderen Gebotszone existiert eine Vielzahl weiterer Vermarktungs- und damit Erlösmöglichkeiten. Insbesondere werden Kraftwerke teilweise zur Wärmeerzeugung und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z. B. in Deutschland für Regelleistung oder Redispatch) eingesetzt. Darüber hinaus wird in einigen Strommärkten über entsprechend ausgestaltete Mechanismen die Leistungsvorhaltung vergütet. Je nach Marktregeln und technischen Möglichkeiten stehen die verschiedenen Einsatzgebiete in Konkurrenz, so dass Opportunitätskosten entstehen und die jeweilige Vermarktungsstrategie ein Optimierproblem darstellt.

Die künftigen Erlöse in den einzelnen Märkten bzw. Einsatzgebieten werden wiederum durch zahlreiche Einflussfaktoren bestimmt. Diese unterliegen im Allgemeinen sowohl in der kurzen als auch langen Frist genauso wie die Entwicklung der technischen Kraftwerkparameter einer hohen Unsicherheit. Marktteilnehmer bilden sich daher

⁴⁹ Berücksichtigt man an dieser Stelle auch langfristige Umweltwirkungen, welche unter anderem bei der Verbrennung fossiler Energieträger oder bei der Lagerung radioaktiver Abfälle entstehen, ergeben sich noch weitaus größere Wirkungszeiträume. Im Rahmen rein wirtschaftlicher Kalküle ist jedoch nur entscheidend, inwiefern aus Umweltwirkungen zusätzliche ökonomische Konsequenzen für den Entscheider erwachsen bzw. diese über aktuelle Mechanismen internalisiert werden (z. B. Kosten für Emissionszertifikate, gesetzliche Verpflichtung zur Entsorgung).

entsprechend dem jeweiligen Informationsstand Erwartungen über mögliche Entwicklungen. Für Betreiber von konventionellen Großkraftwerken wird häufig davon ausgegangen, dass sich diese auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen rational, d. h. nutzenmaximierend, verhalten (begrenzte Rationalität; z. B. Cepeda und Finon 2011). In Abhängigkeit der Unsicherheiten, Risikoeinstellungen und Möglichkeiten für strategisches Verhalten muss diese Annahme aber nicht zwangsweise für alle Marktteilnehmer erfüllt sein, was in zukünftigen Elektrizitätssystemen vor allem durch den Ausbau dezentraler EE-Anlagen an Bedeutung gewinnen wird (z. B. Carpinelli und Russo 2014).

Elektrizitätssysteme bzw. -märkte zeichnen sich weiter dadurch aus, dass insbesondere auf der Erzeugerseite keine atomistische Marktstruktur vorliegt und Erzeugungsanlagen hinsichtlich ihrer Blockgröße nur diskret teilbar sind. Infolgedessen ergibt sich bei der Investitionsplanung lediglich eine begrenzte Preisnehmersituation, d. h. zukünftige Erlöse bzw. die entsprechenden Erwartungen werden durch Investitionsentscheidungen des jeweiligen Entscheiders sowie der Wettbewerber beeinflusst. Entsprechende Rückkopplungseffekte sind daher so weit wie möglich bei der Planung zu berücksichtigen.

Schließlich beeinflusst trotz Liberalisierung der Staat bzw. die Regulierung auf verschiedenen Ebenen sowohl direkt (z. B. Festlegung von Marktarchitektur und -durchführungsregeln, Subventionierung von Technologien) als auch indirekt (z. B. Vertrauen der Akteure in künftiges Strommarktdesign) maßgeblich das Investitionsverhalten.

2.4.2 Realoptionen in der strategischen Kraftwerksplanung

Der folgende Abschnitt beinhaltet eine vertiefte Definition verschiedener Realoptionen in der strategischen Kraftwerksplanung sowie eine Diskussion entsprechender Implikationen. Zudem wird beispielhaft für Deutschland auf die derzeitige regulatorische Situation hinsichtlich der Stilllegung von Kraftwerken eingegangen.

2.4.2.1 Definition und Implikationen

Als eine Realoption wird im Allgemeinen eine heutige oder zukünftige Handlungsmöglichkeit des Entscheiders im Rahmen eines Investitionsprojektes verstanden (z. B. Dixit und Pindyck 1994; Trigeorgis 1996). Gemäß dem Optionsbegriff stellt eine Realoption ein Recht zur Ausübung dar. Eine solche Flexibilität besitzt typischerweise einen Wert, da entsprechend auf sich verändernde Umweltzustände und vorangegangene Entscheidungen reagiert werden kann. Im Umkehrschluss kann eine Nichtberücksichtigung im Rahmen der Investitionsplanung zu suboptimalen Ergebnissen und Empfehlungen führen. Klassische Methoden der Investitionsrechnung ignorieren häufig Realoptionen und unterstellen binäre Entscheidungssituationen (z. B. deterministische Kapitalwertmethode).

Generell können verschiedene Typen von Realoptionen unterschieden werden. Wesentlich ist die Differenzierung zwischen operativen, taktischen und strategischen Realoptionen bzw. Flexibilitäten (Carlsson 1989). Diese sind im Kontext von Kraftwerken folgendermaßen zu verstehen:

- Operative (*operational*) Realloptionen umfassen sämtliche Handlungsmöglichkeiten, welche dem Kraftwerksbetreiber im Rahmen der Einsatzplanung kurzfristig und mit der vorhandenen Kraftwerkskonfiguration zur Verfügung stehen. Klassischerweise fallen die Variation der Erzeugungsmenge durch Anfahr- bzw. Abfahrvorgänge und die Ausnutzung regionaler Arbitragemöglichkeiten durch Verkauf in andere Gebotszonen darunter.
- Taktische (*tactical*) Flexibilität ergibt sich aus einem umfassenderen Eingriff in die Einsatzplanung, wobei die Anlage technisch nach wie vor unverändert bleibt. Beispielsweise offenbaren die Auswahl der Kraftwerksvermarktung, die Aushandlung längerfristiger Lieferverträge sowie die Terminierung von Revisionen diese Art von Flexibilität.
- Aus strategischer (*strategic*) Sicht ergeben sich weitere Realloptionen für Kraftwerksbetreiber, welche grundsätzlich die Kraftwerkszusammensetzung verändern und jeweils mit Investitionen verbunden sind. Neben dem Neubau eines Kraftwerks können bestehende Anlagen unter anderem erweitert, eingemottet, reaktiviert oder endgültig abgeschaltet werden.

Eine alternative Klassifizierung nach Jacob (1994) unterscheidet zwischen Bestandsflexibilität und Entwicklungsflexibilität. Erstere stellt eine Anpassung ohne technische Modifikation dar, womit sie im Wesentlichen die operative wie taktische Flexibilität umfasst. Entwicklungsflexibilität ergibt sich aus der technischen Anpassung bereits existierender Anlagen.

Neben den genannten Optionstypen bietet der Ausübungszeitpunkt an sich ebenfalls eine Flexibilität, d. h. Realloptionen können im Rahmen ihres Umfangs vorgezogen oder verzögert werden. Weiter gilt, dass die Identifikation und Abgrenzung einzelner Realloptionen nicht trivial ist, da die verschiedenen Realloptionen in einem engen Geflecht existieren und sich teilweise gegenseitig bedingen bzw. ausschließen (*Pfadabhängigkeit*).

Durch die Liberalisierung kam es zu einer Internalisierung von Unsicherheiten in die Entscheidungen der Marktteilnehmer. Während früher integrierte Versorgungsunternehmen als Monopolisten ungünstige Entwicklungen durch entsprechende Variation der Tarife auf Endkunden überwälzen konnten, ist dies durch den entstandenen Wettbewerb nicht mehr ohne Weiteres möglich. Erzeugungsunternehmen müssen viel stärker als früher die zahlreichen Unsicherheitsfaktoren in ihren Einsatz- und Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Bei Investitionen verstärken Unsicherheiten in Kombination mit Irreversibilität, Pfadabhängigkeit und unterschiedlichen Risikoeinstellungen die Bedeutung von Handlungsalternativen. Realloptionen ermöglichen dem Entscheider, auf neue Informationen und Entwicklungen zu reagieren, weshalb eine entsprechende Erfassung und Bewertung anzustreben ist. Der Effekt einer steigenden Unsicherheit auf den Projektwert ist dabei nicht eindeutig. Einerseits impliziert höhere Unsicherheit für einen risikoaversen Entscheider ein größeres Verlustpotential. Andererseits ist der Wert einer Realloption gemäß Optionspreistheorie eine Funktion der Schwankungshöhe des zugrunde liegenden Basiswerts, was ein entsprechendes Gewinnpotential reflektiert (Lemming 2003). Überwiegt die Investitionszurückhaltung

aufgrund von Risikoaversion, ist eine Reduktion bzw. Begrenzung von Unsicherheiten aus Gesamtsystemsicht vorteilhaft (z. B. Schaffung eines stabilen regulatorischen Umfelds).

Aus Realoptionen ergeben sich vielfältige Implikationen für die Investitionsplanung, wovon zwei an dieser Stelle herausgestellt werden. Erstens gilt grundsätzlich, dass sich eine adäquate Integration solcher Handlungsmöglichkeiten in das Planungskalkül wertsteigernd auswirken sollte. Eine entsprechende Berücksichtigung im Rahmen der Investitionsplanung einschließlich der wertorientierten Verwaltung von Bestandsanlagen unterstützt die jederzeitige Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Projekte. Gleichzeitig können Akteure dadurch mögliche Handlungsoptionen bewerten und ausüben, z. B. können durch das Vorziehen einer Kraftwerksstilllegung im Gegensatz zu einer passiven Verwaltung bis zum technischen Lebensende auflaufende Fixkosten, welche durch einen Kraftwerkseinsatz auch zukünftig nicht mehr gedeckt werden, vermieden werden. Entsprechend der in dieser Arbeit getroffenen Annahme nutzenmaximierender Kraftwerksbetreiber kann davon ausgegangen werden, dass in der Praxis Realoptionen zu einem gewissen Grad in der Bewertung von Investitionsprojekten berücksichtigt werden⁵⁰.

Zweitens wirkt sich ein solches aktives Management von Kraftwerken auf den Kraftwerkspark in einem Strommarkt und damit auf Erzeugungssicherheit aus. Eine herausragende Rolle spielen dabei die strategischen Realoptionen, welche per Definition bei Ausübung den Anlagenbestand verändern. Ob Kraftwerksbetreiber solche Realoptionen ziehen, hängt maßgeblich von den zukünftig in den verschiedenen strategischen Kraftwerkszuständen erwarteten Deckungsbeiträgen und von den erforderlichen Investitionen ab. Da sich operative Realoptionen nicht auf den Anlagenbestand, sondern nur auf dessen Einsatz auswirken, ergeben sich daraus keine unmittelbaren Rückwirkungen auf Erzeugungssicherheit. Analoge Überlegungen gelten zunächst auch für taktische Realoptionen, jedoch sind im Zuge dieser deutlich längere Zeiträume betroffen (z. B. Revisionsplanung) und teilweise auch irreversible Entscheidungen (z. B. Wahl einer Vermarktungsform mit Rückkehrverbot) denkbar, so dass je nach Definition ein Einfluss auf Erzeugungssicherheit nicht grundsätzlich ausgeschlossen ist.

Aufgrund ihrer Relevanz werden daher im Rahmen des in der vorliegenden Arbeit entwickelten Simulationsmodells Realoptionen in die Investitionsplanung der Kraftwerksbetreiber integriert. Der Fokus liegt dabei auf der strategischen Flexibilität, was einerseits der unmittelbaren Bedeutung dieser Form von Realoptionen für Erzeugungssicherheit in Strommärkten und andererseits der Komplexitätsbeschränkung im Simulationsmodell geschuldet ist.

⁵⁰ Allerdings zeigen Umfragen unter Unternehmen, dass die Verbreitung noch eher gering ist (z. B. Block 2007).

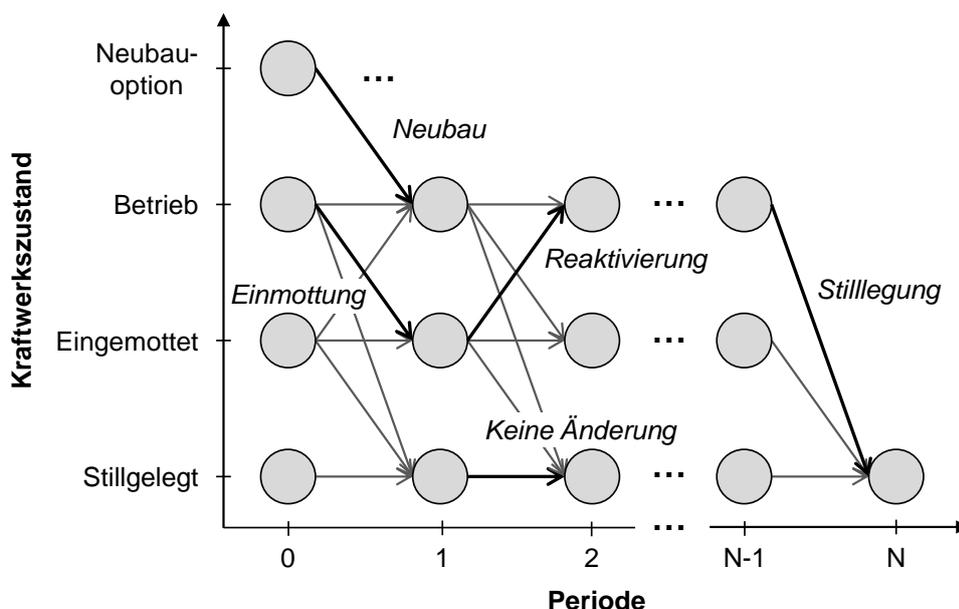


Abbildung 2-16 Strategische Realoptionen und Kraftwerkszustände (deterministisch)

Konkret werden die Realoptionen Neubau, Einmottung⁵¹, Reaktivierung, Stilllegung und Beibehaltung des jeweiligen Zustands betrachtet (Abbildung 2-16). Die Ausübung einer dieser Realoptionen erfordert eine Investition und führt schließlich zu einer Änderung des strategischen Kraftwerkszustands, welcher mindestens eine Periode anhält. Der jeweilige Zustand zeichnet sich durch ein bestimmtes Erlös- und Kostenprofil aus und definiert zudem die in der nächsten Investitionsplanung zur Verfügung stehenden Realoptionen. Der Übergang zwischen den Zuständen kann unverzüglich ablaufen (z. B. Stilllegung) oder eine bestimmte Zeitdauer in Anspruch nehmen (z. B. Neubau). Die methodische und modelltechnische Umsetzung wird in Abschnitt 4.3.3 erläutert.

2.4.2.2 Regulatorischer Rahmen für Kraftwerksstilllegungen in Deutschland

Trotz Liberalisierung ist die Stilllegung von Kraftwerken, eine der genannten strategischen Realoptionen, im deutschen Marktgebiet ausdrücklich gesetzlich geregelt. Ende 2015 ergaben sich die folgenden Regelungen aus dem EnWG und der *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung, ResKV)*.

Nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG sind Betreiber von Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, eine vorläufige oder endgültige Stilllegung dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur mindestens zwölf Monate

⁵¹ Im Rahmen der Arbeit wird nur eine Art der Einmottung, jeweils für den abgebildeten Kraftwerksblock und mit einer Mindestdauer von einer Periode, betrachtet. Eine Unterscheidung wie etwa bei Caldecott und McDaniels (2014) zwischen *partial mothballing* (Einmottung von Teilen eines Kraftwerks), *shallow mothballing* (Einmottung für einen voraussichtlichen Zeitraum von zwölf Monaten) und *deep mothballing* (Konservierung der Anlage für mehrere Jahre) wird nicht vorgenommen.

vor dem geplanten Stilllegungsdatum formal zu melden. Ohne Meldung und innerhalb der Frist ist eine Stilllegung verboten, sofern die Anlage technisch und rechtlich betrieben werden kann (§ 13a Abs. 1 Satz 2 EnWG). Wirksame Stilllegungsanzeigen werden von der Bundesnetzagentur in der sogenannten Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste veröffentlicht (Bundesnetzagentur 2016b)⁵². Der Eingang einer wirksamen Stilllegungsanzeige hat zudem eine unverzügliche Prüfung der Anlage auf Systemrelevanz⁵³ durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zur Folge.

Nach Ablauf der Anzeigenfrist bleibt das Stilllegungsverbot von Anlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW bestehen, wenn die Anlage als systemrelevant eingestuft und dies durch die Bundesnetzagentur genehmigt wurde (§ 13a Abs. 2 EnWG). In solchen Fällen ist der Kraftwerksbetreiber verpflichtet, alle Maßnahmen zu treffen, um die Anlage in einem Zustand der Betriebsbereitschaft zu erhalten bzw. dessen Wiederherstellung zu ermöglichen. Es besteht ein Anspruch auf Vergütung für „erforderliche Erhaltungsmaßnahmen“ (§ 13a Abs. 3 EnWG). Weiter wird ein eigenständiger Betrieb der Erzeugungsanlagen durch den eigentlichen Betreiber ausgeschlossen. Stattdessen ist ausschließlich ein Betrieb entsprechend vom ÜNB angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen möglich.

Grundsätzlich dienen diese Regelungen dazu, dass keine Erzeugungsanlagen vom Netz genommen werden, obwohl sie für den sicheren Netzbetrieb erforderlich wären. Die unmittelbaren Auswirkungen auf den Energiemarkt sind gering, da lediglich eine unverzügliche bzw. unangekündigte Stilllegung nicht mehr möglich ist. Denn wird die Stilllegung einer Anlage untersagt, bedeutet dies genauso wie eine sofortige endgültige Stilllegung, dass eine Teilnahme am Energiemarkt nicht mehr möglich ist. Die Anlage bleibt ausschließlich zur Netzstabilisierung verfügbar und eine Rückkehr an den Energiemarkt ist ausgeschlossen. Mittelbar könnten sich die Regelungen insofern auswirken, als eine Stilllegung stets mit einer Vorlaufzeit von mindestens zwölf Monaten angezeigt werden muss und dies auch entsprechend durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht wird. Dadurch könnten Signalwirkungen entstehen, welche ohne derartige Regelungen möglicherweise entfallen bzw. zeitlich kurzfristiger auftreten.

Weiterführende Regelungen für systemrelevante Erzeugungsanlagen finden sich in der ResKV, welche am 12. Juni 2013 von der Bundesregierung verabschiedet wurde und in dieser

⁵² Die Bundesnetzagentur nimmt eine regelmäßige Aktualisierung dieser Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste vor. Neben generellen Informationen zur Erzeugungsanlage enthält die Liste auch eine Beschreibung der Art der Stilllegung (z. B. „Geplant endgültig“, „Geplant vorläufig“). Eine Angabe über den Zeitpunkt der geplanten Stilllegung wird nicht veröffentlicht. Zum 12. August 2016 waren 5,6 GW an Kraftwerksleistung (23 Kraftwerksblöcke) zur endgültigen Stilllegung und 4,7 GW (16) zur vorläufigen Stilllegung angemeldet. Davon waren 2,9 GW (12) bzw. 1,9 GW (7) als systemrelevant eingestuft (Bundesnetzagentur 2016b). Anhang A.2 zeigt die angemeldeten Stilllegungen aufgeschlüsselt nach Energieträgern und Systemrelevanz sowie einen Überblick über die betroffenen Standorte in Deutschland.

⁵³ Die Systemrelevanz einer Anlage ist dann gegeben, wenn deren „dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann“ (§ 13a Abs. 2 Satz 8 und 9 EnWG). Eine Anlage kann höchstens für die Dauer von 24 Monaten als systemrelevant eingestuft werden.

Form aktuell bis zum 31. Dezember 2017 gilt. Ziel der Verordnung ist die Regelung des Verfahrens der Bundesnetzagentur zur Beschaffung einer sogenannten Netzreserve bestehend aus Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, welche für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Die Netzreserve ist dabei von dem im EnWG geregelten Redispatch von Erzeugungsanlagen zu unterscheiden. Der Einsatz der Netzreserve erfolgt stets nachrangig zu Redispatch-Maßnahmen (§ 7 Abs. 2 ResKV). Die Verordnung legt unter anderem fest, welche Erzeugungsanlagen im Rahmen der Netzreserve kontrahiert werden können. Gemäß § 5 Abs. 2 ResKV können ausschließlich zur Stilllegung angezeigte und als systemrelevant im Sinne von § 13a Abs. 2 Satz 8 und 9 EnWG eingestufte Anlagen in die Netzreserve genommen werden. Eine Anlage in der Netzreserve kann folglich bis zu ihrer Stilllegung ausschließlich außerhalb des Energiemarktes eingesetzt werden (§ 7 Abs. 1 ResKV). Die Vergütung im Rahmen der Netzreserve richtet sich nach der Kostenstruktur der jeweiligen Anlagen und umfasst grundsätzlich eine variable Komponente in Form eines Arbeitspreises sowie fixe Vergütungskomponenten für Kosten zur Herstellung der Betriebsbereitschaft und Bereithaltung der Anlage (§ 6 ResKV). Die Kosten werden über die Netznutzungsentgelte auf die Endverbraucher umgelegt.

Die Regelungen der ResKV haben ebenso keinen unmittelbaren Einfluss auf den Energiemarkt, da ausschließlich zur Stilllegung angezeigte und systemrelevante Kraftwerke als Netzreserve dienen können. Diese dürften auch bereits gemäß EnWG nicht mehr am Energiemarkt teilnehmen. Mittelbar könnte von der ResKV insofern eine Wirkung ausgehen, als durch die Aussicht auf vollständige und gesicherte Vergütung aller anfallenden Kosten im Rahmen der Netzreserve eine Stilllegung einem Weiterbetrieb am Energiemarkt vorgezogen wird. Dadurch könnte zwar die Sicherheit des Netzbetriebs erhöht werden, aber andererseits würden dem Energiemarkt Kapazitäten entzogen. Einschränkend wirkt jedoch, dass die Kontrahierung als Netzreserve nicht garantiert ist und unter anderem von der Systemrelevanz der Anlage abhängt. Zudem ergäbe sich ein Effekt nur bei Kraftwerken, deren Wirtschaftlichkeit gerade auf der Schwelle steht bzw. nur mit sehr hoher Unsicherheit beurteilt werden kann. In solchen Fällen könnte die Aussicht auf eine quasi-sichere Entschädigung im Rahmen der Netzreserve die Entscheidung für eine Stilllegung eventuell beschleunigen.

Mit dem Ziel einer Weiterentwicklung des Strommarktes hat die Bundesregierung 2015 Entwürfe für ein neues *Strommarktgesetz* sowie für die sogenannte *Kapazitätsreserveverordnung* (KapResV) verabschiedet („Strommarkt 2.0“), über welche 2016 abgestimmt werden soll. Das Strommarktgesetz stellt ein Mantelgesetz dar, welches unter anderem Änderungen im EnWG und in der ResKV vorsieht. Davon sind auch einige Regelungen zu Kraftwerksstilllegungen betroffen. Im EnWG werden unter anderem die Regelungen zur Kostenerstattung bei einem Stilllegungsverbot (§ 13c EnWG neu) angepasst. Außerdem sollen, um die Klimaziele in Deutschland bis 2020 zu erreichen, ab 2016 Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW (ca. 13 % der gesamten installierten Braunkohlekraftwerksleistung) vorläufig stillgelegt werden (§ 13g EnWG neu). Die betroffenen Kraftwerke können ab dem jeweiligen Überführungsdatum nicht mehr am Energiemarkt angeboten werden und müssen stattdessen für vier Jahre als Reservekraftwerke bereitgehalten werden. Mit Ablauf der vier Jahre besteht die Pflicht zur endgültigen

Stilllegung. Die Betreiber der stillzulegenden Braunkohlekraftwerke haben Anspruch auf eine Vergütung der Kraftwerksvorhaltung und der Stilllegung. Die entstehenden Kosten werden über die Netzentgelte auf die Endkunden verteilt. Die Gesetzesvorhaben sehen zudem vor, dass die ResKV verlängert und mit der zusätzlich einzuführenden Kapazitätsreserve verzahnt wird.

2.5 Überblick über den Stand der Forschung

Wie die vorangegangenen Abschnitte zeigen, stellen der grenzüberschreitende Handel von Elektrizität sowie Investitionen in konventionelle Kraftwerke wesentliche Einflussfaktoren im Hinblick auf die Erreichung der energiepolitischen Ziele dar. Wie stark die Effekte auf Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt aufgrund der vorhandenen Wechselwirkungen in gekoppelten Stromsystemen ausfallen und wie entsprechende Strommärkte idealerweise gestaltet sein sollten, sind grundlegende Fragen der energiewirtschaftlichen Forschung. Die folgenden Abschnitte beinhalten jeweils einen Überblick über den Stand der Forschung hinsichtlich der ökonomischen Wechselwirkungen in einem europäischen Elektrizitätssystem (Abschnitt 2.5.1) sowie der Untersuchung von Kraftwerksstilllegungen (Abschnitt 2.5.2).

2.5.1 Wechselwirkungen in einem europäischen Elektrizitätssystem

Aufgrund des Einsatzes verschiedener Methoden zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement in Europa können nationale Strommärkte nicht grundsätzlich isoliert voneinander betrachtet werden. Stattdessen sind bestehende Wechselwirkungen bei der Analyse zu berücksichtigen. Mit zunehmender Integration und Verwirklichung eines europäischen Strombinnenmarktes ist mit einer Verstärkung der Effekte zu rechnen. Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden ausgewählte Forschungsbeiträge, deren Untersuchungsfokus Ziele des europäischen Strommarktdesigns (z. B. Erhöhung der Preiskonvergenz, Verbesserung der Engpassmanagementmethoden, Sicherstellung der Versorgungssicherheit)⁵⁴ einschließt, gruppiert und diskutiert. Als relevante, teils überlappende Teilgebiete wurden empirische Untersuchungen zum Stand der europäischen Marktintegration, vergleichende Analysen hinsichtlich von Engpassmanagementmethoden sowie umfassende Systemanalysen bei Marktkopplung und unterschiedlichen Strommarktdesigns identifiziert. Bei dieser inhaltlichen Klassifizierung wurden Aspekte, welche allein auf die Methodenwahl zurückzuführen sind, nicht gesondert betrachtet.

Empirische Untersuchungen zur europäischen Marktintegration

Ein intensiv erforschtes Teilgebiet stellt die Untersuchung des Stands der europäischen Marktintegration durch Auswertung empirischer Marktdaten dar. Robinson (2007) untersucht in seiner Arbeit die Preiskonvergenz zwischen neun europäischen Ländern im Zeitraum 1978-

⁵⁴ Untersuchungen von Langfristzielen (z. B. Dekarbonisierung des europäischen Elektrizitätssektors) bleiben an dieser Stelle weitestgehend unbeachtet.

2003 mithilfe von β -Konvergenz- und Kointegrationstests auf der Basis jährlicher Strompreise. Der Autor kommt zu dem Ergebnis, dass eine Konvergenz für die meisten Länder des Datensatzes stattgefunden hat.

Zachmann (2008) formuliert die Hypothese, dass es mittlerweile einen einzigen europäischen Strommarkt gibt. Mithilfe einer Hauptkomponentenanalyse wird zwar die globale Hypothese für den Zeitraum 2002-2006 nicht bestätigt, da ein hoher Anteil der Preisvarianz nicht durch ein gemeinsames europäisches Strompreisverhalten erklärt werden kann. Allerdings zeigt ein paarweiser Vergleich einzelner Länder, dass die Marktintegration zumindest teilweise erfolgreich verläuft. Als mögliche Gründe für die fehlende Konvergenz führt der Autor die Ineffizienzen damals umgesetzter expliziter Auktionen und Marktmacht an.

Basierend auf verschiedenen ökonometrischen Analysen für die Strommärkte in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Großbritannien und Spanien geben Bunn und Gianfreda (2010) Hinweise auf eine steigende, aber nicht vollendete Marktintegration in Europa. Zu den Faktoren, welche die Marktintegration steigern, zählen die Autoren neben der Höhe der Übertragungskapazitäten sowie der geographischen Nähe zweier Märkte auch die Marktreife, die Existenz gemeinsamer, fundamentaler Preistreiber (z. B. Gaspreise) und den Aspekt der Preissetzung durch bestimmte Märkte.

Zur Untersuchung, ob nationale Feiertage als exogene Schockvariable signifikante Preiseffekte in anderen Märkten nach sich ziehen, wenden Böckers und Heimeshoff (2014) eine multiple Regression auf einen Datensatz für neun europäische Strombörsen im Zeitraum 2004-2011 an. Im Ergebnis zeigt sich, dass kein einzelner europäischer Strommarkt, immerhin jedoch mehrere integrierte Regionen (z. B. Deutschland-Österreich, Belgien-Niederlande) existieren.

De Menezes und Houllier (2015) untersuchen mit der Schließung von acht Kernkraftwerken in Deutschland im Jahr 2012 ein singuläres Ereignis und dessen Auswirkung auf die Integration der Märkte in Europa. Mithilfe von stochastischen Zeitreihenmodellen und einer Kointegrationsanalyse werden kurz- und langfristige Wechselwirkungen täglicher Spotpreise in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Schweiz, Spanien und Skandinavien analysiert. Die Schließung der Kernkraftwerke führte laut Autoren unter anderem dazu, dass der Effekt der volatilen Windeinspeisung auf Spotmarktpreise angestiegen ist und dass die Geschwindigkeit, mit der Strompreise gegen einen vermuteten langfristigen Mittelwert streben (*mean reversion*), abgenommen hat. Übersichten über weitere Literatur zur empirischen Untersuchung der europäischen Strommarktintegration sind beispielsweise in Pellini (2012) und Ziel et al. (2015) dargestellt.

Obwohl weder eine eindeutige Definition des Begriffs der Marktintegration noch ein gemeinsames Verständnis hinsichtlich der Methoden zum Nachweis einer solchen vorliegen, zeigen die verschiedenen empirischen Untersuchungen, dass in den letzten Jahren generell der Integrationsgrad in Europa zugenommen hat. Gleichwohl weisen die Autoren darauf hin, dass die noch vorhandenen Eigenheiten der nationalen Märkte einer weiteren Integration entgegenstehen. Empirische Ansätze eignen sich im Allgemeinen sehr gut, um die historische Entwicklung bzw. den derzeitigen Stand der europäischen Marktintegration darzustellen.

Untersuchungsgrenzen ergeben sich insofern, als fundamentale Wirkmechanismen nicht ohne Weiteres abgebildet und insbesondere Effekte zukünftiger Maßnahmen auf Strompreise nicht direkt getestet werden können.

Vergleich von Engpassmanagementmethoden

Eine Gruppe weiterer Arbeiten beschäftigt sich mit dem kurzfristigen Vergleich verschiedener Engpassmanagementmethoden mittels einer Quantifizierung entsprechender Effekte für Europa bzw. für einzelne Teilregionen. Unter anderem zeigen Hobbs et al. (2005) mithilfe eines Cournot-Gleichgewichtsmodells, dass durch die Einführung eines Market Coupling zwischen Belgien und Niederlande ein Anstieg der Wohlfahrt um 100 Mio. EUR pro Jahr erreicht werden könnte. Inwiefern letztendlich tatsächlich Endverbraucher profitieren, hängt maßgeblich davon ab, wie sich der dominierende Stromerzeuger in Belgien verhält.

Ehrenmann und Neuhoff (2009) vergleichen explizite und implizite Auktionen in oligopolistischen Märkten. Anders als unter idealen Bedingungen könnte strategisches Verhalten von Stromerzeugern dazu führen, dass die Engpassmanagementmethoden abweichende Ergebnisse liefern. Mithilfe eines Gleichgewichtsmodells und einer numerischen Simulation für die Benelux-Region zeigen die Autoren, dass die Marktpreise bei impliziten Auktionen sinken, d. h. weniger Marktmacht ausgeübt wird.

Meeus (2011) vergleicht das Abschneiden verschiedener Ausgestaltungen einer impliziten Auktion von Übertragungskapazitäten für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung zwischen Deutschland und Ostdänemark (Kontek). Für den Interkonnektor bestand von 2005 bis 2008 keine Market Coupling-Lösung, 2008 wurde zwischenzeitlich für zehn Tage ein Volume Coupling eingeführt und ab 2009 bis zum Ende des Untersuchungszeitraums bestand ein sogenanntes „one way price coupling“. Wie zu erwarten lieferte letztere Lösung die mit Abstand besten Ergebnisse in Bezug auf Wohlfahrt und Preisbestimmung.

Im Rahmen ihrer Untersuchung geht Pellini (2012) von der Erwartung aus, dass Italien als Marktgebiet mit vergleichsweise hohen Strompreisen davon profitiert, falls explizite Auktionen durch ein Market Coupling ersetzt würden. Ein Market Coupling sollte unter anderem zu einem Anstieg von Importen aus dem Ausland führen, sofern diese geringere Erzeugungskosten bzw. Marktpreise aufweisen. Mithilfe eines optimierenden Einsatzplanungsmodells kann für das Jahr 2012 bestätigt werden, dass mit einem Market Coupling an den Grenzen Italiens eine deutliche Erhöhung der Wohlfahrt erreicht werden kann.

Ein von de Jong et al. (2007) durchgeführter modellgestützter Vergleich eines flussbasierten Market Coupling sowohl mit der damals implementierten Methode zur Kapazitätsbestimmung und -allokation als auch mit einer isolierten Betrachtung der Märkte der CWE-Region verdeutlicht das Potential des flussbasierten Ansatzes zur Wohlfahrtssteigerung durch eine verbesserte technische wie wirtschaftliche Auslastung der Interkonnectoren. Zu vergleichbaren Schlussfolgerungen für dieselbe Region kommt Waniek (2010).

Neuhoff et al. (2013a) stellen in ihrem Beitrag die aktuelle Praxis des grenzüberschreitenden Engpassmanagements, d. h. ein Zonenmodell mit NTC als Übertragungskapazitäten, einem Nodalpreissystem gegenüber. Die EU-weite Untersuchung erfolgt mithilfe verschiedener optimierender Einsatzplanungsmodelle. Die Ergebnisse zeigen zum einen, dass mithilfe eines Nodal Pricing erhebliche Kosteneinsparungen (0,8-2,0 Mrd. EUR pro Jahr) und eine höhere Interkonnektorenauslastung (um bis zu 34 %) möglich wären. Zum anderen weisen die Autoren darauf hin, dass die meisten Netzengpässe innerhalb der Gebotszonen auftreten und die Nodalpreise stark je nach Windeinspeisung variieren. Vor diesem Hintergrund ist die Anwendung eines statischen Zonenmodells, wie es derzeit praktiziert wird, zu hinterfragen.

Zusammenfassend bestätigen die ausgewählten Studien die theoretischen Modelle, wonach im Allgemeinen implizite expliziten Auktionen sowie flussbasierte NTC-basierten Verfahren vorzuziehen sind.

Umfassende Systemanalysen bei Marktkopplung und unterschiedlichen Strommarktdesigns

Zwar erfolgt teilweise bereits im Rahmen der soeben dargestellten Beiträge eine Untersuchung von Wohlfahrtseffekten, jedoch existieren darüber hinaus weitere Arbeiten im Bereich gekoppelter bzw. europäischer Strommärkte, welche zusätzliche Bewertungskriterien (z. B. Erzeugungssicherheit) heranziehen, Investitionen (z. B. in konventionelle Kraftwerke) berücksichtigen oder unterschiedliche Strommarktdesigns (z. B. Kapazitätsmärkte) testen und somit insgesamt zu einer umfassenderen Betrachtung gekoppelter Strommärkte führen.

In Cepeda und Finon (2011) erfolgt eine Untersuchung von Erzeugungssicherheit, als LOLE dargestellt, in interdependenten Märkten mit unterschiedlichen Strommarktdesigns. Dazu wird ein System Dynamics-Modell mit einer integrierten Ausbauplanung für konventionelle Kraftwerke entwickelt und auf zwei fiktive, miteinander über einen Interkonnektor verbundene Märkte angewendet. Als Designoptionen werden ein EOM, ein EOM mit Preisobergrenze und ein zentraler Kapazitätsmarkt getestet. Die Ergebnisse zeigen unter anderem, dass Preisobergrenzen kurzfristig in Spitzenlastzeiten zu einer „Abwanderung“ von Erzeugungskapazitäten in Märkte ohne Preisobergrenze führen können. Laut Autoren ergibt sich langfristig, dass in einem EOM negative Externalitäten auftreten, wenn im Nachbarmarktgebiet ein Kapazitätsmarkt implementiert ist, d. h. es kommt zu einer langfristig nachteiligen Verzerrung lokaler Anreize. Höhere Interkonnektorenkapazitäten könnten solche Effekte bei unterschiedlichen Ausgestaltungen sogar verstärken. Weiter halten die Autoren fest, dass harmonisierte Strommarktdesigns zu einer Erhöhung der Erzeugungssicherheit führen. Eine Bewertung der Designoptionen hinsichtlich Kosten bzw. Wohlfahrtseffekte wird nicht durchgeführt.

Mithilfe eines Gleichgewichtsmodells, ebenfalls auf zwei fiktive Märkte angewendet, kommt Elberg (2014) zu einem vergleichbaren Schluss. Die unkoordinierte bzw. asymmetrische Einführung von Kapazitätsmechanismen in einem gekoppelten Elektrizitätssystem führt zu Verzerrungen und Verteilungseffekten. Im Speziellen zeigt die Autorin, dass Konsumenten in einem Markt mit einer strategischen Reserve mit höheren Kosten rechnen müssen, wenn im Nachbarmarkt Kapazitätzahlungen an Kraftwerksbetreiber geleistet werden.

Gore und Viljainen (2014) analysieren mittels eines theoretischen sowie eines empirischen Modells Wechselwirkungen zwischen gekoppelten Strommärkten mit jeweils unterschiedlichen Ausgestaltungen. Angewendet auf die Situation an der Grenze zwischen Finnland (EOM) und Russland (zusätzlicher Kapazitätsmarkt) zeigen die Autoren, dass unterschiedliche Strommarktdesigns trotz eines Market Coupling unter Umständen zu einer suboptimalen Interkonnektorenauslastung und inversen Flüssen führen können. Darauf aufbauend führen Ochoa und Gore (2015) mithilfe eines System Dynamics-Modells weiterführende Untersuchungen hinsichtlich Erzeugungssicherheit (LOLP, Leistungsbilanz) und Wohlfahrt durch. Die Autoren folgern, dass die für Finnland theoretisch beste Lösung darin besteht, auf Importe aus Russland zu vertrauen, ein Market Coupling umzusetzen und auf eine strategische Reserve zu verzichten. In diesem Szenario würden die geringsten Kosten für die finnischen Konsumenten entstehen, was allerdings an der fehlenden Koordination zwischen den beiden Staaten scheitern würde. Weiter kann ein Market Coupling dazu führen, dass Anreize für lokale Investitionen in Erzeugungskapazitäten sinken, wodurch sich langfristig die Abhängigkeit von Importen erhöht, was wiederum ein hohes Vertrauen in die Verfügbarkeit erfordert. Eine weitere vergleichbare Analyse beinhaltet die Arbeit von Ochoa und van Ackere (2015), welche zwei Fallstudien jeweils mit einem Market Coupling zwischen zwei Marktgebieten mit unterschiedlichen Marktdesigns betrachten (Frankreich-Großbritannien, Kolumbien-Ecuador). Wesentliche Schlussfolgerungen der Autoren sind dabei, dass die Wechselwirkungen stark von der „Komplementarität“ der Marktgebiete (z. B. Speicherdurchdringung, Lastkorrelation) abhängen und dass diese entsprechend bei der Ausgestaltung von Strommärkten berücksichtigt werden sollte.

Meyer und Gore (2015) heben in ihrer numerischen Untersuchung mithilfe eines spieltheoretischen Ansatzes hervor, dass eine einseitige Einführung von Kapazitätsmechanismen negative grenzüberschreitende Folgen hätte. Insbesondere würde ein potentiell Missing-Money-Problem des EOM verschärft werden, weil Investitionsanreize nicht ausreichend gesetzt werden. Weitere qualitative Diskussionen über grenzüberschreitende Effekte bei der Einführung nationaler Kapazitätsmechanismen im europäischen Kontext sind beispielsweise Agora Energiewende (2015) und Mastropietro et al. (2015) zu entnehmen.

Die dargestellten Arbeiten verdeutlichen auf unterschiedliche Weise die bestehenden Wechselwirkungen in gekoppelten Strommärkten, wobei die potentielle Einführung von Kapazitätsmechanismen einen häufig fokussierten Aspekt darstellt. In einigen Fällen werden fiktive Märkte und keine praxisnahen Fallstudien definiert; so fehlt unter anderem auch eine Untersuchung für Zentralwesteuropa. Sofern die verwendeten Untersuchungsmodelle überhaupt Investitionen berücksichtigen, beschränken sich diese in den identifizierten Arbeiten auf Neubauentscheidungen.

2.5.2 Untersuchung von Kraftwerksstilllegungen

Das Konzept der Realoptionen stammt ursprünglich aus dem Finanzsektor, wo bereits seit Jahrzehnten Optionspreismodelle entwickelt und eingesetzt werden (z. B. Black und Scholes 1973). Eine Analogie für die Realwirtschaft wurde ebenfalls schon früh formuliert (Myers

1977) und im Laufe der Zeit erweitert (z. B. Dixit und Pindyck 1994; Trigeorgis 1996), allerdings ist auch heute die Übertragung und Anwendung noch keine gängige Praxis (z. B. Block 2007), was nicht zuletzt der inhärenten Komplexität bei der Identifikation wie Bewertung der Optionen geschuldet ist. Trotzdem sind auch im Bereich der Elektrizitätswirtschaft verschiedene Arbeiten in diesem Bereich entstanden.

Häufig werden in der Literatur Verzögerungsoptionen im Zusammenspiel mit der operativen Flexibilität von Kraftwerken und stochastischen Eingangsgrößen, insbesondere im Rahmen des Kraftwerkseinsatzes auf dem Energiemarkt, fokussiert (z. B. Muche 2007; Tseng und Lin 2007; Kumbaroğlu et al. 2008; Brajkovic 2010; Madlener und Stoverink 2012). Seltener werden dagegen wirtschaftlich bedingte Stilllegungsentscheidungen betrachtet. Eine entsprechende Übersicht über Forschungsbeiträge unter Anwendung von Strommarktmodellen zeigen die folgenden Ausführungen.

Lohwasser und Madlener (2009) untersuchen die Entwicklung der Stromerzeugung in 19 europäischen Ländern bis 2040 mithilfe eines optimierenden Einsatzplanungsmodells und eines jeweils am Ende eines Betrachtungsjahres ausgeführten Investitionsmodells. Investitionsentscheidungen basieren grundsätzlich auf einer Strompreisprognose und werden mithilfe des Kapitalwertansatzes getroffen. Ein Kraftwerksneubau wird angestoßen, wenn der Kapitalwert einer Technologie kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum positiv ausfällt. Analog werden Kraftwerke eingemottet bzw. endgültig stillgelegt, falls Fixkosten vorübergehend bzw. längerfristig nicht gedeckt werden können. Die Modellergebnisse zeigen unter anderem, dass fossil befeuerte Kraftwerke stillgelegt werden und durch EE und Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung ersetzt werden.

Im Rahmen seiner Dissertation analysiert Eager (2012) die Entwicklung des Strommarktes in Großbritannien für den Zeitraum 2010-2040. Das verwendete System Dynamics-Modell für den Spotmarkt beinhaltet eine Abbildung von Investitionsentscheidungen einschließlich der Einmottung und Stilllegung von Kraftwerken. Dazu wird in der Simulation alle sechs Monate der erwartete Deckungsbeitrag im Folgejahr für kohle- und gasbefeuerte Kraftwerke überprüft. Für den betrachteten britischen Strommarkt zeigt sich unter anderem, dass es mit einem EOM Mitte der 2020er Jahre zu einer Gefährdung der Erzeugungssicherheit kommen könnte.

Den Einfluss verschiedener klimapolitischer Maßnahmen und der Erhöhung der EE-Einspeisung auf Kraftwerksinvestitionen betrachten Fagiani et al. (2014) mithilfe einer agentenbasierten Simulation. Die modellierten Investitionsentscheidungen basieren auf einem risikoadjustierten Kapitalwertansatz unter Betrachtung verschiedener Brennstoffpreisszenarien. Kraftwerksschließungen werden vereinfacht abgebildet, indem geprüft wird, ob Kraftwerke nach dem Ende ihrer erwarteten Betriebsdauer in zwei oder drei aufeinanderfolgenden Jahren Verluste generieren. Umfang und Auswirkungen von Stilllegungen werden in den Untersuchungsergebnissen nicht explizit betrachtet. Insgesamt zeigen die Analysen, dass eine Kombination von Maßnahmen zur CO₂-Reduktion und EE-Förderung kosteneffizienter als der Fokus auf eine einzelne Maßnahme ist.

Petit et al. (2014) beschäftigen sich damit, ab welchem CO₂-Preis ein Strommarkt ausreichend Signale liefern könnte, damit Windkraftanlagen ohne Subventionen errichtet werden. Dafür wird ein System Dynamics-Modell mit endogener Bestimmung von frühzeitigen Kraftwerksstilllegungen herangezogen. Stilllegungsentscheidungen basieren dabei auf der Prognose der Deckungsbeiträge von Kraftwerken im Folgejahr bzw. in fünf Jahren. Die Untersuchungen zeigen unter anderem, dass der für einen marktgetriebenen Ausbau von Windkraftanlagen notwendige CO₂-Preis deutlich über dem Niveau liegt, welches sich aus einer Analyse der Stromgestehungskosten ergibt.

Harthan (2015) nimmt eine integrierte Betrachtung von Kraftwerksbetrieb und -investitionen einschließlich Stilllegungen vor. Durch eine iterative Kopplung eines optimierenden Kraftwerkseinsatzmodells und eines Investitionsmodells kann anhand der erwarteten Deckungsbeiträge auch die Einmottung und Stilllegung von Kraftwerken abgebildet werden. Im Rahmen einer Fallstudie für den deutschen Strommarkt zeigt sich unter anderem, dass die Berücksichtigung von wirtschaftlich bedingten Stilllegungen einen wesentlichen Einfluss auf den modellierten Strompreis haben kann.

Zusammengefasst zeigt der Forschungsstand zu Kraftwerksstilllegungen grundsätzlich deren Relevanz und dass je nach Forschungsfrage eine fehlende Integration in Strommarktanalysen zu verzerrten Untersuchungsergebnissen führen kann. Die bestehenden Arbeiten könnten jedoch in verschiedene Richtungen erweitert werden. Darunter fällt auch die Berücksichtigung von Kraftwerksstilllegungen im Rahmen einer kombinierten Untersuchung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Strommärkten, was bisher nur selektiv in Lohwasser und Madlener (2009) und Eager (2012) adressiert wurde.

2.6 Zusammenfassung

Das Strommarktdesign als explizit formuliertes, ordnungspolitisches Regelsystem setzt den grundsätzlichen Handlungsrahmen für die Strommarktteilnehmer. Es ergeben sich daraus Verhaltensanreize für Akteure, so dass mittelbar die energiepolitischen Ziele möglichst erreicht werden. Nationale Strommärkte in Zentralwesteuropa sind grundsätzlich dezentral organisiert, verzichten auf eine Integration von Engpassmanagement in Energiemärkte (zonale Betrachtung) und folgen bisher hauptsächlich dem Energy-only-Prinzip. Aufgrund der Befürchtung, dass nur die Vergütung gelieferter Energie keine ausreichende Versorgungssicherheit garantiert, nehmen in Europa jedoch seit einigen Jahren Diskussionen über und Umsetzungen von Kapazitätsmechanismen zu.

Überlagernd besteht das Ziel der Europäischen Kommission, einen europäischen Strombinnenmarkt zu schaffen. Ein wesentlicher Baustein ist dabei die optimale Bewirtschaftung von Interkonnektoren im Rahmen des grenzüberschreitenden Engpassmanagements. Im Zuge dreier Energiepakete wurde unter anderem die Einführung impliziter Day-Ahead-Auktionen für die meisten Interkonnektoren in Europa zur integrierten, wohlfahrtsmaximierenden Räumung der Energiemärkte unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten beschlossen.

Um den Erreichungsgrad energiepolitischer Ziele feststellen zu können, bedarf es einer entsprechenden Operationalisierung. Für die vorliegende Arbeit sind dabei insbesondere ausfallereignisbasierte Ansätze zur Messung von Erzeugungssicherheit und die mikroökonomische Wohlfahrtsanalyse zur Bestimmung der ökonomischen Auswirkungen von Bedeutung. Mithilfe dieser Konzepte lassen sich grundsätzlich Effektivität und Effizienz verschiedener Strommarktdesigns untersuchen.

Insgesamt ergeben sich in gekoppelten Strommärkten, wie etwa in Zentralwesteuropa, verschiedenste Wechselwirkungen. Unter anderem beeinflussen das jeweilige nationale Marktdesign, Investitionsentscheidungen einschließlich wirtschaftlich bedingter Kraftwerksstilllegungen sowie das grenzüberschreitende Engpassmanagement Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt. Im Rahmen der energiewirtschaftlichen Forschung interessieren dabei die positive Analyse vorhandener wie künftiger Wechselwirkungen und deren Effekte auf Erzeugungssicherheit sowie Wohlfahrt in Abhängigkeit der jeweiligen Ausgestaltung der Strommärkte. Darüber hinaus ist der Vergleich verschiedener Strommarktdesigns im Sinne einer normativen Analyse relevant.

Die bestehende Literatur in diesem Kontext verdeutlicht einerseits auf vielfältige Weise die Existenz von Wechselwirkungen in gekoppelten Strommärkten (z. B. bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen) sowie die Relevanz von Kraftwerksstilllegungen. Andererseits zeigen sich verschiedene Forschungslücken vor allem im Hinblick auf eine systematische, integrierte Bewertung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Stromsystemen. Weiter fehlt eine entsprechende Berücksichtigung von Kraftwerksstilllegungen und bestimmten Marktunvollkommenheiten. Im Sinne der praktischen Relevanz des Strommarktdesigns sind darüber hinaus Untersuchungen realistischer Stromsysteme anzustreben.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die grundsätzliche Untersuchung der mittel- bis langfristigen Entwicklung von Strommärkten. Schwerpunktmäßig werden dabei die Einflüsse einer Strommarktkopplung sowie von Investitionsentscheidungen auf Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt analysiert.

3 Modellierung von Elektrizitätssystemen und Kraftwerksinvestitionen

Für die angestrebten Untersuchungen bedarf es eines geeigneten methodischen Ansatzes, welcher verschiedenen Anforderungen genügen muss. Im Folgenden werden diese aufbauend auf den Ausführungen in Kapitel 2 kurz zusammengefasst (Abschnitt 3.1), grundsätzliche methodische Ansätze der Energiesystemanalyse vorgestellt (Abschnitt 3.2) und die Auswahl des grundlegenden Ansatzes in dieser Arbeit, der agentenbasierten Modellierung und Simulation, begründet (Abschnitt 3.3). Abschließend wird gesondert auf Methoden zur Abbildung von Kraftwerksinvestitionen eingegangen (Abschnitt 3.4).

3.1 Anforderungen an die Untersuchungsmethode

Elektrizitätssysteme umfassen grundsätzlich sämtliche Technologien und Institutionen, die zur Versorgung der Endverbraucher mit Elektrizität notwendig bzw. implementiert sind. Die Grenzen des jeweils betrachteten Elektrizitätssystems ergeben sich aus verschiedenen Dimensionen, z. B. hinsichtlich der betrachteten Stufe(n) der Bereitstellungskette von Elektrizität, der geographischen Auflösung, des institutionellen Rahmens oder der Interaktionen mit verbundenen Märkten. In der vorliegenden Arbeit bilden Großhandelsmärkte für Strom das wesentliche Untersuchungsobjekt (vgl. Abschnitt 2.1.1).

Die wirtschaftswissenschaftliche Forschung bedient sich üblicherweise eines Modells, da Untersuchungen am Original entweder gar nicht umsetzbar, zu aufwendig oder unangemessen sind. Modelle stellen eine vereinfachte Darstellung eines bestimmten Ausschnitts der Realität durch eine geeignete Beschreibung der für die Untersuchung relevanten Merkmale dar. Sie sind somit Hilfsmittel zur Reduktion bzw. Beherrschung von Komplexität, wobei die nicht abgebildeten Systemeigenschaften für die jeweilige Fragestellung idealerweise vernachlässigt werden können bzw. die Modellergebnisse entsprechend kritisch eingeordnet werden (Pindyck und Rubinfeld 2009; Helfrich 2016).

Modelle werden für unterschiedliche Zwecke eingesetzt. So können sie der reinen Beschreibung eines bestehenden Systems dienen, Wechselwirkungen innerhalb bzw. Verhalten eines Systems unter verschiedenen Bedingungen erklären, optimale Entwicklungspfade identifizieren, zur Prognose eingesetzt werden oder zur Planung bzw. Entscheidungsunterstützung für verschiedene Akteure beitragen. Eine eindeutige Abgrenzung der Zwecke ist nicht immer möglich bzw. verschiedene Ziele können auch gleichzeitig verfolgt werden. Darüber hinaus ist der didaktische Zweck der Modellformulierung keinesfalls zu vernachlässigen. Das Hauptziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der möglichen Einflüsse verschiedener Faktoren auf die Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Elektrizitätssystemen. Nachrangig bzw. übergreifend sollen die Analysen auch einen Beitrag zur Vorbereitung energiewirtschaftlicher und -politischer Entscheidungen liefern.

Im Bereich der Energiesystemanalyse handelt es sich typischerweise um mathematische, techno-ökonomische Modelle zur Beschreibung der Eigenschaften und Zusammenhänge in einem Energiesystem. Die von mathematischen bzw. quantitativen Modellen suggerierte Genauigkeit sollte in diesem Zusammenhang jedoch nicht kaschieren, dass ein Modell trotz allem eine vereinfachte Abbildung der Realität darstellt. Je stärker die Reduktion der Komplexität und je länger die gewählten Betrachtungszeiträume, umso mehr gilt auch der Grundsatz: „modeling for insights, not numbers“ (Huntington et al. 1982)⁵⁵. Zudem können bereits im Rahmen der Modellentwicklung neue Erkenntnisse gewonnen werden, was die Bedeutung der Energiesystemanalyse als ganzheitlichen Prozess verdeutlicht.

Weiter erfordern die komplexen techno-ökonomischen Eigenschaften von Energiesystemen den Einsatz computergestützter Modelle. Idealerweise sind Computermodelle explizit formuliert und stellen verlässlich Entwicklungen sowie Zusammenhänge entsprechend der Eingangsdaten her. Allerdings können diese Vorteile bei inadäquater Formulierung und Anwendung auch ins Gegenteil umschlagen, so dass Modelle zu einer „black box“ verkommen, anstatt nachvollziehbare Ergebnisse zu liefern (Serman 1991). Darüber hinaus ermöglicht der Einsatz von entsprechender Software eine deutlich einfachere Modellanwendung, z. B. hinsichtlich der Datenverwaltung, Durchführung von Experimenten mit unterschiedlichen Szenarien sowie Parametrierungen, Ausgabe und Darstellung der Ergebnisse.

Die Energiesystemanalyse umfasst unter anderem mit der Problemformulierung, der Modellentwicklung und -implementierung und deren Anwendung mehrere teils sequentielle, teils iterative Schritte (z. B. Küll und Stähly 1999; Jakeman et al. 2006). Somit ist die in Kapitel 1 und Kapitel 2 dargestellte Problembeschreibung bereits Bestandteil der in der vorliegenden Arbeit angestrebten Energiesystemanalyse. Die zentralen Modellanforderungen werden an dieser Stelle nochmals zusammengefasst.

Für die angestrebten Untersuchungen ist die Berücksichtigung detaillierter *techno-ökonomischer Eigenschaften* von Elektrizitätssystemen notwendig. Beispielsweise spielt die Zusammensetzung der Merit-Order eine entscheidende Rolle bei der Räumung des Spotmarktes, was entsprechend eine kraftwerksscharfe Abbildung im Modell erfordert. Dabei sollte es auch möglich sein, zukünftige Entwicklungen bei Erzeugungstechnologien einzubeziehen (*inhaltlich-technologische Flexibilität*). Weiter ist eine hohe zeitliche Auflösung von Bedeutung, um Extremsituationen zu erfassen. Eine stündliche Auflösung erscheint angemessen, da derzeit ein Großteil der gehandelten Kontrakte im Strommarkt stundenscharf abgeschlossen wird.

Den Untersuchungsrahmen bilden liberalisierte Strommärkte, welche gemäß dem jeweiligen Strommarktdesign ausgestaltet sind. Im Rahmen der Untersuchung sollen verschiedene Marktausgestaltungen gegenübergestellt werden können, so dass das Modell in dieser Hinsicht eine *inhaltlich-institutionelle Flexibilität* verlangt. Die Entwicklung von

⁵⁵ Damit vergleichbar ist die Warnung in Serman (1991): „Beware the analyst who proposes to model an entire social or economic system rather than a problem“.

Erzeugungssicherheit auf Systemebene ist Ergebnis der Handlungen der verschiedenen Marktteilnehmer, welche sich entsprechend ihrer Ziele, der ihnen zur Verfügung stehenden Informationen und der gesetzten Anreize verhalten. Somit ist für die Analysen neben der Systemebene auch die *Abbildung der Verhaltensweisen einzelner Marktteilnehmer* einschließlich ihrer einzelwirtschaftlichen Kalküle entscheidend. Die Rahmenbedingungen der einzelnen Akteure werden sowohl durch das System (z. B. Marktdesign), individuelle Parameter (z. B. bestehender Kraftwerkspark) als auch verschiedene Wechselwirkungen (z. B. Entwicklung der Eigenfinanzierungsmöglichkeiten in Abhängigkeit der Marktergebnisse) gesetzt. Investitionsentscheidungen hinsichtlich konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung verschiedener strategischer Reoptionen spielen wie gezeigt eine wesentliche Rolle bei der Entwicklung von Erzeugungssicherheit, was ebenso eine adäquate Abbildung erfordert.

Der Fokus bei der Akteursabbildung liegt auf (großen) Kraftwerksbetreibern, welche im Allgemeinen über umfangreiche Ressourcen und Kompetenzen beim Betrieb und bei der Planung ihres Kraftwerksparks verfügen. Folglich kann unterstellt werden, dass es sich dabei um rational handelnde Akteure handelt und entsprechende Entscheidungsunterstützungsmethoden (z. B. aus dem Operations Research) zum Einsatz kommen. Daher sollte das Modell in dieser Arbeit eine *methodische Flexibilität* in dem Sinne aufweisen, dass je nach Modellebene verschiedene Optimier- oder Simulationsansätze in Kombination angewendet werden können. Beispielsweise versuchen Kraftwerksbetreiber im Hinblick auf den Unternehmenswert, Investitionsentscheidungen unter den jeweils gegebenen Informationen und Handlungsmöglichkeiten zu optimieren.

In Zentralwesteuropa spielen zwar intrazonale Netzrestriktionen keine Rolle im Energiemarkt, allerdings werden interzonale Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten mittels impliziter Auktionen bei der Spotmarkträumung berücksichtigt. Daher ist die Abbildung eines *Market Coupling* eine weitere Anforderung an das zu entwickelnde Strommarktmodell.

Für die Auswertung der durchzuführenden Experimente in Form von Modellläufen mit verschiedenen Szenarien ist eine *Operationalisierung der Untersuchungskriterien*, insbesondere Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt, erforderlich.

3.2 Modellgestützte Analyse von Elektrizitätssystemen

3.2.1 Überblick über Energiesystemmodelle⁵⁶

In den vergangenen Jahrzehnten wurde eine Vielzahl von Modellansätzen zur Analyse von Elektrizitätssystemen entwickelt. Grundsätzlich hängt die Auswahl des Ansatzes von den jeweiligen Untersuchungsanforderungen und -zielen ab. Allerdings ist eine eindeutige Entscheidung für einen bestimmten Modellansatz in den meisten Fällen nicht möglich; vielmehr sind eine Abwägung verschiedener Vor- und Nachteile sowie eine Priorisierung der Untersuchungsanforderungen notwendig. Weiter ist zu beachten, dass bestimmte Untersuchungsannahmen direkt mit der Wahl des Modellansatzes getroffen werden. Beispielsweise impliziert der Einsatz optimierender Energiesystemmodelle häufig die Erfüllung verschiedener Annahmen eines vollkommenen Marktes, z. B. perfekte Voraussicht, symmetrische Informationsverteilung unter Akteuren und kein strategisches Verhalten (z. B. Möst und Fichtner 2008; Pfenninger et al. 2014). Hierbei ist sicherzustellen, dass diese Annahmen im Einklang mit den Untersuchungsanforderungen stehen.

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Modellen zur Energiesystemanalyse existieren in der Literatur zahlreiche Klassifikationen anhand unterschiedlicher Kriterien. Für umfangreiche Literaturüberblicke und detaillierte Beschreibungen der Modellansätze sei unter anderem auf Serman (1991), Ventosa et al. (2005), Sensfuß (2007), Foley et al. (2010), Möst und Keles (2010) und Pfenninger et al. (2014) verwiesen.

Zu den wesentlichen Einteilungs- bzw. Unterscheidungsmerkmalen zählt zunächst der Betrachtungszeitraum. Da in der vorliegenden Arbeit Erzeugungssicherheit in gekoppelten Stromsystemen untersucht werden soll, liegt der Fokus auf der langen Frist. Jedoch wird auf die Untersuchung sehr langer Zeiträume von mehr als 30 Jahren aufgrund der damit einhergehenden Schwierigkeiten bei der Prognose von Eingangsdaten sowie zukünftiger Marktstrukturen verzichtet. Zudem können bei der Modellwahl Ansätze mit kurz- bis mittelfristigen Analysezeiträumen, welche höchstens einige Jahre umfassen, ausgeschlossen werden.

Entscheidend für die Modellwahl ist weiter der sektorale Umfang bzw. Fokus. Makroökonomische *Top-down-Ansätze* (z. B. allgemeine Gleichgewichtsmodelle, Input-Output-Modelle) bilden entweder eine gesamte Volkswirtschaft oder zumindest mehrere Sektoren gleichzeitig ab, wodurch insbesondere Gleichgewichte zwischen verschiedenen Sektoren bzw. Märkten untersucht werden können. Da jedoch ein hoher Abstraktionsgrad, beispielsweise hinsichtlich der technischen Eigenschaften, erforderlich ist, spielt diese Modellklasse in der vorliegenden Arbeit keine weitere Rolle. Stattdessen liegt der Fokus auf

⁵⁶ In der vorliegenden Arbeit werden alle Modelle, welche der strukturierten Analyse von Energiesystemen dienen, unabhängig von den jeweiligen Modelleigenschaften als Energiesystemmodelle bezeichnet. Somit wird der Begriff des Energiesystemmodells weiter gefasst als in einigen anderen Arbeiten, in welchen sich der Begriff auf optimierende Energiesystemmodelle beschränkt (z. B. Möst und Fichtner 2008). Entsprechend dem Untersuchungsfokus dieser Arbeit werden im folgenden Überblick Energiesystemmodelle mit einem Schwerpunkt auf dem Elektrizitätssektor betrachtet.

Bottom-up-Modellen, welche eine Integration detaillierter technischer und ökonomischer Eigenschaften des betrachteten Systems ermöglichen.

Innerhalb der Klasse der Bottom-up-Modelle wird generell zwischen optimierenden und simulierenden Ansätzen unterschieden (z. B. Sterman 1991). Mithilfe von *optimierenden Energiesystemmodellen* kann entsprechend den gewählten Entscheidungsvariablen und den aufgestellten Nebenbedingungen eine hinsichtlich der Zielfunktion mathematisch definierte, optimale Lösung für ein System bestimmt werden. Beispielsweise kann für einen bestimmten Zeitpunkt der kostenminimierende Kraftwerkseinsatz in einem Marktgebiet bestimmt werden. Im Allgemeinen lassen sich folglich mit optimierenden Energiesystemmodellen normative Fragestellungen im Sinne einer optimalen Auslegung bzw. Gestaltung des Energiesystems – „Was ist die gemessen an der Zielfunktion beste Lösung für das System?“ – untersuchen. Dabei definiert die Wahl eines Optimiermodells grundlegend den Untersuchungscharakter, z. B. hinsichtlich des Marktverständnisses. Die in optimierenden Energiesystemmodellen eingesetzten Verfahren des Operations Research sind ebenfalls vielfältig und umfassen unter anderem lineare Programmierung, gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, nichtlineare Programmierung und dynamische Programmierung. Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle sowie Übersichten zu bestehenden Ansätzen können beispielsweise Krey (2006), Groschke et al. (2009) und Möst (2010) entnommen werden.

Das Gegenstück zu Optimiermodellen bilden die *simulierenden Energiesystemmodelle*. Unter Simulation versteht man im Allgemeinen die Nachbildung eines realen Systems über einen bestimmten Zeitraum anhand innerhalb des Modells definierter Prozesse und Entscheidungsregeln. Dieser Ansatz kann somit keine Optimalität aus Systemsicht garantieren, bietet jedoch die Möglichkeit, das vermutete Verhalten von Akteuren und Objekten in einem System explizit zu emulieren sowie entsprechende Wechselwirkungen zu untersuchen. Insgesamt bietet ein Simulationsansatz eine hohe Flexibilität und ermöglicht eine Zerlegung komplexer Systeme und Prozesse bei verhältnismäßig geringen Anforderungen an Rechenleistung. Unabhängig von der konkreten Implementierung der Simulation besteht aufgrund der Notwendigkeit zur Vorgabe der Prozesse und Entscheidungsregeln durch den Modellierer die Gefahr, das Untersuchungsergebnis allein dadurch zu beeinflussen. Das Einsatzgebiet von Simulationsmodellen liegt schwerpunktmäßig auf der beschreibenden, positiven Analyse – „Wie verhält sich ein System unter bestimmten Rahmenbedingungen?“ – wodurch der Ansatz auch für die vorliegende Arbeit geeignet ist. Sowohl optimierende als auch simulierende Energiesystemmodelle können je nach Problemstellung stochastische Komponenten besitzen.

Innerhalb der Klasse der simulierenden Energiesystemmodelle lassen sich weitere Ansätze gruppieren. Insbesondere werden *System Dynamics*- bzw. *systemdynamische* Modelle sowie die agentenbasierte Modellierung und Simulation unterschieden⁵⁷. Systemdynamische Modelle bilden mithilfe von Differentialgleichungen die Entwicklung eines Energiesystems ab, wodurch verschiedene Wechselwirkungen innerhalb des Systems und über längere Zeiträume einschließlich von Verzögerungen adäquat abgebildet werden können. Da jedoch

⁵⁷ Siehe Abschnitt 3.2.3 hinsichtlich weiterer teilweise auch als Simulationsmodelle bezeichneter Ansätze.

die entsprechende Formulierung bzw. Validierung der Wirkungszusammenhänge schwierig ist sowie der Ansatz nicht auf die Abbildung des Verhaltens einzelner Akteure ausgelegt ist, wird der Ansatz für diese Arbeit nicht weiter verfolgt.

Stattdessen wird ein agentenbasierter Ansatz für die Simulation des Gesamtsystems angewendet. Die ABMS stellt generell eine Klasse von computergestützten Modellen dar, welche der Simulation von Entscheidungen eigenständiger Agenten und von Interaktionen im Rahmen eines definierten Systems dienen. Es handelt sich dabei um einen interdisziplinären Ansatz, der Überlegungen aus dem jeweiligen Anwendungsgebiet mit Konzepten aus den Bereichen der Multiagentensysteme und der künstlichen Intelligenz vereint. Zentrale Herausforderung bei der Formulierung agentenbasierter Modelle ist eine für die Forschungsfrage adäquate Abbildung der Entscheidungs- und Verhaltensregeln der verschiedenen Modellagenten. Die ABMS wurde in verschiedensten Forschungsdisziplinen, unter anderem in Bereichen der Archäologie, Biologie und Betriebswirtschaft, als Untersuchungsansatz für komplexe sozio-techno-ökonomische Probleme herangezogen (z. B. Bonabeau 2002). Insbesondere werden agentenbasierte Modelle auch zur Abbildung von Elektrizitätssystemen und -märkten angewendet (z. B. Ventosa et al. 2005). Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird die ABMS als flexibles und umfangreiches Hilfsmittel verstanden, um Elektrizitätssysteme unter Berücksichtigung von verschiedenen techno-ökonomischen Aspekten und Akteursentscheidungen sowie in hoher zeitlicher Auflösung zu analysieren. Insbesondere erlaubt der Modellansatz in Analogie zur Praxis Einzelentscheidungen auf Akteurs- bzw. Agentenebene explizit abzubilden und durch vorgegebene Interaktionsmöglichkeiten ein emergentes Verhalten auf Systemebene zu simulieren. Im Kontext der betrachteten Fragestellungen werden dabei relevante Entscheidungen der Spotmarktteilnehmer berücksichtigt, woraus sich durch die entsprechenden Marktergebnisse, kurzfristigen Verhaltensanpassungen und langfristigen Investitionsentscheidungen Entwicklungen auf der Systemebene (z. B. in Bezug auf Erzeugungssicherheit) ergeben.

3.2.2 Kopplung von optimierenden und simulierenden Modellansätzen

Im Grunde gibt die ABMS nicht zwangsweise eine bestimmte formale, z. B. mathematische, Methode vor, sondern definiert zunächst lediglich den grundsätzlichen Simulationsrahmen für das betrachtete System. Ein solches Modell stellt somit stets eine Kopplung⁵⁸ einer agentenbasierten Simulationsumgebung mit verschiedenen Einzelmodellen zur Abbildung der Agentenentscheidungen sowie möglicher Interaktionsprozesse dar.

⁵⁸ Zur Kopplung von Modellen bestehen mit dem *Soft-Linking* und dem *Hard-Linking* zwei unterschiedliche Konzepte (z. B. Grundmann 1999). Beim *Soft-Linking* werden Modelle über den Datenaustausch indirekt miteinander gekoppelt. Die Modelle bleiben als solche eigenständig, erhalten jedoch Teile des Outputs des jeweils anderen Modells als quasi-endogenen Input. Mittels mehrerer Iterationen und vorgegebener Abbruchbedingungen kann der Modellierer eine Konvergenz in den Modellergebnissen erzielen. Demgegenüber steht das *Hard-Linking*, welches die Integration der Modelle in eine feste Modellumgebung beschreibt. Die Modelle greifen vollautomatisch ineinander und führen ohne weiteren Eingriff durch den Modellierer zu den Untersuchungsergebnissen. Entsprechend dieser Abgrenzung kann das im Rahmen dieser Arbeit verfolgte Kopplungskonzept dem *Hard-Linking* zugeordnet werden.

Die speziell dafür implementierten Methoden können dabei unter anderem aus dem Operations Research stammen, sofern die Annahme gerechtfertigt ist, dass sich die jeweiligen Entscheider rational bzw. optimal verhalten (vgl. Czernohous et al. 2003). Während Personen Entscheidungen typischerweise auf der Basis individueller, einfacher, unvollständiger mentaler Modelle treffen, kann eine gewisse Rationalität in anderen Situationen berechtigterweise unterstellt werden. Beispielsweise ist dies bei der reinen Replikation von auch in der Praxis angewendeten Optimierungsalgorithmen der Fall. In der vorliegenden Arbeit wird diese Analogie unter anderem bei der Markträumung mittels linearer Programmierung (vgl. Abschnitt 4.2.3) und im Rahmen der Investitionsplanung großer Kraftwerksbetreiber mittels gemischt-ganzzahliger Programmierung (vgl. Abschnitt 4.3.3) hergestellt. Insofern handelt es sich bei dem entwickelten Modellansatz um eine Kombination der beiden Sichtweisen Simulation und Optimierung. Infolgedessen wird für einzelne Subsysteme (z. B. Markträumungsalgorithmus, Agentenentscheidung) ein Optimum angestrebt, während auf Gesamtsystemebene die einzelnen Subjekte entsprechend der im Rahmen der Simulationsumgebung formulierten Regeln und Prozesse handeln bzw. interagieren.

Derartige Modellkombinationen verdeutlichen den *models-in-model*-Gedanken der ABMS. Dabei gilt für die Modellierung lokaler Probleme analog die Abwägung zwischen Detailgrad einerseits und der dadurch bedingten Modellkomplexität andererseits. Konsequenterweise beschränken sich auch die Teilmodelle auf die für die Forschungsfrage relevanten Aspekte.

Insbesondere durch die zunehmende Dezentralisierung der Stromversorgung, ausgelöst durch die Liberalisierung der Energiemärkte sowie durch die in Deutschland als Energiewende bezeichnete angestrebte Transformation zu einem nachhaltigen Elektrizitätssystem, haben solche Modellkombinationen deutlich an Bedeutung gewonnen. Beispielsweise führte der starke Ausbau der Stromerzeugung aus EE zu einer Zersplitterung der Stromerzeugung in geographischer Hinsicht, aber auch bezüglich der Anlagenbetreiberstruktur. Möglicherweise ergeben sich in den kommenden Jahren vergleichbare Entwicklungen durch eine stärkere Flexibilisierung der Stromnachfrage und Zunahme der Elektromobilität. Vor diesem Hintergrund wird es umso relevanter, die Entscheidungen der einzelnen Erzeuger und Verbraucher adäquat in Energiesystemmodellen zu berücksichtigen. Je heterogener die Verhaltensweisen der Akteure, desto besser scheinen flexible Ansätze geeignet, um eine zielführende Entscheidungsunterstützung für Fragestellungen innerhalb zukünftiger Elektrizitätssysteme zu liefern. Diese Tendenz wird untermauert durch mögliche Anpassungen des Strommarktdesigns, welches entsprechend der gesetzten Anreize mittelbaren Einfluss auf das Verhalten der Akteure nimmt.

3.2.3 Weitere Modellklassen

Neben den bereits genannten Ansätzen gibt es weitere Modellansätze zur Untersuchung von Energiesystemen. *Spieltheoretische Modelle* sowie *ökonomische* bzw. *finanzmathematische Modelle* eignen sich zwar aus mehreren Gründen nicht direkt für die Abbildung des im Rahmen dieser Arbeit zu betrachtenden Systems. Allerdings werden aus den Ansätzen verschiedene Überlegungen bei der Formulierung von Entscheidungsregeln für die abgebildeten Agenten übernommen.

Spieltheoretische Modelle werden eingesetzt, um Entscheidungen eines Marktteilnehmers in Abhängigkeit des Verhaltens anderer Akteure zu untersuchen und um darauf basierend optimale Lösungsstrategien zu entwickeln. Zur Lösung eines spieltheoretischen Problems wird typischerweise eine Gleichgewichtssituation zwischen den betrachteten Akteuren gesucht. Ein wichtiges Anwendungsgebiet ist dabei die Analyse von oligopolistischen Märkten mit Marktunvollkommenheiten und strategischen Verhaltensweisen, eine auch für Strommärkte relevante Konstellation (z. B. Bompard et al. 2010). Je nach eingesetzter Methode kann diese Modellklasse entweder der Simulation oder der Optimierung zugeordnet werden. In der Regel basieren spieltheoretische Modelle auf einer sehr starken Abstraktion, z. B. hinsichtlich technischer Prozesse, und sind daher nur auf ausgewählte Situationen übertragbar. Im Rahmen dieser Arbeit fließen verwandte Überlegungen in die Modellierung von Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber ein; dabei wird ein Gleichgewicht hinsichtlich neuer bzw. stillgelegter Kraftwerkskapazitäten gesucht (vgl. Abschnitt 4.3).

Des Weiteren spielen ökonometrische bzw. finanzmathematische Modelle eine bedeutende Rolle in der Energiewirtschaft. Ein Anwendungsschwerpunkt ist dabei die Prognose von Preisen, z. B. von Spotmarktpreisen für Elektrizität, auf der Basis empirischer Daten. Für die Prognosen werden Fundamentalfaktoren nicht direkt modelliert, sondern Zusammenhänge werden mittels geeigneter Methoden aus der Empirie abgeleitet (z. B. Möst und Keles 2010). Zwar handelt es sich somit nicht um Energiesystemmodelle im eigentlichen Sinne, allerdings ist diese Modellklasse für die Modellierung von Akteursentscheidungen im betrachteten System umso relevanter. Das entwickelte agentenbasierte Simulationsmodell greift auf entsprechende Ansätze unter anderem bei der Schätzung von Preiseffekten durch eine Strommarktkopplung (vgl. Abschnitt 4.2.4) und bei der Simulation stochastischer Zeitreihen (vgl. Abschnitt 4.6) zurück.

3.3 Einführung in die agentenbasierte Modellierung und Simulation als Modellierungsrahmen⁵⁹

3.3.1 Definition des Untersuchungsobjektes

Ein komplexes, adaptives System (*complex adaptive system*, CAS) bezeichnet ein System mit mehreren heterogenen, interagierenden und adaptiven Einheiten sowie emergenten Effekten⁶⁰. Adaptives Verhalten der Einheiten kann sich auf unterschiedliche Art und Weise äußern und reicht von einfachen Reaktionen auf Umweltzustände, über zielgerichtete Aktionen bis hin zu aktiven Eingriffen in die Umwelt (Teschfatsion 2006; Miller und Page 2007). Individuelles Verhalten sowie Interaktionen zwischen Einheiten (Mikroebene) führen zu beobachtbaren Entwicklungen auf Gesamtsystemebene (Makroebene), ein als Emergenz bezeichnetes

⁵⁹ Bei den Ausführungen in diesem Abschnitt handelt es sich um eine Zusammenfassung bzw. Übersetzung von Auszügen aus einem eigenständigen Literaturüberblick des Autors mit Fokus auf der ABMS von dezentralen Elektrizitätssystemen (Ringle et al. 2016a).

⁶⁰ Alternativ findet in der Literatur der Begriff *systems-of-systems* Verwendung (z. B. Maier (1998) in einem allgemeinen Kontext; Kremers et al. (2010) bezogen auf Elektrizitätssysteme).

Phänomen (Epstein 2006). Beispielsysteme aus der Realität, welche als CAS bezeichnet werden können, umfassen Ameisenkolonien, Aktienmärkte und das Immunsystem.

Um solche realen CAS zu untersuchen, bedarf es adäquater computergestützter Modelle. Bei bestimmten Problemstellungen scheitern verschiedene Modellansätze an der Identifikation und Formulierung direkter, analytischer Zusammenhänge zwischen Agenten und Gesamtsystemverhalten. Die ABMS ermöglicht mit ihren zugrunde liegenden Konzepten Heterogenität, Autonomie, explizite Umgebungsabhängigkeit, lokale Interaktionen, begrenzte Rationalität und Ungleichgewichtskonstellationen grundsätzlich die Abbildung von Interaktionen zwischen autonomen, heterogenen Agenten entsprechend der spezifizierten Regeln und dadurch eine indirekte, bottom-up Entwicklung auf Makroebene (Epstein 2006). Diese Modellphilosophie bezeichnet Epstein (2006) mit „generative social science“ und Tesfatsion (2006) als „culture-dish approach“. Dementsprechend wurde die ABMS bereits in verschiedensten Bereichen als eine geeignete Modellierungstechnik für CAS angewendet.

Im Allgemeinen ist die ABMS eine Ausprägung der Konzepte der *Multiagentensysteme* bzw. des *agent-based computing*, womit grundsätzlich verschiedenste computergestützte Instrumente unter Einnahme einer Agentenperspektive bezeichnet werden (z. B. Wooldridge 1998). In den Bereich der Multiagentensysteme fallen auch die Forschungsgebiete der (verteilten) künstlichen Intelligenz und agentenbasierten Regelungstechnik, welche wiederum eine praktische Implementierung autonomer (Software-)Agenten zum Ziel haben (im Sinne einer direkten Gestaltung und Konfiguration realer Systeme). Die ABMS ist davon insofern abzugrenzen, als der Hauptzweck zunächst die reine Replikation von CAS darstellt, woraus im Nachgang Handlungs- bzw. Umsetzungsempfehlungen abgeleitet werden können (im Sinne einer Analyse realer Systeme). Sind die Zusammenhänge im untersuchten System primär wirtschaftlich motiviert, bezeichnet man die Forschungsrichtung auch als *Agent-based Computational Economics* (ACE) (Arthur et al. 1997; Tesfatsion 2006; Richiardi 2012; vgl. Abschnitt 3.3.2)⁶¹.

Grundsätzlich kann die ABMS für verschiedene Forschungsziele herangezogen werden (z. B. Tesfatsion 2006). Die vorrangigen Ziele sind meistens die Beschreibung und Exploration von Wechselwirkungen sowie des Systemverhaltens in einem CAS. Darüber hinaus kann der Modellansatz bei geeigneter Formulierung und Kalibrierung als Experimentallabor dienen, um so den Einfluss und die Vorteilhaftigkeit bestimmter Bedingungen (z. B. Einführung neuer Marktmechanismen, Änderungen bestehender Marktausgestaltungen, exogene Schocks) für ein System zu analysieren. Im Sinne einer normativen Forschung können dadurch Aussagen hinsichtlich des optimalen Systemzustands abgeleitet werden, wobei der Optimalitätsbegriff und der entsprechende Nachweis einer besonderen Prüfung bedürfen. Weiter kann die ABMS einen Beitrag zur Generierung und Überprüfung von Theorien liefern. Ob der Ansatz auch im Allgemeinen geeignet ist, Theorien bzw. Hypothesen auf ihre Falsifizierbarkeit zu untersuchen, ist kritisch zu sehen. Schließlich ist ein Zweck der ABMS stets auch die eigene methodische Verbesserung. Auch wegen der verhältnismäßig kurzen Historie sind konsistente

⁶¹ In der vorliegenden Arbeit, d. h. im Kontext von Strommärkten, werden die Begriffe der ABMS und der ACE synonym verwendet.

und vergleichbare Ansätze zur Formulierung, Implementierung, Kalibrierung, Verifikation, Validierung, Interpretation und Veranschaulichung von Ergebnissen zu entwickeln.

3.3.2 Zentrale Konzepte der Agent-based Computational Economics

Die ABMS ist grundsätzlich nicht als formal definierte Methodik, sondern als Modellrahmen zur Analyse realer Systeme zu verstehen. Aus diesem Grund existiert auch kein universell anwendbarer Modus Operandi. Allerdings können bestimmte Grundschritte und zentrale Konzepte identifiziert werden (z. B. Tesfatsion 2006; Abbildung 3-1).

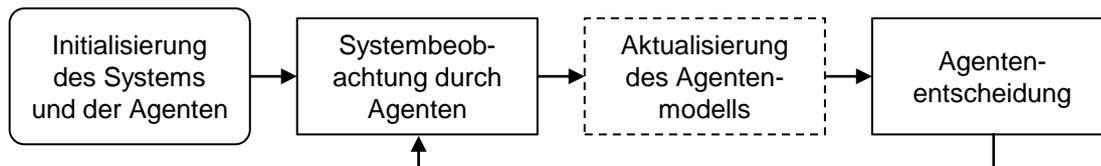


Abbildung 3-1 Generischer Ablauf der ABMS (nach Rand 2006)

Aufbauend auf einer entsprechenden Forschungsfrage beginnt die Modellierung mit der Nachbildung der Ausgangspopulation des Systems mit Agenten und des institutionellen Rahmens. Die Definition der Agenten umfasst dabei unter anderem den Ausgangszustand, die Beziehungen zu anderen Agenten, Entscheidungsregeln und Lernalgorithmen. Letztere sollen grundsätzlich dazu beitragen, ein realistisches Verhalten der Modellagenten zu implementieren. Somit sind Lernalgorithmen technisches Hilfsmittel für den Modellierer, um Entscheidungen, kontinuierliche Anpassungen und Unsicherheiten besser nachbilden zu können (vgl. Abschnitt 4.2.4). Nachdem das abgebildete System initial parametrisiert wurde, entwickelt es sich nach dem Simulationsstart ohne weiteren Eingriff durch den Modellierer (vgl. Konzept der „generative social science“ bzw. des „culture-dish approach“). Das Verhalten der Agenten basiert demnach ausschließlich auf den Ausgangsbedingungen, fortlaufenden Entscheidungen und möglichen direkten Eingriffen durch andere Systemagenten. Agentenentscheidungen wiederum können durch frühere Entscheidungen, Interaktionen mit anderen Agenten sowie Institutionen und entsprechende Lerneffekte beeinflusst sein. Das Einzelverhalten sowie emergente Effekte auf Gesamtsystemebene können schließlich im Rahmen der ABMS analysiert werden.

Obwohl der Agentenbegriff per Definition im Zentrum der ABMS steht, existiert in der Literatur keine einheitliche Definition⁶². Eine sehr grundlegende Definition liefern Wooldridge und Jennings (1995), welche die Agenteneigenschaften Autonomie, Sozialkompetenz, Reaktionsfähigkeit und Eigeninitiative fordern. Nichtsdestoweniger ist darunter ein Kontinuum zwischen aktiven, adaptiven, lernenden Agenten und quasi-passiven Agenten zu verstehen. In ähnlicher Weise gibt es eine große Vielfalt hinsichtlich der Hintergründe, Motive, Ziele und Funktionen von Agenten. Einerseits gibt es nutzenmaximierende Agenten (z. B. Stromverbraucher, Kraftwerksbetreiber), andererseits sind auch rein ausführende Institutionen (z. B. Marktbetreiber) oder Umwelteinflüsse (z. B.

⁶² Beispielsweise diskutieren Drogoul et al. (2003) unterschiedliche Auffassungen des Agentenkonzepts.

Regulierung) als Agenten abbildbar. Die Heterogenität der Agenten kann sich dabei aus unterschiedlichsten Eigenschaften, beispielsweise durch soziale oder physikalische Umstände begründet, ergeben.

Für das Verhaltensmodell jedes Agenten ist ebenfalls eine Bandbreite zwischen einem komplexen, multikriteriellen Optimiermodell und einfachen Regeln denkbar. Die Formulierung solcher Agentenmodelle kann je nach Einsatzgebiet auf theoretischen Überlegungen, unter anderem aus der Psychologie, mathematischen Optimierung oder Organisationstheorie, basieren und sollte entsprechend verifiziert werden (z. B. mithilfe sozialwissenschaftlicher Methoden). Durch die Flexibilität des Ansatzes ist es möglich, Agenten mit unterschiedlichen Modellen und Parametern auszustatten, wodurch sich die ABMS auch dazu eignet, Konstellationen mit Abweichungen von der Theorie des vollkommenen Wettbewerbsmarktes zu untersuchen (z. B. Tesfatsion 2006).

3.3.3 Elektrizitätssysteme als komplexe, adaptive Systeme

Die Bereitstellungskette von Elektrizität berührt mit Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Vertrieb und Verbrauch zahlreiche wirtschaftliche, elektrotechnische, informationstechnische und gesellschaftliche Bereiche. Elektrizitätssysteme sind dadurch hochgradig mit anderen Märkten (z. B. für Brennstoffe) verflochten und bestimmen maßgeblich den Ablauf des wirtschaftlichen wie gesellschaftlichen Lebens. Auf den betroffenen Ebenen trifft eine Vielzahl heterogener Akteure individuelle Entscheidungen und interagiert über Märkte, mittels bilateraler Verträge oder durch andere institutionelle Konstrukte. Zu den wichtigsten Akteuren in Elektrizitätssystemen zählen Verbraucher, Erzeuger, Intermediäre, Marktbetreiber, Netzbetreiber und Kontrollorgane, welche alle unterschiedlichen Entscheidungsproblemen und Umweltzuständen (z. B. Informationsstand, Wettbewerbssituation) gegenüberstehen.

Somit werden Elektrizitätssysteme im Allgemeinen als CAS mit autonomen Agenten und emergentem Verhalten bezeichnet, weshalb die ABMS auch bereits vielfach zur Untersuchung von Elektrizitätssystemen eingesetzt wurde (z. B. Ventosa et al. 2005; Weidlich und Veit 2008). Insbesondere durch die geänderten Rahmenbedingungen im Zuge der Liberalisierung haben sich die Vorzüge des Ansatzes als Entscheidungsunterstützungswerkzeug gezeigt.

3.3.4 Agentenbasierte Modellierung und Simulation von Elektrizitätssystemen

Neben der Anwendung von ACE-Ansätzen im Sinne der vorliegenden Arbeit legen andere Umsetzungen des Konzepts der Multiagentensysteme im Kontext von Elektrizitätssystemen den Untersuchungsschwerpunkt auf technische Systemaspekte bzw. auf die Informationsübertragung zwischen Systemkomponenten (z. B. Kremers et al. 2013; Karfopoulos et al. 2015; Kilkki et al. 2014) oder es handelt sich um agentenbasierte Regelungstechniken (z. B. Jennings und Bussmann 2003, van Dam et al. 2008; Ramchurn et al. 2011; Papadaskalopoulos und Strbac 2011; Linnenberg et al. 2012; Ramachandran et al. 2013). Abbildung 3-2 zeigt eine mögliche Klassifizierung entsprechender Modellansätze. Im

Folgenden werden entsprechend dem Fokus dieser Arbeit mögliche Anwendungen von ACE-Methoden auf Elektrizitätssysteme abgegrenzt und entsprechende Referenzen angeben.

Die Einteilung folgt der Bereitstellungskette für Elektrizität und umfasst die folgenden vier Untersuchungsschwerpunkte⁶³.

(a) Großhandelsmärkte

Die Untersuchung von wettbewerblich organisierten Großhandelsmärkten für Elektrizität ist bisher Forschungsgegenstand zahlreicher umfangreicher agentenbasierter Simulationsmodelle gewesen. Im Zentrum der Modellierung steht dabei typischerweise ein zentraler Marktträumungsmechanismus. Die Untersuchungen konzentrieren sich meistens auf die Gestaltung von Märkten sowie von Bietstrategien großer Händler (z. B. Betreiber konventioneller Kraftwerke); Aspekte wie dezentrale Erzeugung und Nachfrageflexibilität wurden bisher häufig nicht explizit berücksichtigt. Ausführliche Diskussionen agentenbasierter Modelle für Großhandelsmärkte sind entsprechenden Literaturüberblicken zu entnehmen (Marks 2006; Sensfuß et al. 2007; Zhou et al. 2007; Weidlich und Veit 2008; Guerci et al. 2010).

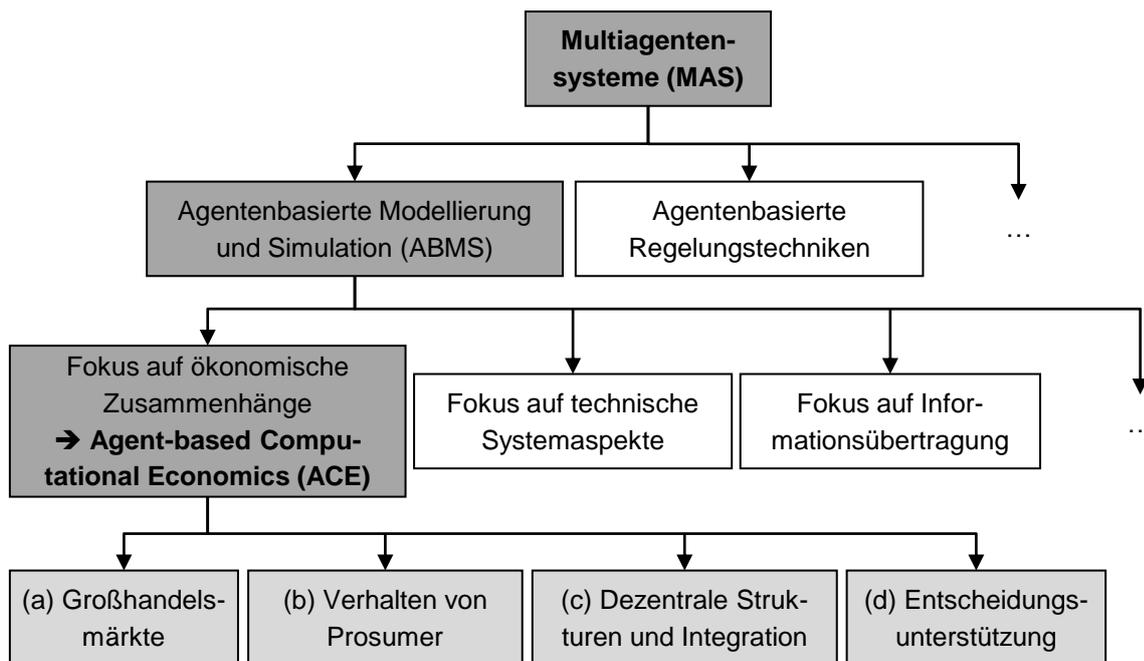


Abbildung 3-2 Klassifizierung von Ansätzen zur Modellierung von Multiagentensystemen im Elektrizitätsbereich

(b) Verhalten von Stromverbrauchern und -erzeugern

In einer zweiten Gruppe wird die Untersuchung von Stromverbrauchern und -erzeugern als jeweils individuelle Einheiten mithilfe einer ABMS zusammengefasst. Forschungsbeiträge in

⁶³ Die Untersuchung der netzgebundenen Stromübertragung und -verteilung mithilfe der ABMS ist bisher kein Schwerpunkt und wird daher nicht als eigene Gruppe erfasst.

dieser Gruppe haben einen klaren Fokus auf die detaillierte, hochaufgelöste Modellierung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens. Auch Untersuchungen mittelbarer Aspekte, z. B. der Diffusion von Smart Meter-Technologien im Haushaltsbereich (Zhang und Nuttall 2011), können darunter aufgefasst werden. Die Integration der Akteure in Strommärkte, entweder direkt oder über Intermediäre, wird dagegen in solchen Modellen nicht schwerpunktmäßig abgebildet. Entsprechende Interaktionen werden gegebenenfalls als statisch und ohne bidirektionale Rückkopplung bzw. Auswirkung auf andere Marktteilnehmer angenommen. Beispielhafte Anwendungen sind bei Hämäläinen et al. (2000), Roop und Fathelrahman (2003), Yu et al. (2004), Müller et al. (2007) und Kowalska-Pyzalska et al. (2014) zu finden.

(c) Dezentrale Strukturen und deren Integration in bestehende Märkte

Als relativ neuer Forschungszweig kann die Untersuchung von dezentralen Strukturen und deren Integration in bestehende Märkte identifiziert werden. Entsprechende Analysen versuchen mithilfe der ABMS Fragestellungen unter anderem hinsichtlich der Nachfrageflexibilisierung, der dezentralen Erzeugung, der Anpassung von Großhandelsmärkten und der Einführung lokaler Marktplätze zu beantworten. In der vorliegenden Arbeit werden derartige Aspekte nicht direkt adressiert, daher sei für einen Literaturüberblick auf Ringler et al. (2016a) sowie auf den Ausblick in Abschnitt 7.3.2 verwiesen.

(d) Agentenbasierte, partizipatorische Entscheidungsunterstützung

Die vierte Klasse der ABMS-Anwendung auf Elektrizitätssysteme ist weniger hinsichtlich des zugrunde liegenden Untersuchungsobjektes von den anderen zu differenzieren, sondern aufgrund der gezielt adressierten Interaktion zwischen Modell und Modellanwender. Verschiedene agentenbasierte Modelle wurden entwickelt, welche durch einen gezielten didaktischen Einsatz explizit darauf ausgerichtet sind, Entscheidungsfindungsprozesse von Strommarktteilnehmern und Dritten unmittelbar zu unterstützen. Insbesondere geht es in diesen Fällen um Modelle, welche Elemente aus dem Bereich des *agent-based participatory design* sowie der *multi-player-Architektur* mit der eigentlichen ABMS vereinen. Während der Anwendung solcher Modelle kommt es dadurch, abweichend vom zentralen Konzept der ABMS, zum Eingriff einzelner oder mehrerer Modellanwender von „außen“. Anwendungsbeispiele finden sich in Harp et al. (2000), Praça et al. (2004), Bernal-Agustín et al. (2007), Genoese und Fichtner (2012) und Ketter et al. (2013).

3.4 Ansätze zur Modellierung von Kraftwerksinvestitionen

Während die Bestimmung eines konkreten Ausfallereignisses im jeweiligen Zeitschritt stattfindet, definieren die Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber die periodenübergreifende Veränderung des installierten Kraftwerksparks und bilden damit den langfristigen Aspekt von Erzeugungssicherheit ab. Aufgrund der Bedeutung von Kraftwerksinvestitionen für die Entwicklung von Erzeugungssicherheit in

Elektrizitätssystemen werden daher im Folgenden verschiedene Modellierungsansätze aus der Literatur vorgestellt.

Das Grundproblem der Kraftwerkskapazitätsplanung (*generation expansion planning*), welches durch die verschiedenen Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen bestimmt wird (vgl. Abschnitt 2.4), ist typischerweise keine binäre Entscheidung, sondern umfasst unter anderem mit Größe, Zeitpunkt, Technologie und Standort von Erzeugungsanlagen mehrere Dimensionen. In einem dynamischen Marktumfeld handelt es sich dabei folglich um eine komplexe Entscheidung. Es existieren verschiedene Verfahren zur Bewertung von Investitionen (z. B. Wöhe und Döring 2010), welche auf die Kapazitätsplanung in Elektrizitätssystemen entsprechend angepasst und angewendet werden können. Dabei können die verschiedenen Modelle zur Abbildung von Kraftwerksinvestitionen mitunter anhand der folgenden Kriterien charakterisiert werden.

Zunächst kann bei der Investitionsplanung hinsichtlich der *Modellsichtweise* unterschieden werden. Lange war das Ziel der Kapazitätsplanung die Systemkostenminimierung aus der Perspektive eines sozialen Planers bzw. Monopolisten. Zwar ist diese Sichtweise im Sinne von normativen Untersuchungen weiter von Relevanz, die Wettbewerbssituation hat sich allerdings in der Praxis deutlich verändert. Mittlerweile gibt es konkurrierende Kraftwerksbetreiber, welche ihre eigenen Zielgrößen zu optimieren versuchen. Im Zuge der Liberalisierung haben sich entsprechend die Anforderungen an die Investitionsplanung erheblich verschoben (z. B. Dyrer und Larsen 2001; Botterud et al. 2005). In der vorliegenden Arbeit werden die abgebildeten Investitionsentscheidungen aus Sicht einzeln abgebildeter Kraftwerksbetreiber getroffen.

In engem Zusammenhang damit steht die *Integration der Investitionsplanung in das Energiesystemmodell*. In Abhängigkeit des gewählten Ansatzes kann die Entwicklung der installierten Leistung eine direkte Entscheidungsvariable des Modells sein, für welche entsprechend der Zielfunktion und der Nebenbedingungen eine Lösung bestimmt wird, oder es bedarf einer gesonderten Modellierung mithilfe eines geeigneten Investitionsrechenverfahrens. Eine unmittelbar modellendogene Bestimmung der Kapazitäten ist beispielsweise im Rahmen von geschlossenen Optimiermodellen (z. B. Heffels 2015) oder spieltheoretischen Modellen möglich (z. B. Ventosa et al. 2002). Im Gegensatz dazu stellen andere Ansätze der Energiesystemmodellierung, insbesondere die Simulation, keine direkte Methode zur Abbildung von Entscheidungen dar, sondern definieren lediglich Rahmen und Ablauf, weshalb eine Kopplung verschiedener Methoden notwendig ist (vgl. Abschnitt 3.2.2). Beispielsweise verknüpft Genoese (2010) eine agentenbasierte Simulation mit einer Kapitalwertmethode zur Bewertung verschiedener Optionen zum Kraftwerksneubau. Pereira und Saraiva (2011) kombinieren einen System Dynamics-Ansatz für die langfristige Entwicklung verschiedener Parameter mit genetischen Algorithmen zur Lösung individueller Investitionsprobleme. Vor- und Nachteile der beiden Perspektiven sind offenkundig. Während ein integrierter Ansatz implizit Rückkopplungen von getätigten Investitionen berücksichtigt, muss dies bei gekoppelten Ansätzen explizit abgebildet werden. Aus diesem Grund sind jedoch integrierte Ansätze relativ komplex und aufwendig in der Lösungsfindung. Die Formulierung von Wechselwirkungen in gekoppelten Ansätzen stellt zwar eine

Herausforderung dar, allerdings ergeben sich dadurch ebenso Möglichkeiten zur Abbildung akteursspezifischer Eigenschaften, z. B. hinsichtlich der Erwartungsbildung oder des strategischen Verhaltens. In der vorliegenden Arbeit führen, aufbauend auf Genoese (2010), innerhalb einer agentenbasierten Simulationsumgebung die Kraftwerksbetreiber ein Modul zur Bewertung verschiedener Investitionsoptionen aus.

An dieses Unterscheidungsmerkmal schließt sich der Aspekt der *Strompreismodellierung* als wichtigste Determinante der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken an. Im einfachsten Fall könnten Strompreise vollständig exogen vorgegeben werden, wobei es sich dann nicht um eine Energiesystemmodellierung im eigentlichen Sinn handelt. Stattdessen kann in umfassenden Energiesystemmodellen analog zum gerade genannten Modellmerkmal unterschieden werden, ob sich Strompreise unmittelbar modellendogen ergeben, wie dies im Allgemeinen bei optimierenden Energiesystemmodellen mit integrierter Kapazitätsplanung der Fall ist⁶⁴, oder ob ein eigenes Modul zur Strompreisprognose in den Simulationsrahmen integriert ist. Eine solche explizite Bestimmung von Strompreisen kann beispielsweise auf einem eigens definierten Marktmodell (z. B. Cepeda und Finon 2011) oder einem ökonometrischen Modell (z. B. Weron 2014) basieren. Weiter kann insbesondere bei solchen Modellkombinationen dahin gehend differenziert werden, ob in der jeweiligen Investitionsrunde Rückkopplungen im Sinne einer Sensitivität der Preiserwartungen abhängig von der künftig installierten Erzeugungsleistung berücksichtigt werden. Rückkopplungen können sich sowohl durch Investitionen des jeweiligen Akteurs aufgrund einer Kannibalisierung der eigenen Deckungsbeiträge als auch durch solche von Wettbewerbern ergeben. Für eine entsprechende Berücksichtigung kann die Investitionsplanung iterativ mit angepassten Preisprognosen durchgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.3.5; z. B. Chuang et al. 2001; Pereira und Saraiva 2011).

Die Modellwahl ist weiter vom unterstellten *Aktionsraum* abhängig. Im einfachsten Fall kann die Investitionsplanung eine Einzelentscheidung darstellen, beispielsweise ein einzelner Kraftwerksneubau verglichen mit der Unterlassungsalternative. Das Ziel der Untersuchung in dieser Arbeit ist jedoch die Überprüfung verschiedener Technologieoptionen zu verschiedenen Zeitpunkten unter Berücksichtigung verschiedener strategischer Handlungsalternativen (z. B. Stilllegung bestehender Kraftwerke). Bei solchen Problemen handelt es sich um sogenannte Programmmentscheidungen (z. B. Götze 2014), im Rahmen welcher nach Möglichkeit Interdependenzen zwischen den verschiedenen Investitionsoptionen berücksichtigt werden. Da Erzeugungssicherheit nicht nur von der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke, sondern auch durch andere Arten der Kapazitätsveränderung (z. B. Einmottung, Reaktivierung, Stilllegung) bestimmt wird, ist deren Berücksichtigung bei der Modellierung von Investitionsentscheidungen essentiell⁶⁵. In der Literatur gibt es einige wenige Beispiele für eine explizite Abbildung solcher Realoptionen innerhalb von Strommarktsimulationsmodellen (vgl. Abschnitt 2.5.2). Bei

⁶⁴ Numerische Werte für die Strompreise lassen sich durch Ermittlung der Schattenpreise der Nebenbedingung zur Nachfragedeckung bestimmen.

⁶⁵ Diese Annahme gilt jedoch nur, wenn davon ausgegangen werden kann, dass Akteure rational handeln und solche Optionen bei entsprechender Erwartung an die Wirtschaftlichkeit tatsächlich auch ausüben.

optimierenden Energiesystemmodellen mit Kapazitätsplanung ist eine Berücksichtigung grundsätzlich möglich, allerdings ist je nach Modellformulierung, z. B. bei Modellen mit perfekter Voraussicht, eine frühzeitige Stilllegung von Kraftwerken nicht relevant, da eine nachträglich fehlende Wirtschaftlichkeit gar nicht erst auftreten kann.

Auf welche Art und Weise *Umweltzustände* in der Modellierung von Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden, ist ein weiteres Unterscheidungsmerkmal. Deterministische Entscheidungen, d. h. unter Sicherheit, stellen in dieser Hinsicht die Modellklasse mit der geringsten Komplexität dar. Grundsätzlich bestehen jedoch bei allen Entscheidungen verschiedene Arten von Unsicherheit, deren Berücksichtigung den Modellierungsaufwand typischerweise deutlich erhöht. Dabei kann weiter unterschieden werden, welche Einflussfaktoren als unsicher angesehen werden und über welchen Informationsstand der Entscheider verfügt. Zur Simulation der Entwicklung unsicherer Faktoren existieren verschiedene Ansätze (z. B. stochastische Prozesse). In diesem Zusammenhang muss auch festgelegt werden, wie Unsicherheit in die Zielgröße(n) einfließt (z. B. Diskontierung, Wahrscheinlichkeitsgewichtung, Risikokennzahl). Die Modellergebnisse in dieser Arbeit bezüglich Kraftwerksinvestitionen (vgl. Kapitel 6) basieren auf deterministischen Entscheidungsmodellen; darüber hinaus wird eine Möglichkeit beschrieben, wie mithilfe von Ereignisbäumen die stochastische Entwicklung von Fundamentalfaktoren der Strompreisbildung in das Entscheidungskalkül eines Investors integriert werden kann (vgl. Abschnitt 4.3.6.2).

Im Rahmen einer Investitionsplanung kann entweder eine einzelne *Zielgröße*, typischerweise eine Gewinn- oder Kostengröße, oder ein Bündel von Zielgrößen berücksichtigt werden. Alternative bzw. zusätzliche Ziele sind dabei entweder aus System- (z. B. Umweltauswirkungen) oder Unternehmenssicht (z. B. Portfoliorisiko, Konstruktionsdauer; z. B. Antunes et al. 2004) denkbar. Der Ansatz in dieser Arbeit betrachtet mit der Maximierung zukünftiger Zahlungsflüsse aus dem Stromverkauf eine Gewinngröße.

Da Kraftwerksinvestitionen preisbeeinflussende Wirkung haben, gilt das unterstellte *Wettbewerbsmodell* als weiteres Unterscheidungskriterium. Während sich in einigen Modellansätzen implizit ein Marktverständnis ergibt, etwa bei optimierenden Energiesystemmodellen, wird dieses in anderen Verfahren explizit formuliert bzw. untersucht. Ein Ziel von spieltheoretischen Modellen kann gerade sein, das Verhalten von Akteuren unter verschiedenen Wettbewerbssituationen (z. B. Cournot-Oligopol, Stackelberg-Duopol; Ventosa et al. 2002) zu analysieren. Zusätzlich kann die Abbildung von Akteuren anhand unterschiedlicher Parametrierungen erfolgen. Beispielsweise differenzieren Botterud et al. (2008) die modellierten Kraftwerksbetreiber hinsichtlich ihrer Entscheidungspräferenzen, ihrer Einschätzung unsicherer Parameter und der ihnen zur Verfügung stehenden Investitionsoptionen. Für die Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit werden sowohl einfache Überlegungen aus dem Bereich der Mikroökonomie bzw. Spieltheorie angestellt als auch Möglichkeiten zur unterschiedlichen Akteursparametrierung geschaffen.

Die Investitionsplanung kann außerdem mit *Finanzierungsaspekten* verknüpft werden. Zum einen ergeben sich Restriktionen aufgrund beschränkter Finanzmittel, deren Berücksichtigung

innerhalb eines Energiesystemmodells endogen erfolgen kann. Zum anderen können mittels eines Diskontierungszinssatzes die geforderten Renditen von Eigenkapital- und Fremdkapitalgebern ausgedrückt werden. Im vorliegenden Modell wird zudem für jeden Kraftwerksbetreiber am Ende einer Periode ein vereinfachter Jahresabschluss bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung, Bilanz sowie Kapitalflussrechnung erstellt (vgl. Anhang A.3).

Eine für Kraftwerksinvestitionen spezifische Eigenschaft ist schließlich die Berücksichtigung von *Netzrestriktionen*. Im Allgemeinen sind diese für einzelwirtschaftliche Entscheidungen durch Kraftwerksbetreiber in Europa aktuell nicht relevant. Umso interessanter erscheint dieser Blickwinkel bei gesamtwirtschaftlichen Untersuchungen, beispielsweise in Bezug auf die Auswirkungen eines weiteren Ausbaus von EE-Anlagen (z. B. Schröder und Bracke 2012).

Weitere Aspekte, die es bei der Umsetzung zu berücksichtigen gilt, umfassen unter anderem die potentiellen Einnahmequellen der Kraftwerksbetreiber, die Frequenz von Investitionsentscheidungen, die Länge des Investitionshorizonts einschließlich einer möglichen Fortschreibung des Detailplanungszeitraums und die zeitliche Auflösung der Zahlungsflüsse.

Der in dieser Arbeit gewählte Ansatz zur Modellierung von Investitionsentscheidungen innerhalb einer agentenbasierten Simulationsumgebung erscheint adäquat, um die für die Fragestellungen relevanten Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen abzubilden. Weiter wurde er in dieser Kombination bisher nicht in der Literatur angewendet und kann dadurch zusätzlichen Mehrwert aus methodischer Sicht liefern. Abschließend erfolgt in Tabelle 3-1 eine Zusammenfassung der Unterscheidungsmerkmale mit Literaturbeispielen und eine entsprechende Einordnung des in dieser Arbeit entwickelten Modells.

Tabelle 3-1 Unterscheidungskriterien bei der Modellierung von Kraftwerksinvestitionen im Rahmen von Energiesystemmodellen

Unterscheidungs-kriterium	Ausprägung	Literaturbeispiel	Einordnung entwickeltes Modell
Sichtweise des Entscheiders	Systemsicht	Möst und Fichtner (2010)	
	einzelwirtschaftlich	Botterud et al. (2005)	x
Verknüpfung mit Energiesystemmodell	integriert (z. B. Optimierung, spieltheoretische Modelle)	Ventosa et al. (2002)	
	Kopplung (z. B. agentenbasierte Simulation, System Dynamics)	Genoese (2010); Pereira und Saraiva (2011)	x
Modellierung von Strompreisen	exogen		
	endogen – integriert	Heffels (2015)	
	endogen – gekoppelt	Cepeda und Finon (2011)	x

Unterscheidungs-kriterium	Ausprägung	Literaturbeispiel	Einordnung entwickeltes Modell
Aktionsebene	Einzelentscheidung		
	Technologieoptionen	Chuang et al. (2001)	x
	Zeitpunkte	Jensen und Meibom (2008)	x
	strategische Realooptionen	Fagiani et al. (2014)	x
Art der Umwelt-zustände	keine Unterscheidung ^a (Sicherheit)	Genoese (2010)	x
	Abbildung unsicherer Einflussfaktoren (z. B. Nachfrageentwicklung, Strompreise)	de Vries und Heijnen (2008)	(x)
	Risikobeschränkungen (z. B. Risikokennzahl als Zielgröße)	Kettunen et al. (2011)	
Zielgröße	eine (typischerweise Gewinn- bzw. Kostengröße)	Olsina et al. (2006)	x
	mehrere (z. B. Konstruktionsdauer, Umweltkosten)	Antunes et al. (2004)	
Wettbewerbs-situation	nicht explizit formuliert		
	Unterscheidung der Akteure	Botterud et al. (2008)	x
	volkswirtschaftliches Wettbewerbsmodell (z. B. Cournot, Stackelberg)	Ventosa et al. (2002)	(x)
Verknüpfung mit Finanzplanung	keine		
	Kapitalrestriktion	Kettunen et al. (2011)	(x)
	dynamische Diskontierungs-zinssätze	Sánchez (2008)	(x)
Berücksichtigung von Netzrestriktionen	keine		x
	Integration Netzabbildung (z. B. Nodalpreise)	Schröder und Bracke (2012)	

^a Diese Ausprägung bedeutet, dass nur ein einzelner Entwicklungspfad betrachtet wird. Dieser kann, muss jedoch nicht mit der tatsächlichen Modellentwicklung übereinstimmen, d. h. es könnte weiter zwischen perfekter und imperfekter Voraussicht unterschieden werden.

3.5 Zusammenfassung

Im Bereich der energiewirtschaftlichen Forschung werden typischerweise computergestützte Energiesystemmodelle eingesetzt, welche entsprechend der jeweiligen Fragestellung verschiedenen Anforderungen genügen müssen.

Zur Untersuchung von Erzeugungssicherheit in gekoppelten Strommärkten unter Berücksichtigung strategischer Realooptionen bei Kraftwerksinvestitionen wird die

agentenbasierte Modellierung und Simulation als geeigneter Modellierungsrahmen ausgewählt. Zum einen zeichnet sich der Modellansatz durch ein hohes Maß an Flexibilität unter verschiedenen Gesichtspunkten aus. Zum anderen lassen sich damit grundsätzlich Agentenentscheidungen und Interaktionsmöglichkeiten detailliert auf der Mikroebene abbilden sowie emergentes Verhalten auf der Makroebene simulieren. Übertragen auf Elektrizitätssysteme, welche als komplexe, adaptive Systeme gelten, können damit unter anderem Bietstrategien im Kurzfristhandel und umfangreiche Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreibern betrachtet werden. Interaktionen zwischen den verschiedenen Agenten finden in der vorliegenden Arbeit vornehmlich indirekt über einen Spotmarkt für Elektrizität statt. Auf der Gesamtsystemebene reflektieren folglich die Marktergebnisse und die Entwicklung der relevanten Indikatoren für Erzeugungssicherheit sowie Wohlfahrt die dezentralen Entscheidungen der Agenten.

Aus modelltechnischer Sicht wird im Rahmen der Arbeit eine Kopplung mehrerer Ansätze vorgenommen, indem innerhalb des gewählten agentenbasierten Simulationsrahmens verschiedene Konzepte aus den Bereichen der Optimierung, Stochastik und Ökonometrie angewendet werden.

4 Agentenbasierte Simulation von gekoppelten Strommärkten und Kraftwerksinvestitionen

Das folgende Kapitel umfasst eine formale Beschreibung des entwickelten Simulationsmodells. Dazu werden zunächst in Abschnitt 4.1 das PowerACE-Modell, worauf das im Rahmen dieser Arbeit angewendete Modell basiert, grundlegende Modellkonzepte und die informationstechnische Umsetzung skizziert. Die anschließenden Abschnitte enthalten mit der Abbildung einer Kopplung von Spotmärkten (Abschnitt 4.2), der Simulation von Investitionsentscheidungen (Abschnitt 4.3), der Implementierung einer strategischen Reserve (Abschnitt 4.4), der Messung von Erzeugungssicherheit (Abschnitt 4.5) und der Generierung stochastischer Zeitreihen (Abschnitt 4.6) jeweils eine Darstellung zentraler, neu entwickelter Module aus methodischer Sicht.

4.1 Weiterentwicklung eines agentenbasierten Strommarktsimulationsmodells

4.1.1 Modellgrundlage

Das Strommarktsimulationsmodell PowerACE wurde von 2004 bis 2007 im Rahmen eines Forschungsprojektes am Lehrstuhl für Energiewirtschaft am *Karlsruher Institut für Technologie* (KIT) in Zusammenarbeit mit dem *Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung* (FhG-ISI) sowie der Universität Mannheim entwickelt. Das Forschungsprojekt wurde vor dem Hintergrund einer steigenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Einführung des verpflichtenden CO₂-Emissionszertifikatehandels in Europa initiiert. Auch aufgrund der Liberalisierung stellte sich dabei die Frage nach geeigneten Methoden zur detaillierten Untersuchung von Elektrizitätssystemen. Als grundsätzlicher Ansatz wurde die agentenbasierte Simulation ausgewählt. Im Rahmen des Projektes wurden schließlich verschiedene energiewirtschaftliche Analysen für Deutschland durchgeführt.

Das Grundprinzip des entwickelten PowerACE-Modells umfasst die Abbildung der wichtigsten Akteure des Großhandelsmarktes für Strom, wie etwa Kraftwerksbetreiber oder Marktbetreiber, als Agenten und der zentralen Marktplätze, insbesondere des Spotmarktes für elektrische Energie. Die verschiedenen Akteure werden durch mehrere Agententypen (z. B. Stromerzeuger, -händler, -verkäufer), welche jeweils bestimmte Funktionen und Rollen innerhalb des Strommarktes übernehmen, repräsentiert. Das Modell lässt sich weiter in die vier Bereiche Märkte, Stromerzeugung, Stromnachfrage und Regulierung gliedern. Die fundamentalen Entscheidungen der Agenten basieren einerseits auf den entsprechend definierten Agentenmodellen und andererseits auf den verschiedenen Eingangsdaten. Für Deutschland sind im Simulationsmodell neben den vier großen Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW auch Steag sowie jeweils aggregiert Stadtwerke und sonstige Akteure der Stromerzeugung abgebildet.

Zu den wesentlichen Entscheidungen der abgebildeten Kraftwerksbetreiber zählen die kurzfristige Einsatzplanung für das bestehende Kraftwerksportfolio auf dem Day-Ahead-Markt sowie die langfristige Ausbauplanung hinsichtlich konventioneller Kraftwerke. Die Räumung des Day-Ahead-Marktes führt der jeweilige Marktbetreiber durch Bildung des Schnittpunktes zwischen aggregierter Angebotskurve und Stromnachfrage herbei. Die Stromnachfrage ist dabei als Residualnachfrage unter Berücksichtigung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, des Stromaustauschs mit Nachbarmärkten sowie eines Profils für Pumpspeicherkraftwerke zu verstehen. Am Ende jedes Simulationsjahres führen die Kraftwerksbetreiber zudem eine Investitionsplanung durch. Dazu wird basierend auf einer langfristigen Strompreisprognose und mithilfe der Kapitalwertmethode die erwartete Wirtschaftlichkeit verschiedener Investitionsoptionen abgeschätzt. Auf dieser Grundlage werden wiederum Entscheidungen hinsichtlich des Neubaus konventioneller Kraftwerke getroffen.

Die zentralen Ergebnisse des Modells umfassen die simulierten Spotmarktpreise in stündlicher Auflösung, die Zusammensetzung der Stromerzeugung nach Energieträgern, die Veränderung des Kraftwerksparks und die Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Der Simulationszeitraum ist variabel bis zum Jahr 2050 einstellbar, sofern die notwendigen Eingangsdaten vorgegeben werden.

Während der Projektphase wurden verschiedene energiewirtschaftliche Fragestellungen unter Anwendung des PowerACE-Modells für den deutschen Strommarkt durchgeführt⁶⁶. Unter anderem beschäftigen sich Genoese et al. (2007) mit den Auswirkungen der Einführung des CO₂-Emissionszertifikatehandels auf Spotmarktpreise für Strom in Deutschland. Sensfuß et al. (2008) untersuchen den Einfluss der Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien mit Einspeisevorrang auf Strompreise am Spotmarkt. Die Ergebnisse zeigen eine Reduktion der Strompreise in den untersuchten Jahren. Diese Auswirkungen werden als *Merit-Order-Effekt* der erneuerbaren Energien bezeichnet, da durch die EE-Einspeisung unter sonst gleichen Bedingungen teurere konventionelle Kraftwerke, welche zur Deckung der jeweiligen Stromnachfrage notwendig wären, aus der Merit-Order verdrängt werden. Kurzfristig bedeutet dieser Effekt geringere Beschaffungskosten für Nachfrager einerseits sowie abnehmende Deckungsbeiträge auf der Erzeugungsseite andererseits, was zu entsprechenden Verteilungseffekten im Großhandelsmarkt führt. In Möst und Genoese (2009) erfolgt die Untersuchung möglicher Marktmacht im deutschen Spotmarkt für Elektrizität. Basierend auf einer Anwendung des Modells für die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006 wird mithilfe des Residual Supply Index ermittelt, dass zwar strukturelle Marktmacht vorliegt; die Ausübung dieser, welche durch den berechneten Lerner Index beurteilt wird, kann jedoch nicht endgültig bestätigt werden. Detailliertere Beschreibungen des ursprünglichen PowerACE-Modells

⁶⁶ Die im Folgenden beschriebenen Anwendungen stammen entweder aus dem ursprünglichen Forschungsprojekt oder basieren auf einer daraus abgeleiteten Version des PowerACE-Modells, welche am Lehrstuhl für Energiewirtschaft am KIT angewendet wird. Daneben existiert unter anderem eine Modellversion am FhG-ISI (z. B. Genoese 2013; Pflugler 2013). Da die Modellversionen im Laufe der Zeit unabhängig voneinander in unterschiedliche Richtungen weiterentwickelt wurden, sind sie nicht direkt miteinander vergleichbar.

sowie weitere Analysen können zudem den Dissertationen von Sensfuß (2007), Weidlich (2008) und Genoese (2010) entnommen werden.

Seit den Anfängen der Modellumsetzung erfolgten diverse Modellweiterentwicklungen und -anwendungen, welche in verschiedene Forschungsschwerpunkte eingeteilt werden können. Eine Gruppe von Weiterentwicklungen umfasst die Implementierung verschiedener Kapazitätsmechanismen und die Untersuchung von deren Auswirkungen, beispielsweise auf Strompreise, Investitionen und Versorgungssicherheit. Ausgangslage ist dabei jeweils die Frage, ob ein Energy-only-Markt, welcher bisher in vielen europäischen Strommärkten umgesetzt ist, genügend Anreize liefert, um Versorgungssicherheit sicherzustellen. In diesem Zusammenhang integrieren Genoese et al. (2012) einen Mechanismus mit Kapazitätzahlungen, Renz et al. (2014) einen zentralen Kapazitätsmarkt und Bublitz et al. (2015) eine strategische Reserve in das PowerACE-Modell. Ein umfassender modellgestützter Vergleich verschiedener Designoptionen für den deutschen Strommarkt ist zudem Keles et al. (2016) zu entnehmen. Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen erwartungsgemäß zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit führt, was auf eine steigende Investitionstätigkeit durch die abgebildeten Kraftwerksbetreiber bzw. auf den Einsatz der Reservekraftwerke zurückgeht. Weiter wird herausgestellt, dass die jeweilige Parametrierung der Mechanismen einen großen Einfluss auf die Effektivität und schließlich auch auf die Effizienz im Vergleich zu anderen Ausgestaltungen von Strommärkten hat. Die genannten Analysen beschränken sich jeweils auf Deutschland, d. h. grenzüberschreitende Effekte durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen bleiben unberücksichtigt. In der vorliegenden Arbeit wird daher die Auswirkung einer strategischen Reserve in einem gekoppelten Elektrizitätssystem betrachtet (vgl. Abschnitt 4.4 und Abschnitt 6.4).

Die Abbildung von Unsicherheiten bildet eine weitere Gruppe von Weiterentwicklungen des PowerACE-Modells. In Bublitz et al. (2014a) werden unsichere Einflussfaktoren in Bezug auf die Day-Ahead-Preisprognose modelliert. Im entsprechend erweiterten Modell werden dazu im Rahmen der Preisprognose mehrere Szenarien für die Stromeinspeisung aus fluktuierenden EE sowie für den Ausfall von Kraftwerken berücksichtigt.

Weitere Modellentwicklungen umfassen unter anderem eine optimierte Einsatzplanung von Pumpspeicherkraftwerken (Ringler et al. 2013), die Integration eines Intraday-Marktes (Bublitz et al. 2014b) sowie die Simulation möglicher Auswirkungen aufgrund einer verstärkten Nutzung von Elektromobilität (Ensslen et al. 2014). Darüber hinaus existiert mit PowerACE-DEMO eine Modellversion zur detaillierten Abbildung einzelner dezentraler Systeme innerhalb des jeweils betrachteten Marktgebiets. Mithilfe einer integrierten Lastflussanalyse können die Auswirkungen verschiedener Entwicklungen (z. B. steigende Einspeisung aus EE, Nachfrageflexibilisierung) auf Verteilnetze untersucht werden (z. B. Ringler et al. 2015; Schermeyer 2015; Ringler et al. 2016b). In Abschnitt 7.3.2 werden einzelne Aspekte dieser Modellversion vorgestellt. Schließlich erfolgt in der Version PowerACE LAB eine Integration von Elementen aus der experimentellen Ökonomie (vgl. Abschnitt 3.3.4). Dieses sogenannte „Experimentallabor Energiewirtschaft“, welches es den Modellanwendern erlaubt, in den Simulationsablauf einzugreifen und einzelne Aufgaben der

Softwareagenten zu übernehmen, wird unter anderem in der Lehre am KIT eingesetzt (Genoese und Fichtner 2012).

Für die angestrebten Untersuchungen bietet das bestehende PowerACE-Modell mit langjähriger und vielfältiger Anwendung eine verlässliche Basis, jedoch sind wesentliche Weiterentwicklungen notwendig. Drei Aspekte, welche im Rahmen dieser Arbeit schwerpunktmäßig umgesetzt werden, sind dabei hervorzuheben.

Erstens beschränken sich die bisherigen Untersuchungen mit PowerACE auf das Stromsystem Deutschlands. Für die aufgeworfenen Forschungsfragen ist es allerdings unerlässlich, dass mehrere miteinander verbundene Marktgebiete gleichzeitig abgebildet werden und dass ein entsprechender Stromaustausch simuliert wird. Dafür sind zusätzlich Daten für die jeweils in Fallstudien betrachteten Marktgebiete zu recherchieren und aufzubereiten.

Zweitens berücksichtigt das bisherige Modul zur Investitionsplanung keine wirtschaftlich bedingten Stilllegungen von Kraftwerken. Da sich daraus grundsätzlich Auswirkungen auf Erzeugungssicherheit ergeben, ist eine entsprechende Abbildung im Rahmen der Agentenentscheidungen in das Modell zu integrieren.

Drittens wurde das Modell bisher nicht explizit zur integrierten Untersuchung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt herangezogen. Dafür ist eine entsprechende Operationalisierung geeigneter Indikatoren notwendig. Weiter wird in diesem Zusammenhang die Untersuchung um eine Monte-Carlo-Simulation unter Variation der Eingangsdaten für Stromnachfrage, EE-Einspeisung und Kraftwerksverfügbarkeiten ergänzt. Inwiefern sich die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve in einem gekoppelten Elektrizitätssystem auswirkt, wird ebenfalls adressiert.

Die Weiterentwicklungen betreffen grundsätzlich alle Modellebenen, d. h. Methodik, informationstechnische Umsetzung, Daten sowie Anwendung, und werden in den folgenden Abschnitten und in Kapitel 5 beschrieben.

4.1.2 Überblick über das weiterentwickelte Simulationsmodell

Das weiterentwickelte agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell integriert in geeigneter Weise

- alle relevanten Akteure auf dem Spotmarkt für Elektrizität,
- eine kurzfristige Ebene für die Räumung des Spotmarktes,
- eine langfristige Perspektive für die Kapazitätsplanung der Kraftwerksbetreiber und
- Module zur Untersuchung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt im abgebildeten Stromsystem wahlweise mithilfe einer Monte-Carlo-Simulation.

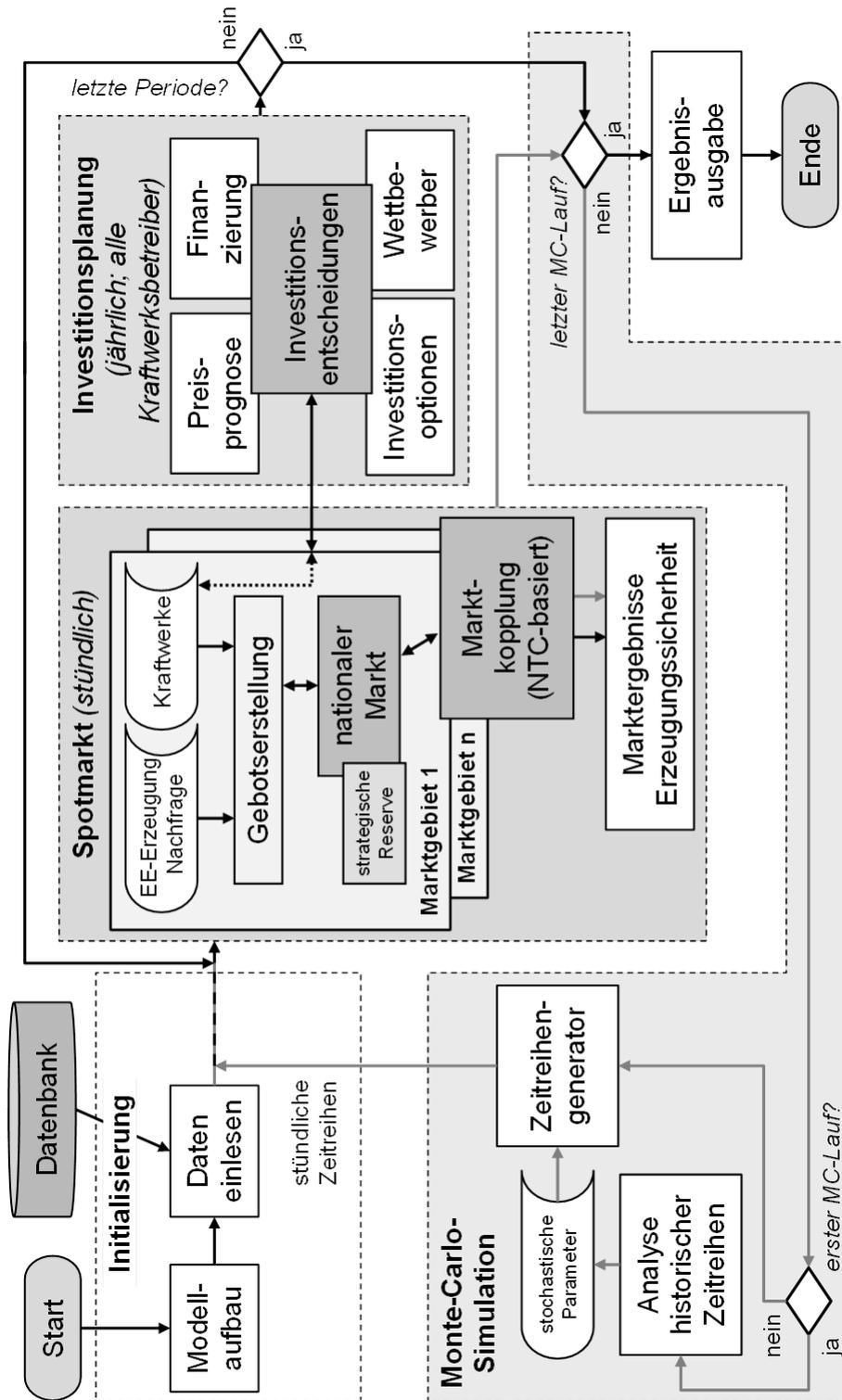


Abbildung 4-1 Schematischer Überblick über das entwickelte Strommarktsimulationsmodell

Bei einer Modellanwendung werden die folgenden grundlegenden Simulationsschritte ausgeführt. Zunächst kommt es im Rahmen der Initialisierung zum programmtechnischen Modellaufbau und zum Einlesen der Eingangsdaten aus der angeschlossenen Datenbank. Anschließend wird für jeden Tag des jeweiligen Simulationsjahres die Räumung des Spotmarktes mit Stundenkontrakten für mehrere Marktgebiete durchgeführt. Diese setzt sich grundsätzlich aus der Gebotserstellung durch die Marktteilnehmer (vgl. Abschnitt 4.2.2) und

der eigentlichen Markträumung mittels Market Coupling (vgl. Abschnitt 4.2.3) zusammen. Optional kann eine strategische Reserve implementiert sein, deren Aktivierung in jedem Zeitschritt, hier eine Stunde, geprüft wird (vgl. Abschnitt 4.4). Am Ende jedes Simulationsjahres führen die Kraftwerksbetreiber eine Investitionsplanung hinsichtlich ihres konventionellen Kraftwerksparks durch (vgl. Abschnitt 4.3). Dieser Ablauf wird entsprechend der vorgegebenen Anzahl an Simulationsjahren wiederholt. Für das letzte Simulationsjahr⁶⁷ kann zusätzlich eine Monte-Carlo-Simulation ausgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.5.2 und Abschnitt 4.6). Dazu werden vor dem ersten Monte-Carlo-Lauf historische Zeitreihen analysiert und relevante stochastische Parameter abgeleitet. Nachdem zu Beginn jedes Monte-Carlo-Laufs jeweils neue Zeitreihen der Stromnachfrage, der Einspeisung aus fluktuierenden EE (Wind, PV) und der Kraftwerksverfügbarkeiten simuliert wurden, wird anschließend die Spotmarktsimulation durchgeführt. Die Modellergebnisse hinsichtlich der Indikatoren für Erzeugungssicherheit (vgl. Abschnitt 4.5.1) werden im Laufe bzw. am Ende der Simulation ausgegeben. Abbildung 4-1 stellt einen schematischen Ablauf der Simulation mit den wichtigsten Modulen im Überblick dar.

4.1.3 Definition zentraler Modellkonzepte

Der entwickelte agentenbasierte Simulationsansatz kann generisch anhand der Modellkonzepte *Agent*, *Ressource* und *Eigenschaft* beschrieben werden (Abbildung 4-2; vgl. z. B. Trigo et al. 2010).

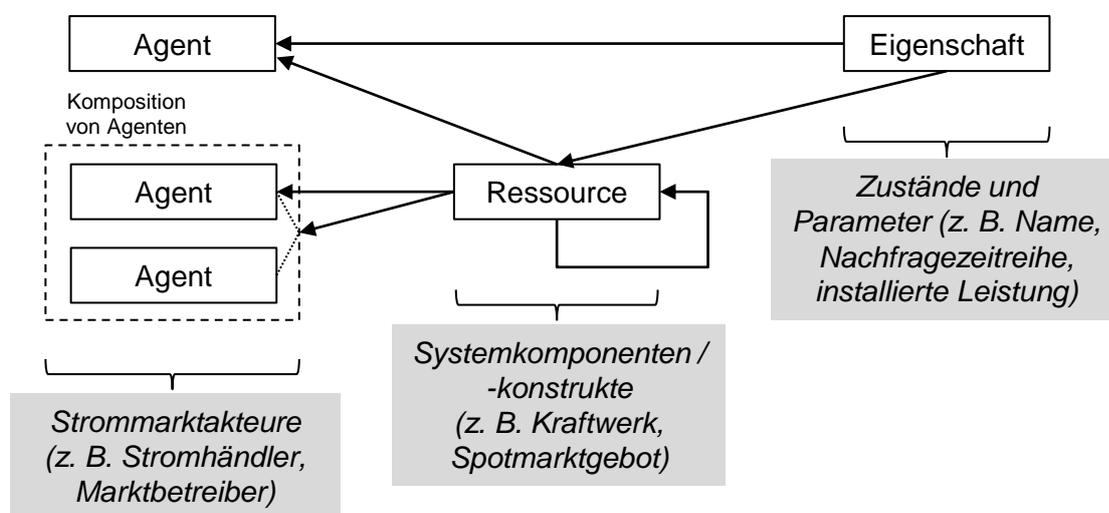


Abbildung 4-2 Beziehungen zwischen den Modellkonzepten

Agenten dienen dabei der Abbildung aller relevanten Akteure, welche an Strommärkten teilnehmen, deren Räumung organisieren oder entsprechende Rahmenbedingungen setzen. Ein Agent zeichnet sich durch Zielgerichtetheit, Entscheidungsfähigkeit und optional Lernfähigkeit aus. Zielgerichtetheit bedeutet dabei, dass der Agent im Rahmen seiner

⁶⁷ Die Beschränkung der stochastischen Simulation auf ein einzelnes Simulationsjahr erfolgt grundsätzlich aus Rechenzeitgründen. Das letzte Simulationsjahr wurde ausgewählt, da es sich in den Modellanwendungen voraussichtlich stets um das Jahr mit dem höchsten EE-Ausbau handeln wird und dementsprechend die größten Auswirkungen der fluktuierenden EE-Einspeisung zu erwarten sind. Aus rein programmiertechnischer Sicht könnte die Simulation auch für andere bzw. mehrere Simulationsjahre durchgeführt werden.

Funktion bzw. Rolle bestimmte Ziele verfolgt (z. B. gewinnmaximierende Vermarktung von Kraftwerken). Unter Entscheidungsfähigkeit ist die Möglichkeit des Agenten zu verstehen, bestimmte Eigenschaften von sich selbst bzw. von seinen Ressourcen im Laufe der Simulation im Sinne von Entscheidungsvariablen verändern zu können (z. B. Erstellung von Spotmarktgeboten). Dafür ist ein entsprechendes Entscheidungsmodell notwendig. Davon abzugrenzen ist die Lernfähigkeit, welche die kontinuierliche Anpassung von eigentlich festen Eigenschaften im Sinne einer Adaption an veränderte Rahmenbedingungen meint (z. B. Schätzung von Preiseffekten). Idealerweise verbessert Lernen spätere Entscheidungen der Agenten entsprechend der verfolgten Ziele. Die Basis dafür liefert ein jeweils zu definierender Lernalgorithmus.

Im Modell gibt es verschiedene Typen von Agenten, von welchen wiederum jeweils mehrere Instanzen erzeugt werden können. Beispielsweise gibt es in einem Marktgebiet typischerweise verschiedene Arten von Strommarkthändlern (z. B. Kraftwerksbetreiber, Nachfragehändler), von denen jeweils mehrere Ausprägungen aktiv sind (z. B. E.ON und RWE als zwei Kraftwerksbetreiber). Zur besseren Abbildung realer Konstrukte können mehrere Agententypen auch zu einer Komposition zusammengefasst werden. Dadurch können unter anderem rechtliche bzw. organisatorische Strukturen systematisch dargestellt werden. Die so zusammengefassten Agenten teilen sich entsprechend übergreifende Eigenschaften und Ressourcen. Kraftwerksbetreiber stellen ein Beispiel für eine solche Komposition dar; die Agenten Erzeuger, Strommarkthändler und Investor bilden im Modell zusammen das Konstrukt Kraftwerksbetreiber. Zu den weiteren zentralen energiewirtschaftlichen Agenten im Modell zählen die Strommarkthändler jeweils zur Abbildung der Nachfrage, der Stromerzeugung aus EE, von Pumpspeicherkraftwerken sowie des exogenen Stromaustauschs, die Betreiber der Spotmärkte und der Betreiber der Marktkopplung.

Ähnlich wie Agenten dienen Ressourcen der Abbildung von realen Konstrukten, jedoch mit dem Unterschied, dass Ressourcen keine eigenen Ziele, Entscheidungs- und Lernfähigkeiten besitzen. Stattdessen sind sie als eine Art Hülle zu verstehen, mit deren Hilfe relevante Systemkomponenten und -konstrukte auf konsequente Weise modelliert werden können. Die durch Ressourcen definierten Strukturen sind über den Simulationszeitraum unveränderlich. Die Lebensdauer von einmal im Modell instantiierten Ressourcen kann variieren; während einige Ressourcen die gesamte Simulationsdauer über bestehen, werden andere nur temporär erzeugt. Wichtige Ressourcen sind beispielsweise Marktplätze, Kraftwerke, Spotmarktgebote und Investitionspläne.

Eigenschaften stellen schließlich (messbare) Zustände und Parameter von Agenten und Ressourcen dar. Zustände werden im Simulationsablauf durch Agentenentscheidungen beeinflusst (Entscheidungsvariablen); Parameter sind dagegen unveränderlich. Quantitative Eigenschaften setzen sich wiederum aus einem numerischen Betrag und einer zugehörigen Einheit zusammen. Beispiele für Eigenschaften im Modell sind Name sowie Standort (Marktgebiet) eines Agenten, installierte Leistung sowie eingesetzte Energieträger von Kraftwerken, Zeitreihen der erwarteten Nachfrage und der Preis eines Spotmarktgebots.

Im Hinblick auf die Kardinalität handelt es sich bei den Beziehungen zwischen den verschiedenen Konzepten im Allgemeinen um 1:n-Beziehungen. Dementsprechend hat ein Agent typischerweise mehrere Eigenschaften und Ressourcen. Eine Ressource wird ebenfalls durch mehrere Eigenschaften beschrieben. Ressourcen können zudem in einem reflexiven Verhältnis stehen, z. B. ist der Ressource Spotmarktgebot ein Kraftwerk, ebenfalls eine Ressource, zugeordnet. Art und Wirkung der Beziehungen zwischen Agenten und Ressourcen müssen für den jeweiligen Fall definiert werden. Beziehungen können dabei sehr unterschiedliche Konzepte umfassen (z. B. Verfügungs-, Eigentumsverhältnis). Die Menge aller erzeugten Agenten und Ressourcen sowie die jeweiligen Eigenschaften definieren schließlich den Zustand des abgebildeten Systems im aktuellen Zeitschritt.

Abschließend werden die Modellkonzepte anhand eines vereinfachten Beispiels illustriert. Kraftwerksbetreiber (*GenerationCompany*⁶⁸) stellen wie beschrieben eine Komposition der Agententypen Erzeuger (*Generator*), Strommarkthändler (*SupplyTrader*) und Investor (*InvestorDynamic*) dar. Kraftwerksbetreiber haben mit Standort (*MarketArea*), Identifikationsnummer (*Integer*) und Name (*String*) mehrere unmittelbare Eigenschaften. Mittelbar verfügen sie durch die Ausgestaltung der untergeordneten Agenten über eine Vielzahl weiterer Eigenschaften (z. B. Parameter der Investitionsplanung). Weiter sind ihnen Ressourcen, wie Kraftwerke (*PowerPlant*; 1:n-Beziehung) und ein Finanzmodell (*FinancialModel*; 1:1-Beziehung), zugeordnet. Zu den Akteurs- bzw. Agentenentscheidungen zählen die Ausführung der Bietstrategie mittels Gebotsabgabe durch den Stromhändler, die Bestimmung des tatsächlichen Kraftwerkseinsatzes durch den Erzeuger sowie die Investitionsentscheidungen des Investors. Durch diese Entscheidungen werden jeweils unterschiedliche Eigenschaften der zugeordneten Ressourcen (z. B. Preis eines Spotmarktgebots, thermischer Kraftwerkszustand, strategischer Kraftwerkszustand) verändert. Andere Eigenschaften werden indirekt durch Interaktionen bzw. durch die Markträumung beeinflusst. Beispielsweise bestimmt sich die vertraglich zu liefernde Strommenge eines Kraftwerks durch die jeweiligen Ergebnisse des Spotmarktes⁶⁹. Aus Liefermenge, Marktergebnissen und Erzeugungskosten ergeben sich wiederum die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber, welche entsprechend im Finanzmodell erfasst werden.

Im Simulationsmodell werden grundsätzlich diskrete, stündlich aufgelöste Zeitschritte abgebildet. Die periodengerechte Zusammenfassung der einzelnen Zeitschritte erfolgt auf Basis von Simulationsjahren, so dass die geordnete Menge aller Zeitschritte eines Jahres \mathcal{H}_y 8760 Elemente umfasst. Ein einzelner Modelllauf beginnt im Jahr Y^{start} und endet im Jahr Y^{end} . Die Menge aller simulierten Jahre bestimmt sich folglich durch $\mathcal{Y} = \{Y^{start}, \dots, Y^{end}\}$. Insgesamt werden somit $|\mathcal{Y}|$ Jahre bzw. $(|\mathcal{Y}| \cdot |\mathcal{H}_y|)$ Stunden pro Modelllauf simuliert. Ein bestimmter Zeitpunkt innerhalb des Modells ist eindeutig durch den 2-Tupel (h, y) bestehend

⁶⁸ In Klammern sind jeweils die Datentypen in Form der implementierten Java-Klassen angegeben (vgl. auch Abschnitt 4.1.4).

⁶⁹ Da im Modell lediglich ein Spotmarkt abgebildet wird und nachträgliche Kraftwerksausfälle nicht berücksichtigt werden, entspricht die Liefermenge für den Spotmarkt auch der tatsächlichen Stromerzeugung des Kraftwerks.

aus der Stunde $h \in \mathcal{H}_y$ des Jahres $y \in \mathcal{Y}$ bestimmt. Alternativ kann der Zeitpunkt durch die Kombination aus Stunde des Tages $h' \in \mathcal{H}_{(d,y)}$, Tag $d \in \mathcal{D}_y$ und Jahr $y \in \mathcal{Y}$ angegeben werden, wobei $\mathcal{H}_{(d,y)} \subset \mathcal{H}_y$ die Menge aller Stunden an Tag d in Jahr y und \mathcal{D}_y die Menge aller Tage in Jahr y darstellen. Die Investitionsplanung als eigenes Prognosemodell innerhalb der Simulation weist ebenfalls eine stündliche Auflösung auf. Die einzelnen Perioden p sind jeweils Element des Prognosezeitraums \mathcal{P}^{INVEST} . Zeitreihen im Modell können hinsichtlich ihrer Gültigkeit bzw. Länge unterschieden werden. Beispielsweise gibt es stündliche Zeitreihen für einen Tag mit einer entsprechenden Länge von 24 (Stunden), aber auch stündliche Zeitreihen für ein gesamtes Simulationsjahr. Analog umfassen täglich aufgelöste Zeitreihen für ein vollständiges Simulationsjahr 365 Elemente. Im Falle von Zeitreihen mit einer geringeren als einer stündlichen Auflösung gelten die einzelnen Elemente für die jeweils zugewiesenen Stunden. Beispielsweise liegen Energieträgerpreise als Eingangsdaten in täglicher Auflösung vor (vgl. Abschnitt 5.2); in den einzelnen Stunden an den verfügbaren Tagen sind die Preise folglich konstant.

Die simulierten Marktgebiete besitzen ebenfalls verschiedene definierende Eigenschaften. Jedes Marktgebiet $m \in \mathcal{M}$ verfügt über eine Menge an Kraftwerksbetreiberagenten \mathcal{J}_m . Dies impliziert, dass jeder abgebildete Agent $i \in \mathcal{J}_m$ eindeutig einem Marktgebiet zugeordnet ist (1:n-Beziehung zwischen Marktgebiet und Agenten). Die Beziehung zwischen Kraftwerken bzw. Investitionsoptionen $j \in \mathcal{J}_i$ und Kraftwerksbetreibern ist analog festgelegt. Schließlich ist jedes Marktgebiet mit einer Menge an angrenzenden Marktgebieten $\mathcal{M}'_m \in \mathcal{M}$ verbunden. Die maximale unidirektionale Stromübertragungsmenge auf einem Interkonnektor zwischen m und m' pro Zeitschritt ist durch $Q_{(h,y),m \rightarrow m'}^{EX,max}$ festgelegt.

4.1.4 Informationstechnische Umsetzung

Die Implementierung erfolgt grundsätzlich mithilfe der objektorientierten Programmiersprache *Java*. Neben der *Java-Plattform*, *Standardausgabe (Java SE)* kommen verschiedene weitere frei verfügbare Java-Bibliotheken zum Einsatz (z. B. *Apache Commons Math*). Zur Lösung von Optimierproblemen wird der Solver *Gurobi* eingesetzt, welcher über eine Java-Programmierschnittstelle angebunden werden kann. Darüber hinaus werden die verschiedenen Eingangsdaten in einer *MySQL*-Datenbank gehalten und über eine geeignete Schnittstelle durch das Modell eingelesen. Exogene Modell- und Agentenparameter werden in zusätzlichen Dateien im *XML*-Format festgelegt. Nach dem Modellstart durch den Modellanwender erfolgt eine automatische Ausführung des Programms, wobei sich entsprechend dem „culture-dish“-Ansatz der agentenbasierten Simulation die Agenten autonom weiterentwickeln (vgl. Abschnitt 3.3.1). Die Modellergebnisse werden im Laufe bzw. am Ende der Simulation in verschiedenen Text-, Tabellenkalkulations- und Graphikdateien ausgegeben.

Bei der programmiertechnischen Umsetzung von Modelllogik und -konzepten wurden verschiedene Prinzipien der Objektorientierung ausgenutzt (z.B. Meyer 2009). Durch Vererbung und Festlegung von Schnittstellen (*Interfaces*) wird eine konsistente, teils abstrakte Definition von verwandten Agenten und Interaktionsmöglichkeiten erreicht.

Beispielsweise erben alle Agententypen von einer gemeinsamen Oberklasse auf der höchsten Ebene (`Agent`), wodurch alle Agenten über genau einen Namen verfügen und genau einem Marktgebiet zugeordnet sind. Weiter müssen beispielsweise alle Agenten, welche am Spotmarkt teilnehmen, das Interface `DayAheadTrader` implementieren, wodurch sichergestellt wird, dass alle notwendigen Methoden, unter anderem zur Angebotserstellung und zur Evaluation der Marktergebnisse, definiert werden. Gleichzeitig bedeutet dieses Vorgehen gerade eben nicht, dass alle Agenten die gleiche Ausgestaltung der Methoden besitzen müssen, sondern dass diese entsprechend ihrer Ziele und Funktionen unterschiedlich sein können. Dieses Prinzip wird in der objektorientierten Programmierung als *Polymorphie* bezeichnet. Mittels Klassen und Feldern werden schließlich die jeweils typgleichen Agenten, Ressourcen und Eigenschaften unterschiedlich ausgestattet. Von den entsprechend definierten Klassen können beliebig viele Instanzen erzeugt werden, so dass prinzipiell eine unterschiedliche Skalierung der abzubildenden Systeme erzielt werden kann.

Neben den Klassen zur Abbildung energiewirtschaftlicher Konstrukte (vgl. Abschnitt 4.1.3) gibt es weitere Hilfsklassen, unter anderem für Modellaufbau und -strukturierung (z. B. `PowerMarkets`, `MarketArea`), -ablauf (z. B. `Steps`, `MarketScheduler`, `MonteCarloScheduler`) und zur Ablage von Parametern (z. B. `ModelParameter`, `MarketAreaParameter`). Weiter werden die Ergebnisse während der Laufzeit in verschiedenen Klassen, welche Agenten, Ressourcen oder Marktgebieten zugeordnet sind, zwischengespeichert (z. B. `SocialWelfareEnergyMarket`). Die Ausgabe erfolgt mithilfe verschiedener Logger-Klassen (z. B. `MarketCouplingLogger`, `MonteCarloLogger`).

4.2 Abbildung der Spotmärkte für elektrische Energie einschließlich ihrer Kopplung

4.2.1 Übersicht über wesentliche Simulationsschritte

In den folgenden Abschnitten wird die Modellierung der Spotmärkte für elektrische Energie und deren Kopplung beschrieben. Dabei wird auf die Erstellung von Geboten durch die Marktteilnehmer, allen voran durch Kraftwerksbetreiber (Abschnitt 4.2.2 und Abschnitt 4.2.4), sowie auf den Ablauf der Marktkopplung (Abschnitt 4.2.3) eingegangen.

Die abgebildeten Spotmärkte stellen zunächst jeweils lokale Marktplätze in Form von Strombörsen dar, auf welchen Erzeuger und Verbraucher elektrische Energie anbieten bzw. nachfragen. Annahmegemäß erfolgt im Simulationsmodell der Handel der gesamten Nachfrage eines Marktgebiets über diesen Spotmarkt. Anders als in der Praxis gibt es somit nur einen Marktplatz, d. h. insbesondere auch nur eine Frist bis zur physischen Lieferung (vgl. Abschnitt 2.1.2.1). Der modellierte Spotmarkt folgt der Architektur von Day-Ahead-Märkten vereinfacht als Auktion mit einstündigen Lieferkontrakten für den Folgetag⁷⁰. Die im Rahmen

⁷⁰ Solange keine weiteren Annahmen hinsichtlich kurzfristiger Änderungen (z. B. Kraftwerksausfälle, Abweichung von Einspeiseprognosen) getroffen werden, ist eine Spezifizierung des Zeitpunktes der Spotmarktauktion im Grunde unerheblich (vgl. Fußnote 13).

der Spotmarkträumung implizit geschlossenen Verträge über die Lieferung und Abnahme elektrischer Energie stellen somit die einzigen derartigen Verpflichtungen der Stromhändler im Simulationsmodell dar. Für die Marktteilnehmer sind die sich ergebenden Spotmarktpreise insofern von zentraler Bedeutung, als diese entsprechende Umsatzerlöse bzw. Beschaffungskosten definieren. Von den simulierten Spotmarktpreisen, die für jeden Marktteilnehmer im jeweiligen Marktgebiet gelten, sind Strompreisprognosen, welche die Marktteilnehmer individuell im Rahmen der Gebotserstellung und Investitionsplanung erstellen, zu unterscheiden. Strompreisprognosen sind als Erwartungen der Agenten zu verstehen, welche zwar Grundlage für Entscheidungen (z. B. Durchführung einer Investition) darstellen, aber keine direkte Auswirkung auf die tatsächlich realisierten Erlöse und Kosten haben. Divergieren Prognosen und spätere Marktergebnisse, können sich getroffene Entscheidungen ex post als fehlerhaft herausstellen⁷¹.

Die Simulation sieht vor, dass jedes Marktgebiet einen eigenen lokalen Spotmarkt und gemäß dem Prinzip des Zonal Pricing einen einheitlichen Strompreis besitzt. Ist das Marktgebiet nicht Teil einer Marktkopplung, erfolgt eine entsprechend lokale Markträumung. Der Praxis in den meisten europäischen Strommärkten folgend wird jedoch in jedem Zeitschritt ein grenzüberschreitendes Engpassmanagement in Form von impliziten Auktionen der Interkonnektorenkapazitäten durchgeführt. Dies hat zur Folge, dass die Räumung der Spotmärkte für elektrische Energie nicht lokal, sondern zentral für das gesamte verbundene System abgehalten wird (vgl. Abschnitt 4.2.3).

Grundsätzlich müssen vor der Durchführung der Spotmarktsimulation die jeweils notwendigen Eingangsdaten eingelesen und aufbereitet werden. Beispielsweise müssen alle konventionellen Kraftwerke einem Betreiber zugeordnet sein und die jeweilige Verfügbarkeit bestimmt werden. Für die Stromnachfrage und Einspeisung aus EE sind die Zeitreihen ebenfalls vorzugeben. Eine Marktkopplung kann nur dann ausgeführt werden, wenn festgelegt ist, welche Marktgebiete teilnehmen, welche Interkonnektoren bestehen und wie hoch deren Übertragungsleistung ist.

Die Spotmarktsimulation wird als tägliche Auktion in stündlicher Auflösung durchgeführt. Der Betreiber der lokalen Strombörse (`DayAheadMarketOperator`) ruft dafür alle Marktteilnehmer (`DayAheadTrader`) zur Abgabe stündlicher Gebote für den Folgetag auf. Im Rahmen der Gebotserstellung drücken die als Agenten abgebildeten Marktteilnehmer ihre jeweiligen Präferenzen durch Erzeugungskosten bzw. Zahlungsbereitschaften aus. Im Falle einer Marktkopplung sammelt der zentrale Betreiber (`MarketCouplingOperator`) alle abgegebenen Gebote aus jedem Marktgebiet ein, aggregiert diese und führt die Markträumung durch. Das Marktergebnis setzt sich jeweils aus dem akzeptierten Volumen pro Gebot, den stündlichen Strompreisen pro Marktgebiet und den Stromaustauschmengen pro Interkonnektor zusammen. Die Ergebnisse werden den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt und bilden die Grundlage für den endgültigen Einsatzplan. Es erfolgen zudem eine

⁷¹ Prognosen werden im Weiteren formal durch einen Zirkumflex über der Variablenbezeichnung gekennzeichnet. Beispielsweise stellt $\hat{P}_{(h,y),m}$ eine Preisprognose für Jahresstunde h im Simulationsjahr y und Marktgebiet m dar.

Zwischenspeicherung der Ergebnisse und eine entsprechende Aktualisierung von Entscheidungsmodellen. Die Simulation wird anschließend mit dem nächsten Tag fortgeführt.

4.2.2 Gebotserstellung durch Agenten

4.2.2.1 Allgemeines Vorgehen

Alle Spotmarktteilnehmer erstellen nach dem Aufruf durch den Marktbetreiber für jede Stunde des Folgetages Gebote über den Verkauf bzw. Kauf elektrischer Energie⁷². Ein stündliches Gebot besteht aus einer endlichen Menge an Preis-Volumen-Tupeln; nach dem Preis geordnet kann daraus eine individuelle Gebotskurve entwickelt werden. Ein solcher 2-Tupel drückt aus, dass der Marktteilnehmer bereit ist, die jeweilige Strommenge zum definierten Preis zu verkaufen bzw. abzunehmen. Ein Gebot für Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchseinheit j in Stunde h' an Tag d kann folgendermaßen angegeben werden (vgl. Genoese 2010)⁷³:

$$\mathcal{B}_{(h',d),j}^{spot} = \left\{ \left(P_{(h',d),j,1}^{spot-bid}, Q_{(h',d),j,1}^{spot-bid} \right), \dots, \left(P_{(h',d),j,B}^{spot-bid}, Q_{(h',d),j,B}^{spot-bid} \right) \right\} \quad (4.1)$$

mit

\mathcal{B}^{spot}	individuelle Gebotskurve für den Spotmarkt als endliche Menge von 2-Tupeln mit Kardinalität B
$P^{spot-bid}$	Gebotspreis (Spotmarkt)
$Q^{spot-bid}$	Gebotsvolumen (Spotmarkt)

Die stündlichen Strommengen werden in MWh angegeben, wobei vereinbarungsgemäß Kaufgebote ein positives und Verkaufgebote ein negatives Vorzeichen besitzen. Die Preisangabe erfolgt in EUR/MWh mit vorgegebenen Minimal- und Maximalpreisen (z. B. -500 EUR/MWh und +3.000 EUR/MWh in Deutschland).

Auf dem Spotmarkt versuchen die Marktteilnehmer grundsätzlich, ihre Stromnachfrage kostenoptimal zu decken bzw. ihre potentiell erzeugbare Strommenge gewinnmaximierend zu verkaufen. Wie die im Modell abgebildeten Agenten dabei vorgehen, wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

⁷² Im Modell werden nur einfache Gebote für jeweils eine Stunde berücksichtigt. An der Strombörse EPEX SPOT können für das deutsche Marktgebiet darüber hinaus standardisierte oder benutzerdefinierte Blockgebote über mehrere Stunden (z. B. Baseload, Morning) abgegeben werden. Zudem ist es möglich sogenannte intelligente Blockgebote, auch Smart Blocks genannt, deren Ausführung von verschiedenen Vorbedingungen abhängig gemacht werden kann, zu handeln (EPEX SPOT 2015d; EPEX SPOT 2016a; vgl. Fußnote 41).

⁷³ Da für die Simulation des Spotmarktes jahresübergreifende Zusammenhänge im Allgemeinen keine Rolle spielen, wird in diesem Abschnitt aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Angabe des Jahresindex y verzichtet.

4.2.2.2 Kraftwerksbetreiber

Gemäß ökonomischer Theorie bieten Kraftwerksbetreiber in Wettbewerbsmärkten ihre Erzeugung zu Grenzkosten an (vgl. Abschnitt 2.1.2.1). Die Grenzkosten der Stromerzeugung setzen sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Bei der Erhöhung der Stromerzeugung um eine Einheit fallen zunächst (echt) variable bzw. arbeitsabhängige Erzeugungskosten für Brennstoffeinsatz, CO₂-Emissionszertifikate und sonstige Betriebskosten (z. B. für Hilfs- und Betriebsstoffe) an. Vereinfacht kann davon ausgegangen werden, dass diese Kosten auf einen einzelnen Zeitschritt (Stunde) beschränkt sind. Darüber hinaus gibt es unter anderem in Form von möglichen Anfahr- bzw. Abfahrvorgängen intertemporale Restriktionen beim Betrieb von Kraftwerken, welche nach Möglichkeit ebenfalls in den Gebotspreisen abzubilden sind. Da das Anfahren stillstehender Kraftwerke zusätzliche Kosten durch Brennstoffmehraufwand im Teillastbereich und Verschleiß verursacht, lohnt sich ein Anfahrvorgang nur, wenn die zusätzlichen zu erwartenden Erlöse in den Betriebsstunden ausreichend groß sind. Analoge Überlegungen sind bei einem möglichen Abschalten laufender Kraftwerke anzustellen. Gegebenenfalls werden durch einen Weiterbetrieb vorübergehend negative Deckungsbeiträge in Kauf genommen, um später erneut anfallende Anfahrkosten zu vermeiden. Zur Abschätzung potentieller Einsatzzeiten der Kraftwerke am Folgetag muss der Kraftwerksbetreiber eine Preisprognose erstellen.

Im Rahmen des Simulationsmodells erfolgt die Gebotserstellung grundsätzlich für jedes Kraftwerk einzeln. Zunächst bestimmen alle Kraftwerksbetreiberagenten für jedes Kraftwerk j in ihrem Portfolio die stündlich für den Spotmarkt zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung $Q_{(h',d),j}^{spot-bid}$. Dazu werden einerseits generell Verfügbarkeiten und andererseits Verpflichtungen aus den Reservemärkten berücksichtigt. Die (echt) variablen spezifischen Erzeugungskosten am jeweiligen Tag $c_{d,j}^{var}$ beinhalten Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Emissionszertifikate und sonstige variable Betriebskosten:

$$c_{d,j}^{var} = \frac{p_{d,j}^{fuel}}{\eta_j} + \frac{p_d^{CO_2} \cdot \varepsilon_j^{CO_2}}{\eta_j} + c_j^{O\&M} \quad (4.2)$$

mit

p^{fuel}	Brennstoffkosten (energieträgerspezifisch)
η	elektrischer Wirkungsgrad
p^{CO_2}	Kosten für CO ₂ -Emissionszertifikate
ε^{CO_2}	CO ₂ -Emissionsfaktor (energieträgerspezifisch)
$c^{O\&M}$	sonstige variable Betriebs- und Instandhaltungskosten

Zur Berücksichtigung von Anfahrkosten führt der Kraftwerksbetreiber eine Preisprognose für den Folgetag durch, um eine Abschätzung des stündlichen Deckungsbeitrags zu erhalten. Grundsätzlich gibt es verschiedene Methoden zur Preisprognose; im vorliegenden Simulationsmodell basiert die Prognose auf der direkten Schätzung fundamentaler Marktdaten und einer entsprechenden Markträumung. Dazu prognostizieren die Kraftwerksbetreiber für

jede Stunde des Folgetages die erwartete Residualnachfrage sowie die für den jeweiligen Tag erwartete Merit-Order. Der entsprechende Schnittpunkt definiert den erwarteten Preis in der jeweiligen Stunde. Zusätzlich kann ein möglicher Preiseffekt aufgrund einer Marktkopplung berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.2.4).

Mithilfe eines heuristischen Ansatzes versucht der Kraftwerksbetreiber, erwartete oder zu vermeidende Anfahrkosten auf die stündlichen Gebotspreise zu verteilen (vgl. Mirbach und Schuetze 2009; Genoese 2010). Im Falle eines Kraftwerks, welches zu Beginn des Auktionszeitraums abgeschaltet ist (z. B. Spitzenlastkraftwerk), schätzt der Agent ab, ob es am Folgetag zwischenzeitlich angefahren werden sollte. Das Anfahren des Kraftwerks erscheint dann rentabel, falls in einem Zeitraum des Folgetages (Startphase) ausreichend positive Deckungsbeiträge zu erwarten sind, um auch die anfallenden Startkosten zusätzlich zu Erlösen. Die erwarteten stündlichen Startkosten $c_{(h',d),j}^{start,actual}$ ergeben sich aus der Verteilung der gesamten Kosten eines Startvorgangs auf alle Stunden der Startphase entsprechend den stündlich erwarteten Deckungsbeiträgen:

$$c_{(h',d),j}^{start,actual} = \begin{cases} C_j^{start} \cdot \frac{(\hat{P}_{(h',d),j} - c_{d,j}^{var})}{\sum_{t=t_k^{start}}^{t_k^{end}} (\hat{P}_t - c_{d,j}^{var})} & \text{falls } \exists k \in \mathcal{K}_d^{start} \text{ mit } t_k^{start} \leq h' \leq t_k^{end} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.3)$$

mit

C^{start}	Kosten eines Startvorgangs
t^{start}	erste Stunde der jeweiligen Startphase
t^{end}	letzte Stunde der jeweiligen Startphase
\mathcal{K}^{start}	Menge aller Startphasen

Abbildung 4-3 (links) illustriert, wie anhand des Algorithmus mögliche Startkosten am Folgetag auf einzelne Stunden verteilt werden. An dem dargestellten Beispieltag treten zwei potentielle Startphasen auf. Während die erste Startphase voraussichtlich acht Stunden dauert, ist die zweite Startphase nur eine Stunde lang. Im Falle der einstündigen Startphase werden die gesamten Startkosten im Gebotspreis dieser einen Stunde berücksichtigt. Werden die verteilten Anfahrkosten in die Gebotspreise integriert und würde die Preisprognose dem tatsächlichen Marktergebnis entsprechen, würde das Kraftwerk am Folgetag einmal für die Stunden 7 bis 13 angefahren werden. Dabei wären die Deckungsbeiträge ausreichend groß, um die anfallenden Startkosten zusätzlich zu decken. Ohne Berücksichtigung von Startkosten würde zusätzlich das Gebot in Stunde 22 angenommen werden, was allerdings aufgrund der dann tatsächlich anfallenden Startkosten zu einem Verlust führen würde. Die zusätzlich im Gebotspreis berücksichtigten Kosten verhindern eine Gebotsannahme bzw. ermöglichen diese nur in solchen Fällen, in denen in der potentiellen Startphase ausreichend Deckungsbeiträge erwartet werden.

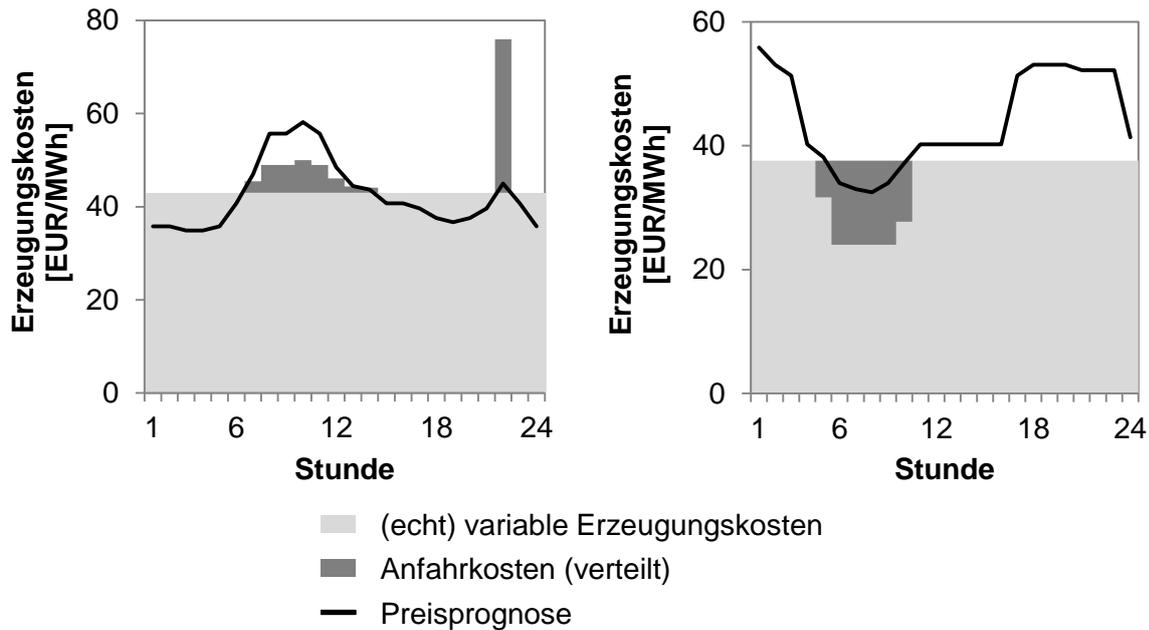


Abbildung 4-3 Beispielhafte Verteilung von Anfahrkosten auf Energiemarktgebote für den Folgetag (links: erwartete Anfahrkosten; rechts: vermeidbare Anfahrkosten)

Bei einem Kraftwerk, welches zu Beginn des Auktionszeitraums in Betrieb ist (z. B. Grundlastkraftwerk), werden vergleichbare Überlegungen angestellt, wenn Zeiträume erwartet werden, in denen der Marktpreis vorübergehend unter die variablen Erzeugungskosten fällt (Abschaltphase). In solchen Situationen erscheint ein Herunterfahren des Kraftwerks nur dann sinnvoll, wenn die erwarteten negativen Deckungsbeiträge die später anfallenden Startkosten betragsmäßig übersteigen. Falls dies nicht der Fall ist, ist der Kraftwerksbetreiber für den entsprechenden Zeitraum auch bereit, zu Preisen unterhalb der (echt) variablen Erzeugungskosten zu produzieren und entsprechende Verkaufsgebote einzustellen (Abbildung 4-3 rechts). Die Berechnung der vermeidbaren Anfahrkosten $c_{(h',d),j}^{start,avoided}$ erfolgt analog zu Gleichung 4.3 unter entsprechender Berücksichtigung der Menge aller Abschaltphasen $\mathcal{K}_d^{shutdown}$.

Die auf diese Weise bestimmten erwarteten oder zu vermeidenden Anfahrkosten werden für jede Stunde des Folgetages verrechnet:

$$c_{(h',d),j}^{start} = c_{(h',d),j}^{start,actual} - c_{(h',d),j}^{start,avoided} \quad (4.4)$$

Zusätzlich ist die Integration eines Mark-up-Faktors $c_{(h',d),j}^{markup}$ in den Preis der Spotmarktgebote möglich. Kraftwerksbetreiber können damit in Knappheitssituationen einen Aufschlag auf die bisher angesetzten Grenzkosten zur Fixkostendeckung berücksichtigen. Die optionale Verwendung ist gegenüber dem PowerACE-Grundmodell unverändert (vgl. Genoese 2010).

Der finale Gebotspreis ergibt sich folgendermaßen:

$$P_{(h',d),j}^{spot-bid} = c_{d,j}^{var} + c_{(h',d),j}^{start} + c_{(h',d),j}^{markup} \quad (4.5)$$

Dieser bildet zusammen mit dem Gebotsvolumen $Q_{(h',d),j}^{spot-bid}$ ein entsprechendes Verkaufsgebot für Kraftwerk j in Stunde h' des Tages d .

4.2.2.3 Andere Marktteilnehmer

Die Bietstrategien der anderen Marktteilnehmer werden im Simulationsmodell vereinfacht abgebildet. Es gibt für jedes Marktgebiet jeweils einen aggregierenden Nachfrage-, EE-, Pumpspeicher- und Stromaustauschhändler⁷⁴. Grundsätzlich werden die Gebote dieser Händler als preisunelastisch eingestellt, d.h. eine Gebotsannahme im Rahmen der Markträumung ist sichergestellt, wovon die folgenden Fälle jeweils eine Ausnahme bilden.

Übersteigt die Einspeisung aus EE die gesamte Nachfrage in einem Zeitschritt und sind die simulierten Interkonnektoren ausgelastet, kommt es annahmegemäß zu einer Abregelung der EE-Erzeugung. Folglich wird die akzeptierte Liefermenge vom eigentlichen Gebotsvolumen in Höhe der im jeweiligen Zeitschritt produzierbaren Energiemenge abweichen (vgl. Abschnitt 2.2.2.1).

Eine weitere Ausnahme kommt zum Tragen, wenn in einem Zeitschritt die lokale Nachfrage nicht gedeckt werden kann, aber gleichzeitig die exogenen Zeitreihen für den Stromaustausch mit nicht abgebildeten Marktgebieten einen Export vorsehen. In solchen Situationen wird unter der Annahme, dass in der Praxis derartige Handelsflüsse in Knappheitssituationen nicht auftreten, der Stromexport des Marktgebiets auf null gesetzt.

Eine Möglichkeit, eine preiselastische Nachfrage durch Abgabe einer entsprechenden Gebotskurve zu integrieren, wird in Ringler et al. (2015) beschrieben. Diese Option wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch nicht weiter genutzt, stattdessen wird eine volumenbasierte Reaktion der Nachfrage in Knappheitssituationen durch die Aktivierung von unterbrechbaren Versorgungsverträgen abgebildet (vgl. Abschnitt 2.2.1.2 und Abschnitt 4.5.1).

4.2.3 NTC-basiertes Market Coupling

Nachdem alle Marktteilnehmer ihre Gebote auf dem lokalen Spotmarkt für elektrische Energie abgegeben haben, wird die Markträumung durch den Betreiber der Marktkopplung durchgeführt. Der dafür eingesetzte Optimierungsalgorithmus hat die Maximierung der Wohlfahrt im Gesamtsystem unter Berücksichtigung der limitierten Übertragungskapazitäten zum Ziel.

⁷⁴ Der Austauschhändler handelt die erwarteten Strommengen, welche mit nicht explizit abgebildeten Marktgebieten ausgetauscht werden. Diese stündlichen Mengen stellen einen exogenen Modellinput dar (vgl. Abschnitt 5.3.3).

Durch die implizite Auktion erfolgt gleichzeitig eine Annahme bzw. Ablehnung der Energiemarktgebote sowie eine Bepreisung der begrenzten Übertragungskapazitäten. Ist ausreichend Übertragungskapazität vorhanden, kommt es zu einer Preisgleichheit; ansonsten ergeben sich im Sinne eines Zonal Pricing unterschiedliche Strompreise pro Marktgebiet.

Formal handelt es sich um ein lineares Optimierproblem mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung gemäß Gleichung 4.6 unter entsprechender Bestimmung der Annahmeraten für jedes Gebot und der Austauschmengen zwischen den Marktgebieten. Als Nebenbedingung muss jeweils gelten, dass die Kauf- und Verkaufsgebote maximal vollständig und minimal gar nicht erfüllt werden (Gleichung 4.7 und Gleichung 4.8). Weiter muss in jedem Marktgebiet ein Energiemengengleichgewicht erfüllt sein, indem sich die Summe aller akzeptierten Kaufgebote sowie der Exporte und die Summe aller akzeptierten Verkaufsgebote sowie der Importe entsprechen (Gleichung 4.9). Schließlich dürfen die Austauschmengen zwischen den Marktgebieten nicht die vorgegebenen Übertragungsgrenzen der Interkonnektoren übersteigen (Gleichung 4.10). Die Strompreise in den beteiligten Marktgebieten entsprechen den Schattenpreisen der jeweiligen Bedingung des Energiemengengleichgewichts (Gleichung 4.9). Die Marktkopplung wird in jeder Stunde h des jeweiligen Simulationsjahres durchgeführt⁷⁵.

$$\begin{aligned} \max_{q_d, q_s, Q_{m_1 \rightarrow m_2}^{EX}} \sum_{m \in \mathcal{M}} \left(\sum_{d \in \mathcal{B}_m^{spot-ask}} (p_d^{spot-bid} \cdot Q_d^{spot-bid} \cdot q_d) \right. \\ \left. + \sum_{s \in \mathcal{B}_m^{spot-sell}} (p_s^{spot-bid} \cdot Q_s^{spot-bid} \cdot q_s) \right) \end{aligned} \quad (4.6)$$

unter den Nebenbedingungen

$$0 \leq q_d \leq 1 \quad \forall d \in \mathcal{B}_m^{spot-ask}, \forall m \in \mathcal{M} \quad (4.7)$$

$$0 \leq q_s \leq 1 \quad \forall s \in \mathcal{B}_m^{spot-sell}, \forall m \in \mathcal{M} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} \sum_{d \in \mathcal{B}_m^{spot-ask}} (Q_d^{spot-bid} \cdot q_d) + \sum_{s \in \mathcal{B}_m^{spot-sell}} (Q_s^{spot-bid} \cdot q_s) + \sum_{m' \in \mathcal{M}_{m'}} Q_{m \rightarrow m'}^{EX} \\ - \sum_{m' \in \mathcal{M}_{m'}} Q_{m' \rightarrow m}^{EX} = 0 \quad \forall m \in \mathcal{M} \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$Q_{m_1 \rightarrow m_2}^{EX} \leq Q_{m_1 \rightarrow m_2}^{EX, max} \quad \forall m_1, m_2 \in \mathcal{M} \quad (4.10)$$

⁷⁵ Auf die Angabe der entsprechenden Zeitindizes wird im Folgenden aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

mit

q	Gebotsannahmerate
$\mathcal{B}_m^{spot-ask}$	Menge aller Nachfragegebote
$\mathcal{B}_m^{spot-sell}$	Menge aller Verkaufsgebote

Die Lösung des Marktkopplungsproblems liefert Marktergebnisse für alle Marktgebiete unter den entsprechenden Annahmen. Durch eine gezielte Variation der Übertragungskapazitäten können darüber hinaus in jedem Zeitschritt Sensitivitäten bzw. Indikatoren für die Vorteilhaftigkeit eines Market Coupling berechnet werden (vgl. Abschnitt 2.2.2.2 und Abschnitt 5.1.2).

Einerseits lässt sich unter der Annahme, dass die Interkonnektoren nicht existieren bzw. eine Übertragungsleistung von null besitzen, für jedes Marktgebiet der Markträumungspreis ohne Market Coupling $P_{h,m}^{*,isolated}$ bestimmen. Dazu wird jeweils der Algorithmus zur Markträumung ohne Kopplung herangezogen. Die so berechneten Preise dienen als Indikator für den Nutzen einer zusätzlichen sowie optimierten Kopplung mit anderen Marktgebieten. Im einfachsten Fall mit zwei Marktgebieten m_1 und m_2 muss dabei im Allgemeinen folgender Zusammenhang gelten:

$$P_{h,m_1}^* < P_{h,m_1}^{*,isolated} \implies P_{h,m_2}^* \geq P_{h,m_2}^{*,isolated} \quad (4.11)$$

Sinkt der Strompreis in einem Marktgebiet, muss gleichzeitig in dem anderen Marktgebiet der Preis steigen oder unverändert bleiben; der umgekehrte Fall gilt analog. Anders ausgedrückt kommt es durch die Marktkopplung zu einer Angleichung der Preise.

Andererseits erscheint auch die Konstellation eines vollständig gekoppelten bzw. integrierten Systems als besonders relevant. Dafür wird fiktiv ein Markt ohne Übertragungsgrenzen geräumt, indem der Algorithmus zur nationalen Markträumung für alle gesammelten Gebote ausgeführt wird, d. h. es entsteht ein einziges, aggregiertes Marktgebiet. Ergebnis ist ein gemeinsamer Marktpreis für alle Marktgebiete $P_h^{*,unlimited}$, welcher nicht größer bzw. nicht kleiner als das Maximum bzw. Minimum der eigentlichen Markträumungspreise über alle M Märkte ist:

$$P_h^{*,unlimited} \leq \max(P_{h,m_1}^*, \dots, P_{h,m_M}^*) \quad (4.12)$$

$$P_h^{*,unlimited} \geq \min(P_{h,m_1}^*, \dots, P_{h,m_M}^*) \quad (4.13)$$

Dieser einheitliche Marktpreis ist vergleichbar mit dem von der EPEX SPOT erstellten *European Electricity Index* (ELIX), welcher als Indikator für die Situation in einem vollständig integrierten Markt, bestehend aus den Marktgebieten Frankreich, Deutschland-Österreich und Schweiz, ohne Engpässe bzw. ohne deren Berücksichtigung bei der

Energiemarkträumung dient („Vision eines vollkommen integrierten europäischen Strommarktes“; EPEX SPOT 2016b).

Da im vorliegenden Simulationsmodell nur stündliche Gebote berücksichtigt werden, ist zur Markträumung der oben beschriebene Algorithmus ausreichend. Falls weitere Gebotstypen abgebildet werden, bedarf es einer entsprechenden Erweiterung des Markträumungsalgorithmus um zeitschrittübergreifende Nebenbedingungen. Wie das Optimierproblem beispielsweise mit Blockgeboten formuliert sein muss, kann unter anderem Meeus (2006), APX-ENDEX et al. (2010) und EPEX SPOT et al. (2016) entnommen werden.

4.2.4 Schätzung der erwarteten Preiseffekte einer Marktkopplung

Wie unter anderem in Abschnitt 2.2.2.2 erläutert, beeinflusst der grenzüberschreitende Stromhandel die Strompreise und damit die Einsatzentscheidung sowie schließlich die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber. Wird die Strommarktsimulation mit einer Marktkopplung ausgeführt, erfolgt daher eine Erweiterung der kurzfristigen Strompreisprognose der Kraftwerksbetreiber, so dass zusätzlich erwartete Preiseffekte aufgrund der Nachfrage- und Erzeugungssituation in den anderen Marktgebieten geschätzt werden können. Ist alleine die Prognose der lokalen Nachfrage- und Erzeugungssituation mit Herausforderungen verbunden, trifft dies umso mehr auf ein gekoppeltes Stromsystem zu. Im vorliegenden Simulationsmodell erfolgt eine möglichst zweckmäßige Abbildung; in der Praxis ist zu erwarten, dass der Aufbau von entsprechenden Kompetenzen und Modellen kostspielig ist.

Für die Erweiterung der Preisprognose wird auf eine Methode aus dem Bereich des überwachten Lernens (*supervised learning*)⁷⁶ zurückgegriffen. Mithilfe einer multiplen linearen Regression wird in jedem Zeitschritt und Marktgebiet der Preiseffekt der Marktkopplung $\hat{P}_{h,m}^{\Delta MC}$ (*Regressand*), ausgedrückt durch die Differenz zwischen dem im Rahmen der Marktkopplung simulierten Preis $P_{h,m}^*$ und dem fiktiven Preis eines isolierten Marktgebiets $P_{h,m}^{*,isolated}$, geschätzt. Die Residualnachfrage und die verfügbare konventionelle Erzeugungsleistung im Marktgebiet des Kraftwerksbetreibers sowie ein Knappheitsindikator für jedes direkt verbundene Marktgebiet in Form des Verhältnisses aus verfügbarer konventioneller Leistung und Residualnachfrage dienen als *Regressoren*. Die stündliche Schätzung basiert auf folgendem Zusammenhang:

⁷⁶ Überwachtes Lernen ist ein Konzept des *maschinellen Lernens*. Im Grunde sieht der Ansatz vor, dass aus einem bestehenden Datensatz mit Eingangs- und zugehörigen Ausgabedaten (*supervisory signal*) Zusammenhänge bestimmt bzw. erlernt werden. Zur Identifikation der Zusammenhänge können verschiedene Algorithmen verwendet werden (z. B. Regression, Support Vector Machine). Diese Klasse von Lernalgorithmen ist somit von den Konzepten des unüberwachten Lernens (*unsupervised learning*) und des bestärkenden Lernens (*reinforcement learning*) abzugrenzen (z. B. Russell et al. 2010).

$$\hat{P}_{h,m}^{\Delta MC} = \beta_1 \cdot Q_{h,m}^{RL} + \beta_2 \cdot Q_{h,m}^{S,max} + \sum_{m' \in \mathcal{M}'_m} (\beta_{m'} \cdot SCAR_{h,m'}) + \varepsilon \quad (4.14)$$

$$Q_{(h,m)}^{RL} = Q_{(h,m)}^D - Q_{(h,m)}^{S-RES} + Q_{(h,m)}^{EX} - Q_{(h,m)}^{PS} \quad (4.15)$$

$$SCAR_{h,m'} = \frac{Q_{h,m'}^{S,max}}{Q_{h,m'}^{RL}} \quad (4.16)$$

mit

β	Regressionskoeffizient
Q^{RL}	Residualnachfrage
$SCAR$	Knappheitsindikator
ε	Störgröße ($\sim N(0, \sigma^2)$)

Die Schätzung des Preiseffektes wird sowohl bei der Kurzfristprognose im Rahmen der Gebotserstellung für den Spotmarkt (vgl. Abschnitt 4.2.2.2) als auch bei der Langfristprognose im Rahmen der Investitionsplanung (vgl. Abschnitt 4.3.2) angewendet. Dazu wird die jeweilige Schätzung in jedem Zeitschritt zur vorher erstellten lokalen, auf einem Merit-Order-Modell basierenden Preisprognose $\hat{P}_{h,m}^{local}$ addiert:

$$\hat{P}_{h,m} = \hat{P}_{h,m}^{local} + \hat{P}_{h,m}^{\Delta MC} \quad (4.17)$$

Für die Prognose des Preiseffektes wird das Regressionsmodell an jedem Tag der Simulation durch eine entsprechende Aktualisierung mit den jüngsten Simulationsergebnissen verbessert. Auf diese Weise können die Agenten auftretende Entwicklungen im System berücksichtigen bzw. lernen.

Die Schätzung und Aktualisierung des Regressionsmodells wird mithilfe des *Recursive-Least-Squares*-Algorithmus (RLS-Algorithmus) umgesetzt. Basierend auf der Methode der kleinsten Quadrate findet der Algorithmus die entsprechenden Regressionskoeffizienten rekursiv. Dadurch eignet sich die Methode für eine regelmäßige Aktualisierung der zu schätzenden Parametern bei gleichbleibendem Rechenaufwand pro Zeitschritt. Zudem entfällt im Vergleich zu einer klassischen Regressionsschätzung jeweils für den gesamten Datensatz die Anforderung, alle Modelleingangsdaten stets zwischenspeichern. Eine neue Schätzung der Regressionskoeffizienten kann im Allgemeinen mithilfe folgender Gleichung durchgeführt werden (Schröder 2010):

$$\hat{\Theta}_{k+1} = \hat{\Theta}_k + \frac{\mathbf{P}_k \cdot \vec{x}_{k+1}}{\zeta + \vec{x}_{k+1}^T \cdot \mathbf{P}_k \cdot \vec{x}_{k+1}} \cdot (y_{k+1} - \vec{x}_{k+1}^T \cdot \hat{\Theta}_k) \quad (4.18)$$

mit

k	Rekursionsschritt
$\hat{\Theta}$	zu schätzende Parameter
\mathbf{P}	P-Matrix (Kovarianzmatrix)
\vec{x}	Eingangsdaten
ζ	Vergessensfaktor
y	tatsächliche Messwerte

Der erste Faktor des Produktes in Gleichung 4.18 wird als Verstärkungsvektor $\vec{\gamma}_{k+1}$ bezeichnet; der zweite Faktor als Korrekturterm. Der Korrekturterm repräsentiert die Differenz zwischen den letzten Messwerten und den Prädiktionen basierend auf den alten Schätzwerten. Der Vergessensfaktor $\zeta \leq 1$ im Verstärkungsvektor führt zu einem exponentiellen Vergessen früherer Eingangsdaten.

Die Berechnung der \mathbf{P} -Matrix kann ebenfalls rekursiv erfolgen:

$$\mathbf{P}_{k+1} = \frac{1}{\zeta} [\mathbf{P}_k - \vec{\gamma}_k \cdot \vec{x}_{k+1}^T \cdot \mathbf{P}_k] \quad (4.19)$$

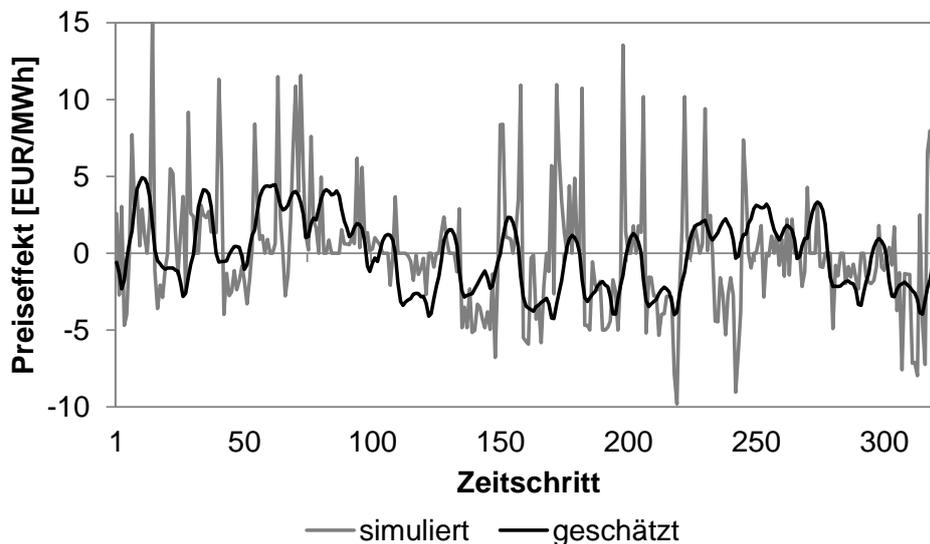


Abbildung 4-4 Vergleich einer mit dem RLS-Algorithmus geschätzten und einer simulierten Zeitreihe des Preiseffekts einer Marktkopplung

Auf die interessierende Preisprognose bezogen umfasst der Vektor der zu schätzenden Parameter mit dem Preiseffekt der Marktkopplung nur ein Element; der Vektor der Eingangsdaten besteht aus den jeweiligen Werten der oben definierten Regressoren. Der RLS-

Algorithmus erlaubt eine entsprechende *Online*-Schätzung des Regressionsmodells, d. h. rekursiv mit den Informationen aus dem letzten Zeitschritt als einzigem neuen Input.

Abbildung 4-4 zeigt beispielhaft, wie sich Schätzung und anschließende Simulation der Preisdifferenz durch die Marktkopplung verhalten. Dabei zeigt sich, dass der grundsätzliche Verlauf des Preiseffektes richtig abgebildet wird. Die Abschätzung von Spitzen des Preiseffektes fällt jedoch erwartungsgemäß weniger gut aus. Eine Weiterentwicklung in dieser Hinsicht kann in künftigen Forschungsarbeiten unternommen werden.

4.3 Simulation der Investitionsplanung

4.3.1 Übersicht über wesentliche Simulationsschritte

Neben dem kurzfristigen Verhalten der Agenten und der Kopplung von Marktgebieten ist zur Beurteilung von Erzeugungssicherheit in einem Stromsystem insbesondere die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks von Bedeutung. Dazu wird im folgenden Abschnitt beschrieben, wie Betreiber konventioneller Kraftwerke im Simulationsmodell Investitionsentscheidungen treffen. Die entsprechenden Investoragenten (`InvestorDynamic`) werden jeweils am Ende eines Simulationsjahres dazu aufgerufen, die erwartete Wirtschaftlichkeit ihres Kraftwerksparks zu beurteilen und gegebenenfalls strategische Änderungen daran vorzunehmen. Je nach Umfang und Umsetzungsdauer wirken sich die Entscheidungen im Rahmen der Investitionsplanung auf das jeweils im Spotmarkt vermarktete Kraftwerkportfolio und damit auf die Erzeugungssicherheit in den Folgeperioden aus. Das Simulationsmodell beinhaltet keine endogene Bestimmung der installierten Leistungen anderer Erzeugungs- und Nachfragetechnologien (z. B. Speicher, EE-Anlagen, abschaltbare Nachfrageprozesse).

Basierend auf den formulierten Anforderungen (vgl. Abschnitt 2.4 und Abschnitt 3.4) weist das entwickelte Modul zur Investitionsplanung folgende Eigenschaften auf:

- Abbildung verschiedener Entscheider mit individuellen Parametern,
- Auswahlmöglichkeit zwischen unterschiedlichen Technologieoptionen,
- Berücksichtigung von Realoptionen in der strategischen Einsatzplanung von Kraftwerken,
- Betrachtung von Preiseffekten geplanter Investitionen aufgrund einer begrenzten Preisnehmersituation,
- Berücksichtigung von Preiseffekten einer Marktkopplung in langfristigen Strompreisprognosen und
- Integration von Finanzierungsrestriktionen.

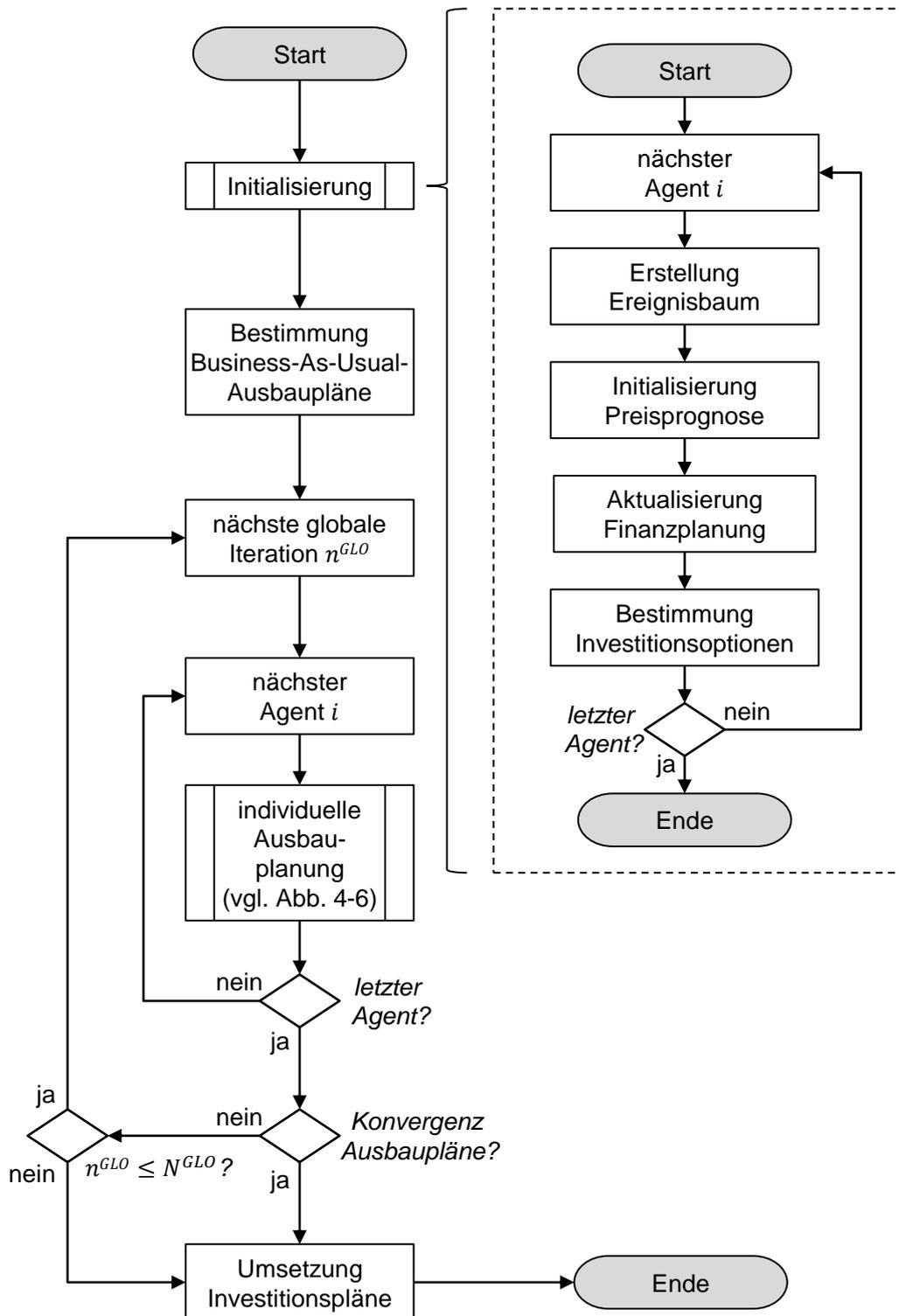


Abbildung 4-5 Schematische Übersicht über die Simulationsschritte der globalen Investitionsplanung

Darüber hinaus sind langfristige Strompreisprognosen von Unsicherheiten geprägt (z. B. hinsichtlich der Entwicklung der Gesamtstromnachfrage). Es wird dazu in Abschnitt 4.3.6.2 eine Möglichkeit vorgestellt, wie dieser Aspekt in das Simulationsmodell integriert werden kann. Da sich durch die entsprechende Berücksichtigung die Modellrechenzeiten deutlich verlängern und die Aussagekraft der später durchgeführten Modellergebnisse nicht

eingeschränkt wird, wird bei der Modellanwendung in Kapitel 6 auf eine Abbildung von unsicheren Einflussfaktoren verzichtet.

Für die Umsetzung des Investitionsmoduls kommen mehrere Methoden zum Einsatz, deren jeweiliger Aufruf entsprechend erfolgen muss. Grundsätzlich kann dabei zwischen einer *globalen* und einer *individuellen* Ebene der Investitionsplanung unterschieden werden. Auf der globalen Ebene werden zum einen Initialisierung sowie Abschluss der Investitionsplanung geregelt und zum anderen wird eine Wettbewerbssituation hinsichtlich der Kraftwerksinvestitionen nachgestellt. Die finale Ausgabe der Investitionsplanung besteht aus einem *Investitionsplan*⁷⁷ für jeden teilnehmenden Kraftwerksbetreiber bezüglich der Aktionen in der Folgeperiode.

Im Einzelnen werden auf der globalen Ebene folgende Schritte durchgeführt (Abbildung 4-5). Zur Initialisierung der Investitionsplanung bildet, falls umgesetzt, jeder teilnehmende Investor Erwartungen hinsichtlich der Entwicklung unsicherer Faktoren in Form eines Ereignisbaums (vgl. Abschnitt 4.3.6.2), führt eine erste Prognose der langfristigen Strompreise durch (Abschnitt 4.3.2), aktualisiert die Finanzplanung basierend auf den Marktergebnissen des abgelaufenen Simulationsjahres und bestimmt alle zur Verfügung stehenden Investitionsoptionen J . Nach der Initialisierung erfolgt die Bestimmung der sogenannten *Business-As-Usual-Ausbaupläne*, welche jeweils auf einer statischen Investitionsplanung basieren (Abschnitt 4.3.3). Ausgehend davon wird anschließend so lange iterativ eine Investitionsplanung auf Ebene der Kraftwerksbetreiber durchgeführt, bis ein globales Gleichgewicht hinsichtlich der geplanten Investitionen gefunden wird (Abschnitt 4.3.5). Die in einer individuellen Investitionsplanung bestimmten vorläufigen Investitionspläne werden allen Wettbewerbern zur Verfügung gestellt; anders ausgedrückt bilden sich die Investoren entsprechende Erwartungen über die Aktionen der anderen Marktteilnehmer. Diese Informationen sind jeweils wieder Input für die individuelle Planung auf Agentenebene in der folgenden globalen Iteration n^{GLO} . Sobald eine der beiden Abbruchbedingungen, Konvergenz der Investitionspläne oder Überschreitung der maximalen Iterationszahl N^{GLO} , greift, erfolgt eine Umsetzung der jeweils letzten Investitionspläne durch eine entsprechende Anpassung der Eigenschaften der betroffenen Kraftwerksobjekte.

⁷⁷ Ein Investitionsplan ist als Vektor aufzufassen, dessen Elemente die geplanten Aktionen für jede zur Verfügung stehende Investitionsoption in der Folgeperiode beschreiben. Im Rahmen der individuellen Ausbauplanung werden durch die Investoren *vorläufige* Investitionspläne erzeugt. Am Ende der Investitionsplanung auf globaler Ebene steht ein *endgültiger* Investitionsplan für jeden Investor.

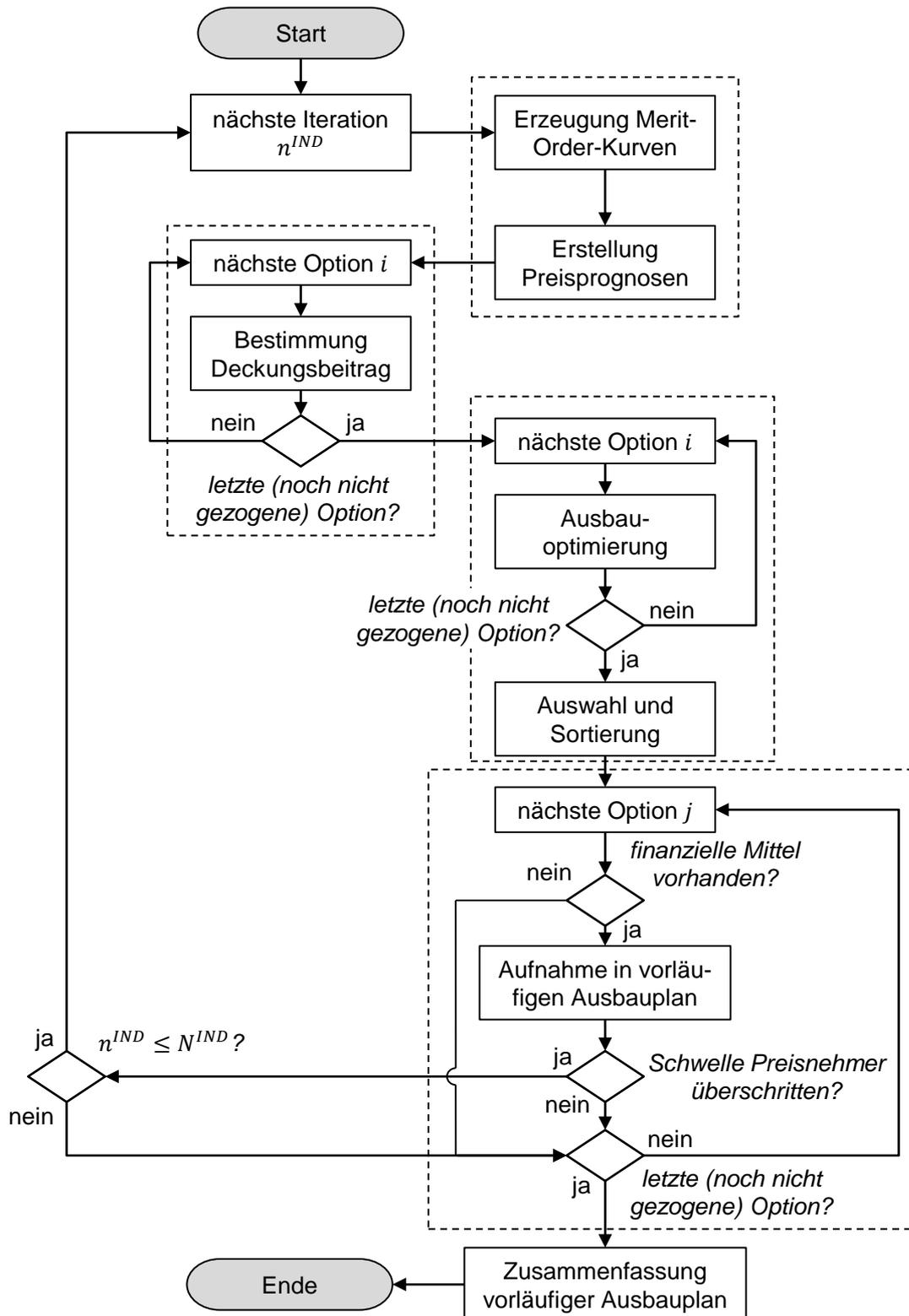


Abbildung 4-6 Schematische Übersicht über die Simulationsschritte der individuellen Investitionsplanung

Die individuelle Ausbauplanung auf Agentenebene umfasst ebenfalls mehrere Simulationsschritte (Abbildung 4-6). Zunächst erstellt der jeweilige Investor basierend auf den Erwartungen hinsichtlich der künftigen Merit-Order langfristige Preisprognosen in stündlicher Auflösung für den Detailplanungszeitraum. Die Erwartungen sind entsprechend der aktuellen globalen Iteration durch mögliche Investitionen der Wettbewerber sowie

entsprechend der aktuellen individuellen Iteration n^{IND} durch potentielle eigene Investitionen beeinflusst. Mithilfe eines Einsatzplanungsmodells kalkuliert der Investor für alle verfügbaren Technologieoptionen und Perioden den jährlichen Deckungsbeitrag im Betriebszustand. Die Investitionsplanung im engeren Sinn nutzt diese Informationen und ermittelt die optimalen strategischen Zustände der Investitionsoptionen. Solange finanzielle Mittel verfügbar sind, werden die attraktivsten Optionen ausgewählt. Ferner erfolgt eine Überprüfung, ob die bereits ausgewählten Optionen zu einer Beeinflussung zukünftiger Preise führen würden. Wird die dafür vorgegebene Schwelle überschritten, wird eine neue Iteration im Rahmen der individuellen Ausbauplanung initiiert. Dies führt dazu, dass die bisher noch nicht ausgewählten Investitionsoptionen in der nächsten individuellen Iteration mit einer angepassten Preisprognose erneut auf ihre Wirtschaftlichkeit hin geprüft werden. Die individuelle Ausbauplanung wird beendet, sobald alle verfügbaren Optionen optimiert wurden, keine finanziellen Mittel für weitere Investitionen vorhanden sind oder die maximale Anzahl an individuellen Iterationen N^{IND} erreicht ist. Am Ende steht ein vorläufiger Ausbauplan des jeweiligen Investors, der entsprechend dem globalen Ablauf der Investitionsplanung einen Input für die Planungen der anderen Investoren darstellt.

4.3.2 Umsetzung der langfristigen Strompreisprognose

Ob sich ein Investor beispielsweise für den Neubau eines Kraftwerks oder die Stilllegung einer bestehenden Erzeugungsanlage entscheidet, hängt wesentlich von den erwarteten Spotmarktpreisen ab. Um diese abschätzen zu können, stellen die Investoren im Rahmen der Investitionsplanung in jeder Iteration eine langfristige Strompreisprognose in stündlicher Auflösung an. Bei der Prognose werden Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen Merit-Order-Kurven, Anpassungen aufgrund technischer Kraftwerksrestriktionen, Preiseffekte durch Markkopplung und potentielle Knappheitsaufschläge berücksichtigt. Für jeden Investor ergibt sich die Langfristpreisprognose in Stunde h der Prognoseperiode p aus folgendem Zusammenhang⁷⁸:

$$\hat{P}_{(h,p)} = \hat{P}_{(h,p)}^{local} + \hat{P}_{(h,p)}^{\Delta tech} + \hat{P}_{(h,p)}^{\Delta MC} + \hat{P}_{(h,p)}^{\Delta markup} \quad (4.20)$$

mit

$\hat{P}^{\Delta tech}$	Preisanpassung aufgrund technischer Kraftwerksrestriktionen
$\hat{P}^{\Delta markup}$	Preisanpassung infolge Knappheitssituation

Im Folgenden wird beschrieben, wie ein einzelner Investor eine entsprechende Preisprognose erstellt. Grundsätzlich wird unterstellt, dass es sich bei der Entwicklung der fundamentalen Einflussfaktoren (z. B. Ausbau und Einspeisung der EE, Entwicklung der Brennstoffpreise) um öffentliche, d. h. allen Agenten zugängliche, Informationen handelt. Darüber hinaus bestehen verschiedene Möglichkeiten zur agentenspezifischen Parametrierung der

⁷⁸ Im Weiteren wird aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Angabe der Indizes für die aktuelle Iteration n^{GLO} und n^{IND} sowie für den Agenten i verzichtet. Da jeder Agent genau einem Marktgebiet m zugeordnet ist, entfällt im Folgenden entsprechend auch dieser Index.

Preisprognose, beispielsweise hinsichtlich der maximal erwarteten Spotmarktpreise im Betrachtungszeitraum. Erwartungen über die Entwicklung unsicherer Faktoren wären im Simulationsmodell ebenso als privat zu bezeichnen (vgl. Abschnitt 4.3.6.2).

Die abgebildeten Investoren gehen bei der Preisprognose im Wesentlichen analog zur Herangehensweise im Spotmarkt vor (vgl. Abschnitt 4.2.2.2). Zunächst erfolgt für jede Stunde des Prognosezeitraums die Schätzung der variablen Erzeugungskosten anhand der Erzeugungs- und Nachfrageerwartungen. Die für das jeweilige Jahr angenommene Merit-Order basiert dabei immer auf den Informationen der aktuellen globalen wie individuellen Iteration. Somit kommt es in der Preisprognose stets zu einer Berücksichtigung der zuletzt im Rahmen der Investitionsplanung erwarteten Investitionen des jeweiligen Investors sowie der Wettbewerber. Innerhalb einer Prognoseperiode wird die exogen vorgegebene durchschnittliche Jahresnichtverfügbarkeit der Kraftwerke über alle Monate invers zur Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Residualnachfrage verteilt, um dadurch mögliche Effekte der Revisionsplanung von Kraftwerksbetreibern zu abbilden. Die variablen Erzeugungskosten für Brennstoff, CO₂-Emissionszertifikate und sonstigen Betriebskosten stammen ebenfalls aus den vorgegebenen Daten und werden für jede Merit-Order-Stufe verrechnet (vgl. Gleichung 4.2). Die stündliche Prognose des Merit-Order-Modells ergibt sich aus den variablen Kosten des preissetzenden Kraftwerks. Welches Kraftwerk als preissetzend angenommen wird, bestimmt sich durch den Schnittpunkt zwischen Merit-Order und lokaler Residualnachfrage (vgl. Gleichung 4.15).

Das zugrunde liegende Merit-Order-Modell beruht auf verschiedenen Vereinfachungen. Insbesondere werden technische Restriktionen, die beim Betrieb von Kraftwerken auftreten, nicht berücksichtigt. Darunter fallen Start- und Abschaltvorgänge, welche zu einem höheren Verschleiß und Brennstoffeinsatz führen, sowie minimale Stillstands- und Betriebszeiten. Typischerweise beeinflussen solche Restriktionen Strompreise, so dass ein ausschließlich auf variablen Erzeugungskosten basierendes Merit-Order-Modell diese entweder unter- oder überschätzen kann. Beispielsweise müssen in Zeiten hoher Residualnachfrage Kraftwerke hochgefahren werden; die dadurch anfallenden Startkosten erhöhen tendenziell die Strompreise, was das bisherige Prognosemodell jedoch nicht beinhaltet. Wie in Geiger (2011) wird nach Erstellung des Merit-Order-Modells eine Korrektur aufgrund der fehlenden Berücksichtigung der genannten Restriktionen in Abhängigkeit der Residualnachfrage vorgenommen. Die Anpassung sorgt dafür, dass in Stunden, welche bezogen auf die durchschnittliche Residualnachfrage am jeweiligen Prognosetag $\bar{Q}_{(d,p)}^{RL}$ eine geringe Residualnachfrage aufweisen, die Prognose reduziert wird; bei hoher Residualnachfrage fällt die Anpassung positiv aus. Die Kalibrierung des Anpassungsfaktors erfolgt mithilfe eines linearen Regressionsmodells zur Schätzung des durchschnittlichen Fehlers, ausgedrückt durch die Differenz zwischen den mit dem Merit-Order-Modell geschätzten Strompreisen und denjenigen eines Kalibrierungsjahres, sowie der relativen stündlichen Residualnachfrage. Der numerische Wert der Anpassung $\hat{P}^{\Delta tech}$ in einer bestimmten Stunde innerhalb des Prognosezeitraums berechnet sich folgendermaßen:

$$\hat{P}_{(h',d,p)}^{\Delta tech} = \frac{Q_{(h',d,p)}^{RL}}{\bar{Q}_{(d,p)}^{RL}} \cdot \beta \quad (4.21)$$

Die Abschätzung des Preiseffektes durch die Marktkopplung wird analog zu Abschnitt 4.2.4 durchgeführt. Es werden dazu die zum Zeitpunkt der Prognoseerstellung, d. h. am Ende des abgelaufenen Simulationsjahres, aktuellsten Regressionskoeffizienten angesetzt. Die numerische Schätzung ergibt sich aus der entsprechenden Verrechnung der Regressionskoeffizienten mit den Prognosewerten.

Falls für den jeweiligen Investor implementiert, kann eine weitere Anpassung der bisherigen Prognose in Knappheitssituationen erfolgen. Wie in Abschnitt 2.1.2.1 ausgeführt, können bei Knappheit Strompreise über die bisher betrachteten Kosten ansteigen. Gründe dafür können ein Aufschlag zur Deckung von Fixkosten durch Spitzenlastkraftwerke bzw. die Ausübung von Marktmacht sein. Zur Schätzung des Knappheitsfaktors wird jeder Stunde der gerade betrachteten Periode des Prognosezeitraums eine diskrete Knappheitsstufe zugeordnet. Die Zuordnung erfolgt anhand der im jeweiligen Zeitschritt simulierten Knappheit $SCAR$, welche durch das Verhältnis aus verfügbarer Erzeugungsleistung und Residualnachfrage bestimmt ist (vgl. Gleichung 4.16). Für alle Elemente einer Knappheitsstufe wird die absolute Preisdifferenz zwischen der bisher dargestellten Prognose und einem historischen Kalibrierungsjahr bestimmt. Die durchschnittliche Preisdifferenz einer Knappheitsstufe $\sigma(SCAR)$ stellt schließlich den Knappheitsaufschlag dar und fällt typischerweise umso größer aus, je höher die Knappheit ist. Der Absolutwert für die Anpassung in einem Zeitschritt ergibt sich folgendermaßen:

$$\hat{P}_{(h,p)}^{\Delta markup} = SCAR_{(h,p)} \cdot \sigma(SCAR_{(h,p)}) \quad (4.22)$$

Der Wert der stündlichen Prognose $\hat{P}_{(h,p)}$ wird sowohl nach unten durch den minimal erwarteten Strompreis als auch nach oben durch die maximale Preiserwartung beschränkt. Diese Schranken können für die verschiedenen Investoren als individuelle Parameter vorgegeben werden.

Die so erstellte Preisprognose dient im nächsten Schritt der Abschätzung möglicher jährlicher Deckungsbeiträge aus der Vermarktung des jeweiligen Kraftwerks $j \in \mathcal{J}_i$ auf dem Spotmarkt. Bei der Einsatzplanung wird der Kraftwerkseinsatz vereinfachend als eine Reihe von Call-Optionen auf den stündlichen Deckungsbeitrag mit Preisnehmereigenschaft angenommen, woraus sich für die jeweilige Periode p und Kraftwerk j folgender kumulierter Deckungsbeitrag CM ergibt:

$$CM_{p,j} = \sum_{h \in \mathcal{H}_p} \max((\hat{P}_{(h,p)} - c_{(h,p),j}^{var}), 0) \quad (4.23)$$

Nach Durchführung der Preisprognose und Einsatzplanung besitzt jeder Investor in der jeweiligen Iteration Erwartungen hinsichtlich der jährlichen Deckungsbeiträge aller verfügbaren Investitionsoptionen.

4.3.3 Optimierung der strategischen Kraftwerkszustände und -aktionen

Im Rahmen der Investitionsplanung im engeren Sinn erfolgen sowohl die Bestimmung der optimalen strategischen Zustände für alle verfügbaren Investitionsoptionen als auch die Auswahl der in der Folgeperiode durchzuführenden Aktionen. Dabei werden verschiedene Realoptionen beim strategischen Kraftwerkseinsatz, mögliche Preiseffekte durch Investitionen sowie eine Beschränkung finanzieller Ressourcen berücksichtigt.

Für jede Investitionsoption werden die zukünftigen strategischen Zustände so bestimmt, dass der Kapitalwert maximiert wird. Für die Optimierung gelten dabei unter anderem die folgenden Nebenbedingungen. Aus strategischer Sicht kann ein Kraftwerk entweder in Betrieb sein, vorübergehend stillgelegt sein, endgültig stillgelegt sein oder eine noch nicht gebaute Neubauoption darstellen (vgl. Abschnitt 2.4.2). Die erlaubten Wechsel zwischen den Zuständen sind auf eine vordefinierte Matrix, die sogenannte Transformationstabelle (*state transformation table*), beschränkt. Jeder Zustand besitzt einen für die Optimierung vorgegebenen jährlichen Deckungsbeitrag. Für den Betriebszustand, d. h. wenn das Kraftwerk für die Vermarktung am Spotmarkt verfügbar ist, ergibt sich der Deckungsbeitrag aus dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Vorgehen; in den anderen Zuständen kann per Definition kein Deckungsbeitrag am Spotmarkt erwirtschaftet werden. Weiter fallen in jedem Zustand unterschiedlich hohe jährliche Fixkosten an, um den entsprechenden Zustand zu erhalten. Deren Höhe wird genauso wie die notwendigen Investitionen für mögliche Zustandswechsel exogen vorgegeben. Dadurch, dass die Preisprognose in der jeweiligen Iteration eigene bereits geplante Investitionsentscheidungen sowie die Erwartungen hinsichtlich der Investitionen durch Wettbewerber beinhaltet, kommt es bei dem entwickelten Ansatz implizit zu einer Berücksichtigung entsprechender Preiseffekte. Schließlich werden die erwarteten zukünftigen Zahlungsströme auf den Zeitpunkt der Investitionsplanung diskontiert.

Die mathematische Formulierung erfolgt in der jeweiligen Iteration für alle Investitionsoptionen als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierproblem mit dem Ziel der Maximierung zukünftiger Cash-Flows über alle betrachteten Perioden \mathcal{P}^{INVEST} . Die Zielfunktion für eine beliebige Investitionsoption $j \in \mathcal{J}_i$ ist folgendermaßen definiert:

$$\begin{aligned} \max_{\overrightarrow{state}_{p,j}, \overrightarrow{act}_{p,j}} \sum_{p \in \mathcal{P}^{INVEST}} \frac{1}{(1+r)^p} & \left[(\overrightarrow{CM}_{p,j})^T \cdot \overrightarrow{state}_{p,j} \right. \\ & \left. - (\vec{C}_j^{fix})^T \cdot \overrightarrow{state}_{p,j} - (\vec{C}_j^{inv})^T \cdot \overrightarrow{act}_{p,j} \right] \end{aligned} \quad (4.24)$$

mit

\overrightarrow{state}	strategischer Zustand
\overrightarrow{act}	durchgeführte Aktion

r	Diskontierungssatz
\overline{CM}	jährlicher Deckungsbeitrag pro Zustand
\vec{C}^{fix}	jährliche Fixkosten pro Zustand
\vec{C}^{inv}	annuisierte Investitionen pro Aktion

Der Cash-Flow einer Periode setzt sich aus einem möglichen Deckungsbeitrag, den Fixkosten im jeweiligen Zustand sowie möglicherweise anfallenden Investitionen aufgrund eines Zustandswechsels zusammen. Bei der Lösung des Problems sind folgende Nebenbedingungen einzuhalten. Der Zustandsvektor

$$\overrightarrow{state}_{p,j} = \begin{pmatrix} state_{p,j}^{op} \\ state_{p,j}^{moth'd} \\ state_{p,j}^{dec'd} \\ state_{p,j}^{new} \end{pmatrix} \quad (4.25)$$

beschreibt den aktuellen Zustand des Kraftwerks. Ein Kraftwerk kann entweder in Betrieb (*op*), eingemottet (*moth'd*) oder endgültig stillgelegt (*dec'd*) sein bzw. eine Neubauoption (*new*) darstellen. Die einzelnen Elemente des Zustandsvektors stellen jeweils Binärvariablen dar. Da ein Kraftwerk genau einen Zustand in einer Periode besitzt, muss die Summe über alle Elemente des Zustandsvektors eins betragen:

$$(1_n)^T \cdot \overrightarrow{state}_{p,j} = 1 \quad (4.26)$$

Im Aktionsvektor werden die in einer Periode ausgeübten Realloptionen festgehalten:

$$\overrightarrow{act}_{p,j} = \begin{pmatrix} act_{p,j}^{cont} \\ act_{p,j}^{moth} \\ act_{p,j}^{react} \\ act_{p,j}^{dec} \\ act_{p,j}^{build} \end{pmatrix} \quad (4.27)$$

Im Simulationsmodell sind die Aktionen Fortführung ohne Zustandsänderung (*cont*), Einmottung (*moth*), Reaktivierung (*react*), endgültige Stilllegung (*dec*) und Neubau erlaubt (*build*). Bei den einzelnen Vektorelementen handelt es sich ebenfalls um Binärvariablen und pro Periode kann genau eine Aktion ausgeführt werden. Analog gilt daher für den Aktionsvektor:

$$(1_n)^T \cdot \overrightarrow{act}_{p,j} = 1 \quad (4.28)$$

Eine Aktion ist durch den aktuellen und letzten Zustand des Kraftwerks entsprechend der Transformationstabelle (Tabelle 4-1) festgelegt:

$$\overrightarrow{act}_{p,j} = f(\overrightarrow{state}_{p-1,j}, \overrightarrow{state}_{p,j}) \quad (4.29)$$

Tabelle 4-1 Transformationstabelle für Übergänge zwischen strategischen Kraftwerkszuständen

	$state_{p,j}^{op} = 1$	$state_{p,j}^{mothd} = 1$	$state_{p,j}^{dec'd} = 1$	$state_{p,j}^{new} = 1$
$state_{p-1,j}^{op} = 1$	$act_{p,j}^{cont} = 1$	$act_{p,j}^{moth} = 1$	$act_{p,j}^{dec} = 1$	-
$state_{p-1,j}^{mothd} = 1$	$act_{p,j}^{react} = 1$	$act_{p,j}^{cont} = 1$	$act_{p,j}^{dec} = 1$	-
$state_{p-1,j}^{dec'd} = 1$	-	-	$act_{p,j}^{cont} = 1$	-
$state_{p-1,j}^{new} = 1$	$act_{p,j}^{build} = 1$	-	-	$act_{p,j}^{cont} = 1$

Beispielsweise können die Beibehaltung eines Zustands und eine Einmottung folgendermaßen beschrieben werden:

$$act_{p,j}^{cont} = \begin{cases} 1 & \text{falls } \overrightarrow{state}_{p-1,j} = \overrightarrow{state}_{p,j} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.30)$$

$$act_{p,j}^{moth} = \begin{cases} 1 & \text{falls } state_{p-1,j}^{op} = 1 \wedge state_{p,j}^{mothd} = 1 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.31)$$

Die Tabelle zeigt auch, dass für endgültig stillgelegte Kraftwerke ($state_{p-1,j}^{dec'd} = 1$) mit der Beibehaltung des Zustands nur eine Realloption zur Verfügung steht, d. h. eine Reaktivierung ist in zukünftigen Perioden ausgeschlossen.

Eine weitere Bedingung ergibt sich dadurch, dass die Umsetzung einer Aktion in bestimmten Fällen über einen endlich langen Zeitraum erfolgt. Für solche Fälle werden ein zusätzlicher Übergangszustand (z. B. „im Bau“) und entsprechende Zustandswechsel eingeführt. Im vorliegenden Modell wird für den Kraftwerksneubau eine technologiespezifische Konstruktionsdauer angenommen; eine Berücksichtigung von endlichen Umsetzungsdauern bei anderen Aktionen könnte zusätzlich integriert werden.

Im Falle einer stochastischen Optimierung muss sichergestellt werden, dass Entscheidungen nur auf den im entsprechenden Szenario verfügbaren Informationen basieren. Dies wird durch die Einhaltung zusätzlicher Restriktionen, der sogenannten Nichtantizipativitätsrestriktionen (*nonanticipativity constraints*), erreicht (z. B. Birge und Louveaux 2011; vgl. Abschnitt 4.3.6.2).

4.3.4 Auswahl der Investitionspläne

Im Anschluss an die Optimierung der Kraftwerkszustände und -aktionen für alle Investitionsoptionen erfolgt die Auswahl der wirtschaftlich attraktivsten Entscheidungsmöglichkeiten. Dafür werden zunächst nur die Investitionsoptionen als relevant erachtet, welche in der Lösung des Optimierproblems einen Zustandswechsel in der Folgeperiode vorsehen, d. h.

$$\vec{act}_{1,j} \neq \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Der Kapitalwert der optimalen Lösung NPV_j^* wird weiter um den Kapitalwert des Business-As-Usual-Ausbauplans NPV_j^0 bereinigt, um die absolute Wirtschaftlichkeit des Zustandswechsels ΔNPV_j zu schätzen:

$$\Delta NPV_j = NPV_j^* - NPV_j^0 \quad (4.32)$$

$$NPV_j^* = \sum_{p \in \mathcal{P}^{INVEST}} \frac{1}{(1+r)^p} \left[(\vec{CM}_{p,j})^T \cdot \vec{state}_{p,j}^* - (\vec{C}_j^{fix})^T \cdot \vec{state}_{p,j}^* - (\vec{C}_j^{inv})^T \cdot \vec{act}_{p,j}^* \right] \quad (4.33)$$

$$NPV_j^0 = state_{0,j}^{op} \cdot \left(\sum_{p \in \mathcal{P}^{INVEST} = \{p | p \leq T_j^{eco}\}} \frac{1}{(1+r)^p} [CM_{p,j}^{op} \cdot state_{p,j}^{op} - C_j^{fix,op}] \right) - (1 - state_{0,j}^{new}) \cdot \frac{1}{(1+r)^{T_j^{eco}}} \cdot C_j^{inv,dec} \quad (4.34)$$

mit

CM^{op}	Deckungsbeitrag im Betriebszustand
$C^{fix,op}$	jährliche Fixkosten im Betriebszustand
T^{eco}	angenommene wirtschaftliche Lebensdauer (in Jahren)
$C^{inv,dec}$	Stilllegungskosten

Für den Business-As-Usual-Ausbauplan eines Kraftwerks wird unterstellt, dass in der verbleibenden Lebensdauer keine Investitionen (z. B. Einmottung) stattfinden. Tabelle 4-2

zeigt die relevanten Berechnungsbestandteile in Abhängigkeit des Ausgangszustands der Investitionsoption $\overrightarrow{state}_{0,j}$.

Tabelle 4-2 Relevante Bestandteile bei der Berechnung des Kapitalwerts des Business-As-Usual-Ausbauplans

		$state_{0,j}^{op}$	
		1	0
$state_{0,j}^{new}$	0	<i>laufendes Kraftwerk</i> – zukünftige operative Cash-Flows – Stilllegungskosten – Laufzeit entsprechend technischer Lebensdauer	<i>eingemottetes Kraftwerk</i> – Stilllegungskosten
	1	(<i>nicht zutreffend</i>)	<i>Neubaumöglichkeit</i> – keine Investition angenommen ($\Leftrightarrow NPV_j^0 = 0$)

Es gilt $\Delta NPV_j \geq 0$, da sich durch die Optimierung entweder der Business-As-Usual-Ausbauplan ergibt oder eine Investitionspolitik bestimmt wird, mit welcher gegenüber dem Basisfall ein höherer Kapitalwert erreicht werden kann. ΔNPV kann weiter als Indikator für den Optionswert, welcher sich aus der Möglichkeit, zwischen verschiedenen strategischen Realoptionen zu wählen, ergibt, interpretiert werden.

Zur Bestimmung der relativen Vorteilhaftigkeit der verschiedenen Aktionen in der Folgeperiode wird die Kapitalwertrate (*profitability index*) herangezogen. Diese Art der Darstellung und Interpretation des Kapitalwerts kann dazu verwendet werden, die Rangfolge konkurrierender Investitionen zu ermitteln. Eine Konkurrenz zwischen Investitionsprojekten kann durch Beschränkung der verfügbaren finanziellen Mittel im Zeitpunkt der Investitionsplanung entstehen. Die Kapitalwertrate

$$PI_j = \frac{\Delta NPV_j}{C_j^{inv,*}} \quad (4.35)$$

setzt den möglichen Wertzuwachs ΔNPV_j ins Verhältnis zu den dafür notwendigen Investitionen $C_j^{inv,*}$. Gemäß der Entscheidungsregel werden schließlich die ermittelten optimalen Aktionen der Folgeperiode anhand der Kapitalwertrate in absteigender Reihenfolge sortiert und so lange ausgewählt, wie der Schwellwert für die Preisnehmerannahme nicht überschritten ist (vgl. Abschnitt 4.3.5) und finanzielle Mittel zur Verfügung stehen (vgl. Abschnitt 4.3.6.1; vgl. Abbildung 4-6).

4.3.5 Berücksichtigung von Preiseffekten aufgrund geplanter Investitionen

Kraftwerksneubauten und -stilllegungen wirken sich auf zukünftige Strompreise aus, indem es entsprechend zu einer Änderung der Merit-Order der Erzeugungsanlagen in einem Marktgebiet kommt. Die Stärke der Preisänderungen hängt einerseits von der Höhe der zusätzlichen bzw. reduzierten installierten Leistung und andererseits von der Form der Merit-Order-Kurve ab. Im Allgemeinen kann jedoch angenommen werden, dass ein Kraftwerksbetreiber bzw. Investor ab einem bestimmten Ausmaß der Veränderung nicht mehr als Preisnehmer auftritt. Dieser Effekt wird durch die begrenzte Teilbarkeit von Kraftwerksinvestitionen verstärkt (vgl. Abschnitt 2.4.1). Zwar ist die Preisprognose in der Investitionsplanung im engeren Sinn fixiert (vgl. Abschnitt 4.3.3), jedoch wird dieser Aspekt durch den entwickelten iterativen Ablauf der gesamten Investitionsplanung ansatzweise auf zwei Arten berücksichtigt.

Erstens werden mögliche Preiseffekte durch Investitionen des jeweiligen Investors dadurch integriert, dass im Rahmen der individuellen Ausbauplanung iterativ neue Preisprognosen bestimmt werden. Eine neue Iteration n^{IND} wird angestoßen, sobald ein Schwellwert hinsichtlich der kumulierten installierten Leistung der bereits ausgeübten Investitionen überschritten wird. Entsprechend Abbildung 4-6 werden die einzelnen Schritte innerhalb einer Iteration wiederholt, wobei die bereits ausgeübten Investitionen temporär als durchgeführt festgehalten werden. Folglich ergibt sich für jede Iteration eine neue Merit-Order, wodurch konsequenterweise die Preisprognosen und die erwarteten Deckungsbeiträge angepasst werden.

Zweitens erfolgt auf globaler Ebene der Investitionsplanung die Bestimmung eines Investitionsleichgewichts mithilfe eines iterativen Suchalgorithmus basierend auf Überlegungen aus dem Bereich der nichtkooperativen Spieltheorie (vgl. Chuang et al. 2001). Innerhalb einer globalen Iteration n^{GLO} versucht jeder Investor, die Investitionsentscheidungen, wie oben beschrieben, zu optimieren, während die erwarteten Aktionen der Wettbewerber als jeweils fixiert angenommen werden. Am Ende einer globalen Iteration verfügt jeder Investor über jeweils einen vorläufigen, d. h. für die aktuelle Iteration gültigen, Investitionsplan. Die Gesamtheit dieser Pläne bildet wiederum den Ausgangspunkt für die nächste globale Iteration und findet somit auch Eingang in die folgenden Iterationen auf Investorenebene und damit in die Preisprognosen. Investoren passen dadurch in jeder globalen Iteration ihre Erwartungen hinsichtlich der Investitionen der Wettbewerber an.

Nach jeder globalen Iteration werden die investorenspezifischen Investitionspläne der aktuellen Iteration n^{GLO} mit den bisherigen Plänen aus $(n^{GLO} - 1)$ verglichen. Stimmen die Investitionspläne aller Investoren überein, ist eine Konvergenz des Problems erreicht und die jeweils letzten Pläne werden umgesetzt. Diese Pläne stellen somit eine Gleichgewichtssituation hinsichtlich der geplanten Investitionsvolumina dar, vergleichbar mit einem Cournot-Mengengleichgewicht; Investoren können sich durch Änderungen an den Investitionsplänen nicht mehr besser stellen.

4.3.6 Weitere Modelleigenschaften

4.3.6.1 Investorensichtweise, Kapitalkosten und Finanzierung

Die im Rahmen der Investitionsplanung berechneten Kapitalwerte (vgl. Abschnitt 4.3.3 und Abschnitt 4.3.4) beziehen sich jeweils auf das gesamte Kraftwerksprojekt, d. h. zunächst wird keine Annahme bezüglich der Finanzierungsstruktur getroffen (*Entity-Verfahren*). Folglich handelt es sich bei den zu diskontierenden zukünftigen Zahlungsströmen um die gesamten freien Cash-Flows vor Steuern aus einer Investitionsoption, welche zunächst vollständig dem jeweiligen Kraftwerksbetreiber zufließen bzw. von diesem zu tragen sind. Die Diskontierung erfolgt anhand der *gewichteten Kapitalkosten*⁷⁹, welche sich aus den mit Buchwerten gewichteten Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten einschließlich einer steuerlichen Abzugsfähigkeit von Zinszahlungen ergeben.

Die Fremdkapitalkosten berechnen sich im Simulationsmodell aus dem gewichteten Durchschnitt der Kosten der einzelnen Fremdkapitalpositionen. Eine zusätzliche Abhängigkeit der Fremdkapitalkosten vom aktuellen Verschuldungsgrad wird nicht berücksichtigt (z. B. *Merton Model*; Merton 1974). Die einzelnen Zinshöhen sowie der Unternehmenssteuersatz sind ebenso wie die Renditeerwartungen der Eigenkapitalgeber exogen vorzugeben. Letztere könnten im Falle von börsennotierten Versorgungsunternehmen beispielsweise auch mithilfe des *Capital Asset Pricing Model* und empirisch ermittelter β -Werte als Indikator für das Unternehmensrisiko geschätzt werden.

Für jede umzusetzende Investition wird anschließend eine bestimmte Finanzierungsstruktur, d. h. Aufteilung zwischen Eigen- und Fremdkapital, angenommen. Zur Ermittlung des verfügbaren Eigenkapitals der Kraftwerksbetreiber wird in jeder Periode ein vereinfachter Jahresabschluss bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung, Bilanz sowie Kapitalflussrechnung erstellt (vgl. Anhang A.3). Es werden dafür nur Gewinne und Verluste aus dem Betrieb von Kraftwerken berücksichtigt⁸⁰. Dieser Modellaufbau führt zu einer Wechselwirkung zwischen dem aktuellen Kraftwerkspark und dem zukünftigen Erzeugungspotential eines Kraftwerksbetreibers; erwirtschaftet dieser durch den Betrieb seiner existierenden Kraftwerke Verluste, reduzieren sich die zur Verfügung stehenden Finanzmittel für neue Investitionen. Insgesamt ändern sich im Laufe der Simulation somit die Buchwerte für Eigen- und Fremdkapital und damit die gewichteten Kapitalkosten. Für jeden Agenten bedarf es der Vorgabe bestimmter Startbedingungen (vgl. Sánchez 2008).

4.3.6.2 Stochastische Abbildung von Fundamentalfaktoren der Strompreisbildung

Wie in Abschnitt 2.4 ausgeführt, handelt es sich bei der Investitionsplanung in der Praxis um eine Reihe von Entscheidungen unter Unsicherheit. Im Simulationsmodell kann dieser Aspekt für gesonderte Analysen zusätzlich in Ansätzen berücksichtigt werden. Zur

⁷⁹ Alternativ zu einem einzigen Kapitalkostensatz für das Gesamtunternehmen wäre beispielsweise auch der Ansatz technologiespezifischer Diskontierungszinssätze möglich.

⁸⁰ Vgl. Fußnote 48 zur Fiktion eines Independent Power Producer.

Veranschaulichung wird die entsprechende Modellabbildung anhand der Entwicklung des jährlichen Nachfragewachstums innerhalb eines Marktgebiets beschrieben. Die Überlegungen wären auch auf andere Einflussfaktoren übertragbar (z. B. Ausbaurate der installierten EE-Leistung, Brennstoffpreise).

Der jeweilige Investor bildet sich zu Beginn der Investitionsplanung für jeden stochastischen Faktor Erwartungen über die zukünftige Entwicklung. Die Grundlage dafür können beispielsweise historische Erfahrungen bzw. Verläufe liefern. Diese Erwartungen werden in Form eines rekombinierenden Binomialbaums bzw. Ereignisbaums festgehalten (z. B. Gorenstin et al. 1993; Pineau 2003; Botterud et al. 2005; Vásquez und Olsina 2010). Ein solcher Ereignisbaum zeichnet sich dadurch aus, dass in jedem Knoten Verzweigungen nach oben (positives Ereignis) und nach unten (negatives Ereignis) entsprechend der vorgegebenen Übergangswahrscheinlichkeit auftreten. Sind die Änderungsraten im Betrachtungszeitraum⁸¹ konstant, kommt es aufgrund der multiplikativen Kommutativität zu einer Rekombination der Knoten (Abbildung 4-7). Die zum Aufspannen des Binomialbaums notwendigen Parameter müssen vorgegeben werden. Ein Szenario ist als ein Pfad vom Anfangsknoten bis zu einem Endknoten definiert. Der Baum kann somit vollständig durch die Liste aller Szenarien beschrieben werden. Werden mehrere Faktoren auf diese Weise stochastisch modelliert, können diese zu einem gemeinsamen Ereignisbaum zusammengeführt werden.

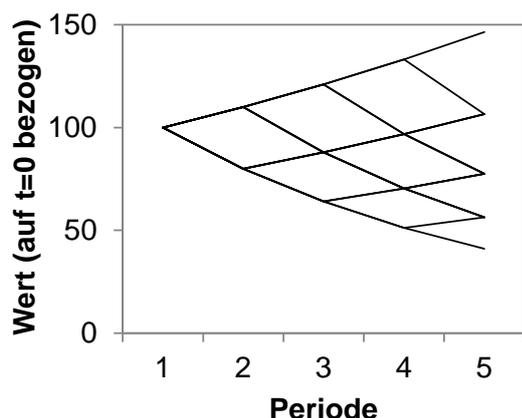


Abbildung 4-7 Beispiel für einen rekombinierenden Binomialbaum

Für die Investitionsplanung im engeren Sinn wird für jeden Knoten des Ereignisbaums anschließend eine Preisprognose erstellt. Im Falle eines stochastischen jährlichen Nachfragewachstums wird der Wert am entsprechenden Knoten verwendet, um das Profil der stündlichen Stromnachfrage im jeweiligen Jahr und Marktgebiet zu skalieren. Darauf basierend werden, wie in Abschnitt 4.3.2 dargestellt, die erwarteten Preise und Deckungsbeiträge geschätzt. Im Optimierproblem erfolgt die Berücksichtigung durch Erweiterung der Zielfunktion und Einführung der Nichtantizipativitätsrestriktionen.

⁸¹ Je nach Modellanforderungen kann der Baum auch nur für eine begrenzte Anzahl von Perioden aufgespannt werden. Danach werden die jeweils letzten Werte fortgeschrieben (vgl. Eager et al. 2012). Dies könnte insofern gerechtfertigt sein, als in späteren Perioden die Ungewissheit hinsichtlich der Eingangsdaten ohnehin nicht mehr handhabbar ist und der Fokus auf mögliche Entscheidungen in früheren Perioden liegt. Zudem führt dieses Vorgehen zu einer Beschränkung der Rechenzeit.

4.4 Implementierung einer strategischen Reserve

4.4.1 Grundsätzliche Umsetzung

Wie in Abschnitt 2.1.2.2 gezeigt, werden in Europa derzeit verschiedene Kapazitätsmechanismen diskutiert sowie umgesetzt. Das grundsätzliche Ziel dieser Mechanismen ist typischerweise die Erhöhung der Versorgungssicherheit im jeweiligen Marktgebiet. Allerdings können sich in gekoppelten Stromsystemen mit grenzübergreifenden Marktträumungsalgorithmen verschiedene Wechselwirkungen durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen ergeben (vgl. Abschnitt 2.5.1; z. B. Mastropietro et al. 2015; Ochoa und van Ackere 2015). In der vorliegenden Arbeit soll deshalb beispielhaft ein Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve in das Simulationsmodell integriert werden. Der Fokus der späteren Anwendung wird auf möglichen grenzüberschreitenden Effekten liegen. Während die grundsätzliche Funktionsweise und mögliche Wohlfahrtseffekte in Abschnitt 2.2.2.3 dargestellt wurden, wird im Folgenden die Modellimplementierung beschrieben.

Das Konzept der strategischen Reserve sieht vor, dass ein Teil der Erzeugungskapazitäten, im Weiteren ausschließlich in Form fossil befeuerter Kraftwerke, in einem Marktgebiet durch den entsprechenden Betreiber unter Vertrag genommen wird. Gemäß der Idee eines Kapazitätsmechanismus erhalten die Kraftwerkseigentümer dafür direkte Zahlungen zur Deckung der allein schon bei der Kapazitätsvorhaltung anfallenden Fixkosten. Eine Aktivierung dieser Reservekapazitäten durch den Betreiber erfolgt nur in Knappheitssituationen, deren Eintreten an bestimmte Kriterien gebunden ist. Dadurch wird eine zusätzliche Nachfragedeckung in der jeweiligen Situation erreicht. Grundsätzlich bleibt die Funktionsweise des Energiemarktes durch dieses Konzept erhalten, da Erzeugungskapazitäten der strategischen Reserve von einer Teilnahme am Energiemarkt ausgeschlossen sind.

Die von einer strategischen Reserve betroffenen Agenten umfassen die Kraftwerksbetreiber sowie den Reservebetreiber (`StrategicReserveOperator`). Am Anfang einer jeden Kontrahierungsphase erfolgt die Besorgung einer vorher festgelegten Menge an Erzeugungsleistung als strategische Reserve gemäß den definierten Teilnahmebedingungen. Im Simulationsmodell können nur zur Stilllegung angemeldete Kraftwerke teilnehmen. Gleichzeitig gilt für diese Kraftwerke ein Verbot der Rückkehr an den Energiemarkt.

Bei der Festlegung des Umfangs der strategischen Reserve im Kontrahierungszeitraum, im Modell auf ein Jahr festgesetzt, müssen verschiedene unsichere Faktoren geschätzt werden, weshalb die Dimensionierung eine zentrale Herausforderung bei der Parametrierung der strategischen Reserve darstellt. Grundsätzlich kann die Abschätzung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum anhand einer Gegenüberstellung der erwarteten sicheren Erzeugungsleistung und der erwarteten Spitzenlast erfolgen (vgl. Consentec 2012; vgl. Leistungsbilanz in Abschnitt 2.2.1.2). Bei der zukünftigen Erzeugungsleistung sind Kraftwerksstilllegungen sowie mögliche Beiträge durch EE-Anlagen und Pumpspeicherkraftwerke zu berücksichtigen. Für die Spitzenlast sollte auch eine Abschätzung

möglicher Lastverschiebungspotentiale bzw. des Aktivierungsvolumens unterbrechbarer Verträge vorgenommen werden.

Da die strategische Reserve auch als ein Mechanismus zur Kapazitätserhaltung verstanden werden kann, sollte bei der Dimensionierung tendenziell eine Überdimensionierung angestrebt werden (Consentec 2012). Im Falle einer Unterdimensionierung könnte es zu einer endgültigen Stilllegung von Kraftwerken kommen. Weil deren Reaktivierung ausgeschlossen wäre, stünde deren Erzeugungsleistung auch nicht mehr in späteren Jahren für eine strategische Reserve zur Verfügung. Die im Falle einer Überdimensionierung etwas höheren Kapazitätsszahlungen für die Aufrechterhaltung eigentlich nicht mehr wirtschaftlicher Kraftwerke könnten jedoch im Vergleich zu den Nachteilen von irreversiblen Stilllegungen weniger stark wiegen. Eine gewünschte Überdimensionierung lässt sich im Modell durch einen entsprechenden Faktor integrieren, jedoch erfolgt in der vorliegenden Arbeit keine normative Analyse in dieser Hinsicht.

Die Kontrahierung der Kraftwerke wird im Rahmen einer wettbewerblich organisierten Ausschreibung und Auktion durchgeführt. Kraftwerksbetreiber können für alle teilnahmeberechtigten Kraftwerke Gebote abgeben. Dabei stellen die Akteure grundsätzlich die Überlegung an, wie hoch die Vergütung für die Vorhaltung der jeweiligen Erzeugungsleistung mindestens ausfallen muss. In einem funktionierenden Wettbewerb bieten die Kraftwerksbetreiber mit den jeweiligen Fixkosten im Kontrahierungszeitraum. Der Auktionator wählt nach der Gebotsabgabe die kostengünstigsten Gebote aus und legt einen einheitlichen Kapazitätspreis fest.

Nach Durchführung der Auktion einschließlich Kraftwerkskontrahierung am Anfang jedes Simulationsjahres wird in jeder Stunde der Spotmarktsimulation geprüft, ob ein Einsatz der strategischen Reserve notwendig ist. Voraussetzung dafür ist eine Definition der Eintrittskriterien für eine Knappheitssituation durch die zuständigen Stellen (z. B. Regulierungsbehörde, Übertragungsnetzbetreiber). Grundsätzlich kann unterschieden werden, ob die Knappheit durch ein bilanzielles Ungleichgewicht oder durch Überschreiten einer vorgegebenen Preisschwelle am Spotmarkt für elektrische Energie⁸² ausgelöst wird. Die beiden Ansätze fallen zusammen, wenn für die Preisschwelle der maximal erlaubte Preis im Energiemarkt festgelegt wird. Im Simulationsmodell erfolgt eine Aktivierung der strategischen Reserve, wenn nach der Räumung des Spotmarktes die lokale Nachfrage nicht vollständig gedeckt ist, d. h. wenn $(Q_t^{ENS_1} - Q_t^{IC}) > 0$ gilt (vgl. Tabelle 2-1). In einer solchen Situation wird der Marktpreis im Modell automatisch auf den Maximalpreis gesetzt.

Der Abruf der Erzeugungsleistung wird im Rahmen einer zweiten Auktion geregelt, innerhalb welcher die Anlagen der strategischen Reserve ihre Leistung anbieten und so eine

⁸² Hinsichtlich der Höhe der Preisschwelle besteht in der Literatur keine Einigkeit. Während in Consentec (2012) zwingend gefordert wird, dass die Preisschwelle dem maximal erlaubten Börsenpreis entspricht, schlagen Neuhoff et al. (2013b) eine Bandbreite von 500 und 1500 EUR/MWh vor.

nachträgliche Markträumung herbeiführen⁸³. Die Auswahl der Kraftwerke erfolgt anhand der günstigsten Gebote, welche in einem Wettbewerbsmarkt den Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen. Wird ein Kraftwerk abgerufen, erhält der jeweilige Kraftwerksbetreiber eine Entschädigung für die jeweils anfallenden Arbeitskosten (vgl. Abschnitt 2.2.2.3).

Zusammengefasst zeigt sich, dass bei der gewählten Ausgestaltung die Rückkopplung einer strategischen Reserve auf den Energiemarkt relativ gering ist. Zum einen nehmen im Simulationsmodell nur Kraftwerke teil, welche ohnehin stillgelegt werden würden. Zum anderen kommt es durch die Aktivierungsregelung und die Preisgrenzen der strategischen Reserve zu keiner Anpassung der Energiemarktpreise.

4.4.2 Grenzüberschreitende Effekte

Trotz der geringen Rückwirkungen auf den lokalen Energiemarkt lassen sich mehrere mögliche systemweite Wechselwirkungen bei einer Einführung in einem gekoppelten Stromsystem identifizieren (z. B. Consentec 2012; Europäische Kommission 2013; Neuhoff et al. 2014; Meyer und Gore 2015; Neuhoff et al. 2015). Im Folgenden werden drei mögliche Interaktionen allgemein beschrieben; mit der grenzüberschreitenden Aktivierung wird zudem eine davon im Simulationsmodell abgebildet.

Grenzüberschreitende bzw. koordinierte Aktivierung

Im Rahmen einer Marktkopplung kann die Überlegung angestellt werden, ob die in einem Marktgebiet implementierte strategische Reserve auch für eine grenzüberschreitende Nutzung infrage kommt (z. B. Neuhoff et al. 2014). Primärer Einsatz der strategischen Reserve ist stets die Bedienung einer möglicherweise unbefriedigten Nachfrage im jeweiligen Marktgebiet. Sollte jedoch eine Situation auftreten, in welcher auch nach entsprechender lokaler Aktivierung freie Reserveleistung vorhanden wäre, könnten möglicherweise in gekoppelten Strommärkten zusätzlich Knappheitssituationen reduziert bzw. Nachfrager kostengünstiger bedient werden. In solchen Fällen würde die grenzüberschreitende Aktivierung der strategischen Reserve zu einer Erhöhung der Gesamtsystemwohlfahrt führen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass in Knappheitssituationen Interkonnektoren bereits im Rahmen des Market Coupling vollständig ausgenutzt werden, um Knappheiten zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Freie Übertragungsleistung ist folglich nur dann zu erwarten, wenn in mehreren Marktgebieten gleichzeitig Knappheiten auftreten.

Basierend auf diesen Überlegungen wird im Simulationsmodell geprüft, ob auch in direkt benachbarten Marktgebieten eine Knappheitssituation herrscht und ob gleichzeitig noch

⁸³ Auch für diese zweite Auktion ist eine Preisobergrenze vorzusehen. Im Simulationsmodell entspricht diese der Preisobergrenze des Energiemarktes. Anders führt beispielsweise in Belgien eine Aktivierung der strategischen Reserve zu einem *imbalance tariff* von 4.500 EUR/MWh (Elia 2015a), welcher über dem dort maximal erlaubten Gebotspreis im Day-Ahead-Markt von 3.000 EUR/MWh liegt.

Übertragungsleistung vorhanden ist. Falls die genannten Bedingungen erfüllt sind, erfolgt die Aktivierung der noch verfügbaren strategischen Reserve, solange in einem der gekoppelten Marktgebiete eine Knappheitssituation besteht (Abbildung 4-8). Die Handelsflüsse über die Interkonnektoren werden dementsprechend angepasst.

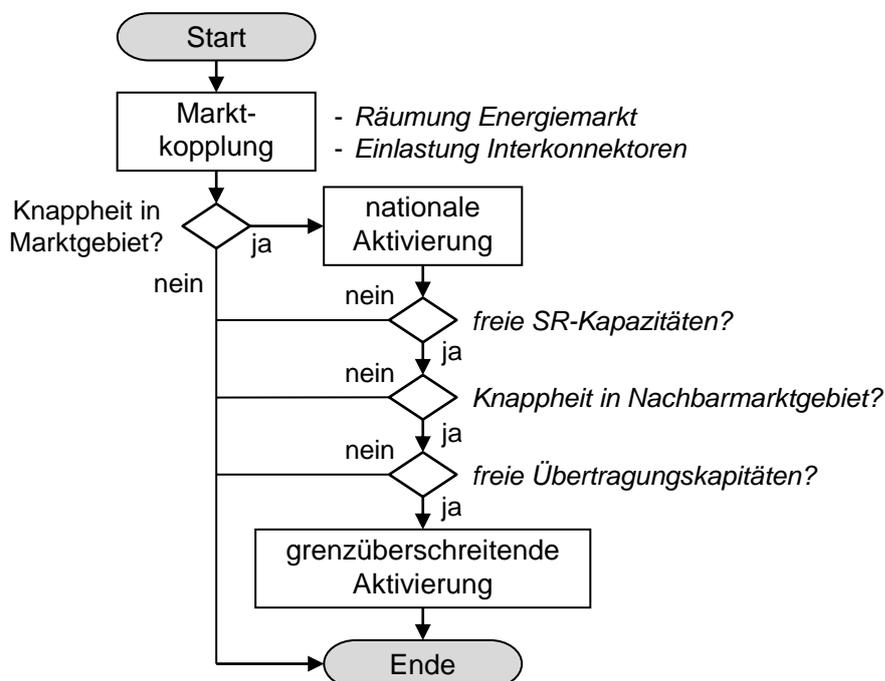


Abbildung 4-8 Schematischer Ablauf einer grenzüberschreitenden Aktivierung einer strategischen Reserve

Um eine solche grenzüberschreitende Aktivierung durchführen zu können, bedarf es in der Praxis einer Abstimmung auf verschiedenen Ebenen. Unter anderem sollte geregelt werden, wie die Kosten einer solchen Aktivierung verteilt werden (z. B. Beteiligung der Verbraucher in den Nachbarmarktgebieten).

Verzerrung des Energiemarktes durch eine preisbasierte Aktivierung

Wenn die Aktivierung durch eine Preisschwelle im Energiemarkt ausgelöst wird, kann es je nach Höhe des Ausübungspreises und Abrufregelungen dazu kommen, dass in einem Markt mit strategischer Reserve Importe mit höheren Erzeugungskosten bzw. Marktpreisen durch die Aktivierung der strategischen Reserve ersetzt werden. In einem benachbarten EOM reduziert sich dadurch der Handel und damit die Wohlfahrt. Es kommt folglich zu einer Wohlfahrtsverzerrung aufgrund eines asymmetrischen Marktdesigns (Meyer und Gore 2015).

Berücksichtigung von Interkonnektoren bei der Dimensionierung

Darüber hinaus ist die Rolle von Interkonnektoren bei der Dimensionierung einer strategischen Reserve zu klären. Bei einer rein lokalen Sichtweise geht die Interkonnektorenleistung nicht in die Ermittlung der gesicherten Erzeugungslleistung ein. Alternativ müsste bei einer grenzüberschreitenden Betrachtungsweise abgeschätzt werden, wie hoch die gesicherte Interkonnektorenleistung ausfiele. Die Stärke dieses Effektes hängt

maßgeblich davon ab, inwiefern die Spitzenlastzeiten in den einzelnen Marktgebieten zusammenfallen. Grundsätzlich treten diese nicht gleichzeitig auf, gleichwohl können relativ hohe Korrelationen zwischen den verschiedenen Marktgebieten bestehen. Trotzdem würde man bei der Dimensionierung der strategischen Reserve verglichen mit einer rein lokalen Sichtweise ein geringeres Volumen erreichen. Gleichzeitig kann das Risiko einer Unterschätzung ansteigen, da die künftige Verfügbarkeit der Interkonnektorenleistung nur geschätzt werden kann.

Zusammengefasst könnten durch eine entsprechende grenzüberschreitende Koordination einerseits negative Externalitäten vermieden (Abstimmung hinsichtlich der Aktivierungsregel) und andererseits zusätzliche positive Effekte hinsichtlich Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit (grenzüberschreitende Aktivierung, koordinierte Berücksichtigung von Interkonnektoren bei der Dimensionierung) erzeugt werden. Zwar ist eine entsprechende Koordination aufwendig (z. B. Rechtsrahmen, technische Regelung des Abrufs), dennoch sollten bei der Einführung einer strategischen Reserve grenzüberschreitende Wechselwirkungen in Betracht gezogen werden.

4.5 Messung von Erzeugungssicherheit

4.5.1 Implementierung der ausgewählten Indikatoren

Zur numerischen Messung von Erzeugungssicherheit mithilfe des Strommarktsimulationsmodells wird ein ausfallbasierter Ansatz, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, implementiert. Ein Ausfallereignis tritt in der Simulation dann auf, wenn in einem Zeitschritt und Marktgebiet keine vollständige Deckung der jeweiligen Nachfrage möglich ist. Eine solche Überprüfung wird anhand folgender Energiebilanzgleichung vorgenommen (vgl. Tabelle 2-1)⁸⁴:

$$Q_{(h,y),m}^{ENS_3} = Q_{(h,y),m}^D - Q_{(h,y),m}^S - Q_{(h,y),m}^{S-RES} - Q_{(h,y),m}^{PS} + Q_{(h,y),m}^{EX} - Q_{(h,y),m}^{IC} - Q_{(h,y),m}^{SR,act} - Q_{(h,y),m}^{OR} \quad (4.36)$$

Falls $Q_{(h,y),m}^{ENS_3} > 0$ gilt, wird von einem Ausfallereignis im entsprechenden Zeitschritt und Marktgebiet ausgegangen, da in einer solchen Situation die zur Verfügung stehenden Erzeugungsanlagen, deren Einsatz durch verschiedene Mechanismen geregelt wird, nicht die gesamte Nachfrage befriedigen können. Die Berücksichtigung von unterbrechbaren Verträgen $Q_{(h,y),m}^{IC}$, einer möglichen strategischen Reserve $Q_{(h,y),m}^{SR,act}$ sowie eines Einsatzes operativer Reserven $Q_{(h,y),m}^{OR}$ können dabei als Sensitivitäten im Vergleich zu einem reinen Energiemarkt betrachtet werden. Zur Bestimmung der relevanten Indikatoren für Erzeugungssicherheit (vgl.

⁸⁴ Der jeweilige Stromaustausch $Q_{(h,y),m}^{EX}$ setzt sich im Falle einer Marktkopplung aus dem endogen bestimmten Austausch mit gekoppelten Marktgebieten und dem exogen vorgegebenen Austausch mit anderen Marktgebieten (vgl. Abschnitt 5.3.3 und Fußnote 74) zusammen.

Tabelle 2-2) erfolgt die Überprüfung für eine bestimmte Periode, im Folgenden jeweils für ein Jahr. Tabelle 4-3 zeigt, wie die Kennzahlen im Rahmen einer deterministischen Betrachtung berechnet werden.

Tabelle 4-3 Indikatoren zur Messung von Erzeugungssicherheit

Berechnung		Einheit
$LOLE_{y,m} = \sum_{h \in \mathcal{H}_y} [Q_{(h,y),m}^{ENS_3} > 0]$	(4.37) ^a	<i>h/Jahr</i>
$LOLP_{y,m} = \frac{LOLE_{y,m}}{ \mathcal{H}_y }$	(4.38)	<i>1/Jahr</i>
$EENS_{y,m} = Q_{y,m}^{ENS_3} = \sum_{h \in \mathcal{H}_y} Q_{(h,y),m}^{ENS_3}$	(4.39)	<i>MWh/Jahr</i>

^a Darstellung mithilfe der Prädikatabbildung (z. B. Knuth 1992).

Zur Berechnung der Indikatoren für das Gesamtsystem, d. h. für alle gleichzeitig simulierten Marktgebiete, wird ein Ausfallereignis als solches registriert, wenn mindestens in einem der Marktgebiete ein lokales Ausfallereignis vorliegt. Eine Mehrfacherfassung findet nicht statt, so dass sich beispielsweise für die Anzahl der Ausfallereignisse innerhalb einer Periode $LOLE_{y,sys}$ folgende Berechnungsvorschrift ergibt:

$$LOLE_{y,sys} = \sum_{h \in \mathcal{H}_y} \min \left(\sum_{m \in \mathcal{M}} [Q_{(h,y),m}^{ENS_3} > 0], 1 \right) \quad (4.40)$$

4.5.2 Ablauf der probabilistischen Bestimmung von Erzeugungssicherheit (Monte-Carlo-Simulation)

Die bisherige Implementierung der Strommarktsimulation bezieht sich auf die Durchführung einzelner deterministischer Modellläufe. Jedoch unterliegen die verschiedenen Modelleingangsgrößen in der Realität zufälligen Schwankungen, welche sich über nichtlineare Zusammenhänge auf die Modellergebnisse auswirken können. Grundsätzlich lassen sich im Rahmen einer Energiesystemanalyse nicht alle Unsicherheiten abbilden und typischerweise ist auch eine analytische Berücksichtigung nur begrenzt möglich. In Fällen solch komplexer Systeme eignet sich daher die Anwendung einer Monte-Carlo-Simulation, eine Form der stochastischen Simulation, um statistisch robustere Aussagen über das Systemverhalten zu gewinnen. Die grundlegende Überlegung dieses Ansatzes ist die numerische Annäherung des Erwartungswerts einer zwar bekannten, aber im Allgemeinen nicht analytisch lösbaren Funktion auf eine Zufallsvariable Z durch wiederholte Zufallsziehung aus der Verteilung von Z und entsprechende Transformation der Zufallszahl. Gemäß dem Gesetz der großen Zahlen approximiert der empirische Mittelwert der Stichprobe den gesuchten Erwartungswert. Die Anzahl der Wiederholungen N^{MCS} bestimmt im Allgemeinen die Güte der Annäherung (z. B. Iacus 2008; Graham und Talay 2013).

Darauf basierend wird zur probabilistischen Bestimmung von Erzeugungssicherheit⁸⁵ das Simulationsmodell um die grundlegenden Schritte einer Monte-Carlo-Simulation erweitert (z. B. Billinton und Li 1994; Cepeda und Finon 2011; Li 2014). In Analogie zur allgemeinen Funktionsweise der MCS stellt die Durchführung der abgebildeten Spotmärkte einschließlich deren Kopplung im jeweils letzten Simulationsjahr eines Modelllaufs (vgl. Abbildung 4-1) die zugrunde liegende Abbildungsvorschrift dar. Durch diese werden die verschiedenen Eingangsdaten auf die resultierende Kennzahl für Erzeugungssicherheit abgebildet. Anstatt einer einzigen Durchführung mit deterministischen Eingangsdaten werden im Rahmen der in diesem Abschnitt vorgeschlagenen Weiterentwicklung Zufallsziehungen für mehrere stochastisch modellierte Eingangsdaten vorgenommen und die Abbildungsvorschrift darauf angewendet (*Monte-Carlo-Lauf*). Durch Wiederholung dieses Experiments sowie anschließender Mittelwertbildung ergibt sich eine Näherung des Erwartungswerts der Kennzahl für Erzeugungssicherheit.

Die grundlegenden Schritte jedes Monte-Carlo-Laufs zur Beurteilung von Erzeugungssicherheit umfassen dabei:

1. Bestimmung des Systemzustands für den probabilistisch betrachteten Zeitraum durch Simulation stochastischer Zeitreihen
2. Analyse des Systemzustands, insbesondere Überprüfung auf Ausfallereignisse, in jedem Zeitschritt
3. Berechnung relevanter Indikatoren für Erzeugungssicherheit
4. Aktualisierung der kumulativen Indizes über alle Monte-Carlo-Läufe.

Zur Durchführung der Monte-Carlo-Simulation müssen vor dem ersten Monte-Carlo-Lauf die entsprechenden Modelle bzw. Prozesse zur Beschreibung der stochastisch modellierten Eingangsgrößen kalibriert werden, was durch die Auswertung historischer Zeitreihen und Daten geschieht. Auf dieser Grundlage werden neue Zeitreihen in der notwendigen Auflösung erzeugt (vgl. Abschnitt 4.6), welche jeweils die neuen Eingangsdaten für die Spotmarktsimulation bilden. Anschließend wird für das jeweilige Jahr die tägliche Spotmarktauktion mit Marktkopplung erneut simuliert (vgl. Abschnitt 4.2). Durch die Zwischenspeicherung der Ergebnisse jedes Monte-Carlo-Laufs können nach Durchführung aller Monte-Carlo-Läufe Mittelwerte für die relevanten Indikatoren gebildet werden, z. B.

$$\overline{LOLE}_{Y^{end},m} = \frac{1}{N^{MCS}} \sum_{n^{MCS}=1}^{N^{MCS}} LOLE_{Y^{end},m,n^{MCS}} \approx E(LOLE_{Y^{end},m}) \quad (4.41)$$

In der vorliegenden Arbeit ist die Betrachtung unsicherer Eingangsdaten auf eine Auswahl begrenzt. Für die Monte-Carlo-Simulation werden jeweils Zeitreihen für die stündliche Stromnachfrage, für die stündliche Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen sowie aus PV-

⁸⁵ Gleichzeitig werden entsprechend dem Simulationsaufbau weitere Kennzahlen (z. B. Wohlfahrt, Strompreise) berechnet, auf welche jedoch in den folgenden Ausführungen und bei der Ergebnisdarstellung (vgl. Abschnitt 6.3.3) nicht explizit eingegangen wird.

Anlagen und für die tägliche Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke erzeugt. Dadurch kann zum einen die Residualnachfrage und zum anderen die Verfügbarkeit relevanter Erzeugungseinheiten variiert werden. Die geographische und zeitliche Auflösung der Eingangsdaten bleibt durch das Vorgehen unverändert. Die für die Zeitreihenerzeugung notwendigen Zufallsprozesse sind als unabhängig voneinander zu betrachten (vgl. Abschnitt 7.2.3). Alle übrigen Modelldaten werden für jeden Monte-Carlo-Lauf entsprechend der Szenariodefinition beibehalten (vgl. Abschnitt 5.1).

Der im Rahmen dieser Arbeit gewählte Ansatz ist vergleichbar mit der beabsichtigten Vorgehensweise von ENTSO-E zur Bewertung von Erzeugungssicherheit in Europa (ENTSO-E 2014a; ENTSO-E 2014b). Methodisch sieht der Vorschlag vor, dass unter anderem im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation verschiedene Eingangsgrößen durch geeignete Zufallsziehungen bestimmt werden könnten. Ein entsprechender Ansatz wurde auch durch das Pentilateral Energy Forum (2015) bei der Bewertung von Erzeugungssicherheit in Zentralwesteuropa verfolgt. Das verwendete Modell *Antares* kombiniert ein Optimiermodell zur Strommarktabbildung und eine Monte-Carlo-Simulation zur Analyse der Erzeugungssicherheit (Doquet et al. 2011).

4.6 Simulation stochastischer Zeitreihen

4.6.1 Stromnachfrage

Der folgende Abschnitt beschreibt einen Ansatz, um ausgehend von historischen Daten neue Zeitreihen für die aggregierte, stündliche Nachfrage in einem Marktgebiet stochastisch zu simulieren (*Nachfragemodell*). Grundsätzlich ist die Stromnachfrage auf Ebene eines Marktgebiets das Ergebnis einer Vielzahl von komplexen, individuellen Entscheidungen der Marktteilnehmer bzw. Endkunden. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren zählen die wirtschaftliche Aktivität und jahreszeitliche Wetterbedingungen, wodurch sich wiederum verschiedene charakteristische Zyklen ergeben. Die Stromnachfrage schwankt dabei mit einer gewissen Regelmäßigkeit innerhalb eines Tages (z. B. aufgrund üblicher Arbeits- bzw. Produktionszeiten), innerhalb einer Woche (z. B. zwischen Werktagen und Wochenende bzw. Feiertagen) und innerhalb eines Jahres (z. B. aufgrund der Nutzung elektrisch betriebener Heizungen oder Kühlanlagen je nach Jahreszeit). Daneben treten jedoch jederzeit vorübergehende Abweichungen von diesen Zyklen auf, welche beispielsweise auf kurzfristige Wettereinflüsse oder unerwartete Entscheidungen der Endkunden zurückzuführen sind. Ein Modell zur Nachfragesimulation sollte deshalb in der Lage sein, sowohl die zyklischen Eigenschaften der Nachfrage als auch zufällige Abweichungen davon abzubilden.

In der Literatur existieren verschiedene Ansätze zur stochastischen Modellierung einer Gesamtnachfrage auf Basis historischer Zeitreihen. Ein simpler Ansatz besteht darin, die Nachfrage in einem Zeitschritt durch Zufallsziehung aus einer Normalverteilung zu bestimmen. Den Erwartungswert der Verteilung bildet jeweils die Nachfrage im gleichen Zeitschritt eines zu wählenden Basisjahres; die Varianz ergibt sich aus der Standardabweichung der gesamten Zeitreihe des Basisjahres (Voumvoulakis et al. 2012).

Dieser Ansatz führt jedoch unter anderem zum teilweisen Verlust der Zyklizität der Stromnachfrage, da in jedem Zeitschritt eine unabhängige Zufallsziehung durchgeführt wird.

De Vries und Heijnen (2008) und Cepeda und Finon (2011) führen eine stochastische Simulation der jährlichen Wachstumsrate der Nachfragemenge durch. Dazu wird für jedes Jahr und jeden Monte-Carlo-Lauf eine Zufallsziehung aus einer vorgegebenen Dreiecksverteilung vorgenommen. Im Anschluss wird in jedem Zeitschritt innerhalb des Jahres die Lastdauerkurve des Vorjahres mit der Wachstumsrate skaliert. Für die Nachfragesimulation im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist dieses Vorgehen an dieser Stelle nicht anwendbar, da zum einen in der beabsichtigten Monte-Carlo-Simulation nur ein einzelnes Jahr betrachtet wird und zum anderen der Fokus auf die Abbildung zufälliger Abweichungen in der kurzen Frist gelegt wird. Ein vergleichbarer Ansatz könnte bei der Berücksichtigung von Unsicherheiten innerhalb der Investitionsplanung der Kraftwerksbetreiber eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 4.3.6.2).

Ein verbreitetes Vorgehen sieht die Zerlegung der Nachfrage in einen deterministischen Teil zur Abbildung von vorhersagbaren Zyklen und in einen stochastischen Teil vor. Unterschiede ergeben sich in der Literatur je nachdem, welche Zyklen berücksichtigt werden, wie diese entsprechend extrahiert werden und wie die zufällige Entwicklung der Residuen simuliert wird. Beispielsweise simulieren Aïd et al. (2009), Coulon und Howison (2009) und de Maere d'Aertrycke und Smeers (2010) eine repräsentative Stunde eines Tages, wodurch der untertägige Zyklus entweder ganz vernachlässigt (Coulon und Howison 2009) oder als deterministisch angenommen (de Maere d'Aertrycke und Smeers 2010) wird. Häufig wird dabei ein *Ornstein-Uhlenbeck-Prozess* zur Simulation verwendet (z. B. de Maere d'Aertrycke und Smeers 2010; Wagner 2012).

Der Umsetzung in dieser Arbeit liegt ebenfalls eine entsprechende Zerlegung gemäß dem folgenden additiven Grundmodell für eine beliebige Stunde h innerhalb eines Monte-Carlo-Laufs zugrunde:⁸⁶

$$Q_h^D = Q_h^{D,seas} + \tilde{Q}_h^D \quad (4.42)$$

mit

$Q^{D,seas}$	deterministischer saisonaler Nachfrageanteil
\tilde{Q}^D	zufälliger Nachfrageanteil

Die zur Bestimmung bzw. Schätzung der Summanden erforderlichen Schritte sind in Abbildung 4-9 schematisch dargestellt (vgl. Wagner 2012). Das Nachfragemodell besteht mit der Initialisierung und der eigentlichen Zeitreihengenerierung aus zwei Blöcken.

⁸⁶ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in Abschnitt 4.6 auf die zusätzliche Angabe des jeweiligen Index für das Jahr Y^{end} , für das Marktgebiet m und für den aktuellen Monte-Carlo-Lauf n^{MCS} verzichtet.

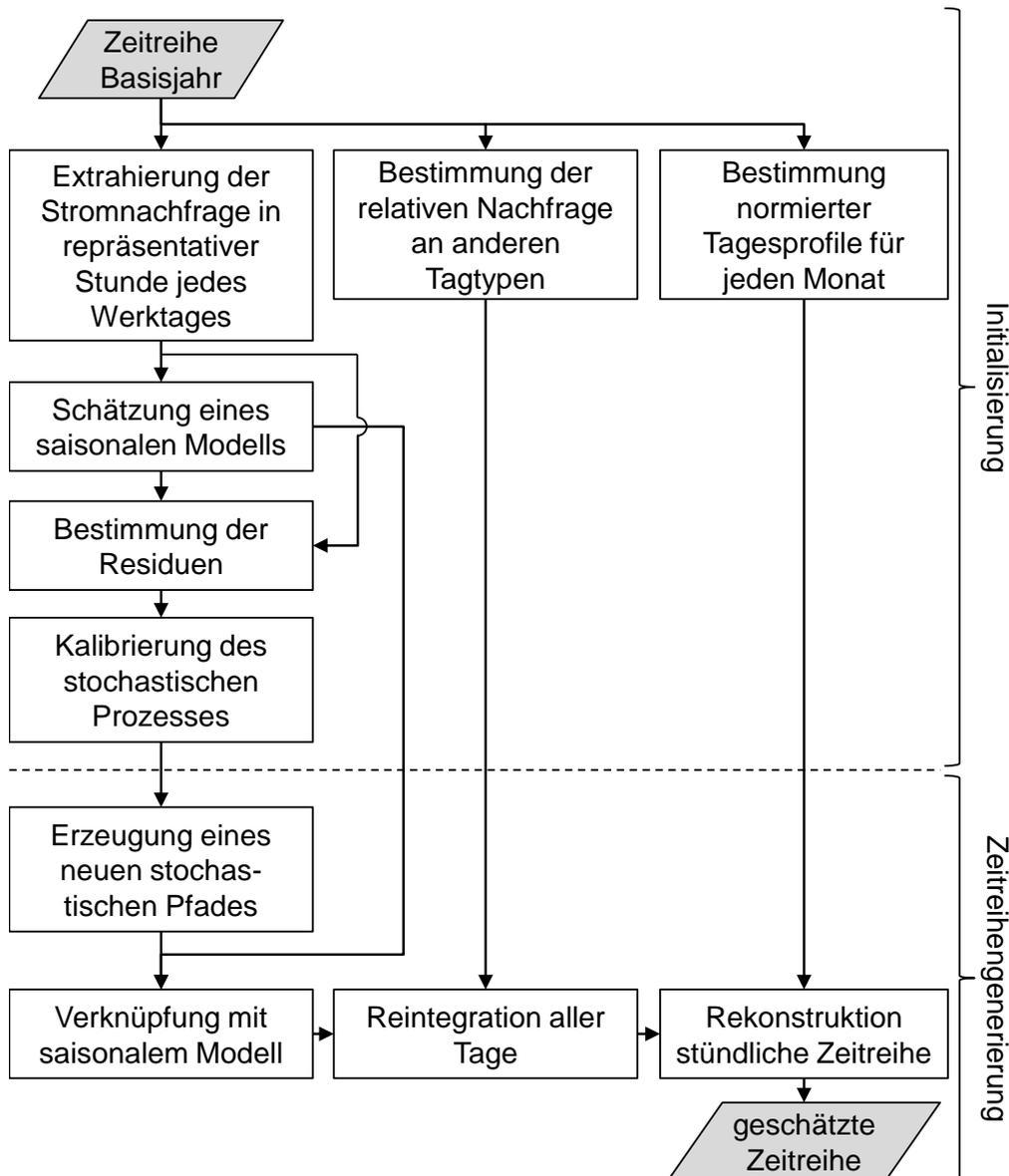


Abbildung 4-9 Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der stündlichen Stromnachfrage

Zunächst werden im Rahmen der Initialisierung die relevanten Rohdaten aus einer bestehenden Zeitreihe des Basisjahres extrahiert und verarbeitet. Dazu wird für das saisonale Modell an jedem Werktag die Stromnachfrage in einer repräsentativen Tagesstunde h^{rep} (im vorliegenden Fall 12:00-13:00 Uhr) ausgewählt. Aus dieser nun werktäglichen Zeitreihe werden anschließend jahreszeitliche Zyklen mithilfe einer *diskreten Fourier-Transformation* (DFT)⁸⁷ extrahiert. Eine DFT ermöglicht, das Frequenzspektrum von aperiodischen, diskreten Signalen x_t der Länge T darzustellen (z. B. Neubauer 2012). Die Transformationsvorschrift für den k -ten Spektralwert X_k ($0 \leq k \leq T - 1$) lautet im Allgemeinen:

⁸⁷ Für die Implementierung wird auf die sogenannte *schnelle Fourier-Transformation* zurückgegriffen. Dieser adaptierte Berechnungsalgorithmus nutzt Symmetrieeigenschaften der DFT aus und führt zu einem geringeren Berechnungsaufwand ($\mathcal{O}(T \cdot \log_2(T))$ statt $\mathcal{O}(T^2)$; Neubauer 2012).

$$X_k = \sum_{t=0}^{T-1} x_t \cdot e^{-j \cdot \left(\frac{2\pi}{T}\right) \cdot k \cdot t} \quad (4.43)$$

Eine Rücktransformation bzw. Synthetisierung des Signals wird durch die Anwendung der *inversen diskreten Fourier-Transformation* erreicht, indem eine Summe aus entsprechend der DFT-Koeffizienten kalibrierten harmonischen Schwingungen gebildet wird. Die Transformationsvorschrift für die Rücktransformation lautet im Allgemeinen:

$$\begin{aligned} x_t &= \frac{1}{T} \sum_{k=0}^{T-1} X_k \cdot e^{j \left(\frac{2\pi}{T}\right) \cdot k \cdot t} \\ &= \frac{1}{T} \sum_{k=0}^{T-1} X_k \cdot \left[\cos\left(\frac{2\pi}{T} \cdot k \cdot t\right) + j \cdot \sin\left(\frac{2\pi}{T} \cdot k \cdot t\right) \right] \end{aligned} \quad (4.44)$$

Wird bei der Rücktransformation nicht das gesamte Spektrum berücksichtigt, erfolgt eine Approximation des Ausgangssignals (Abbildung 4-10).

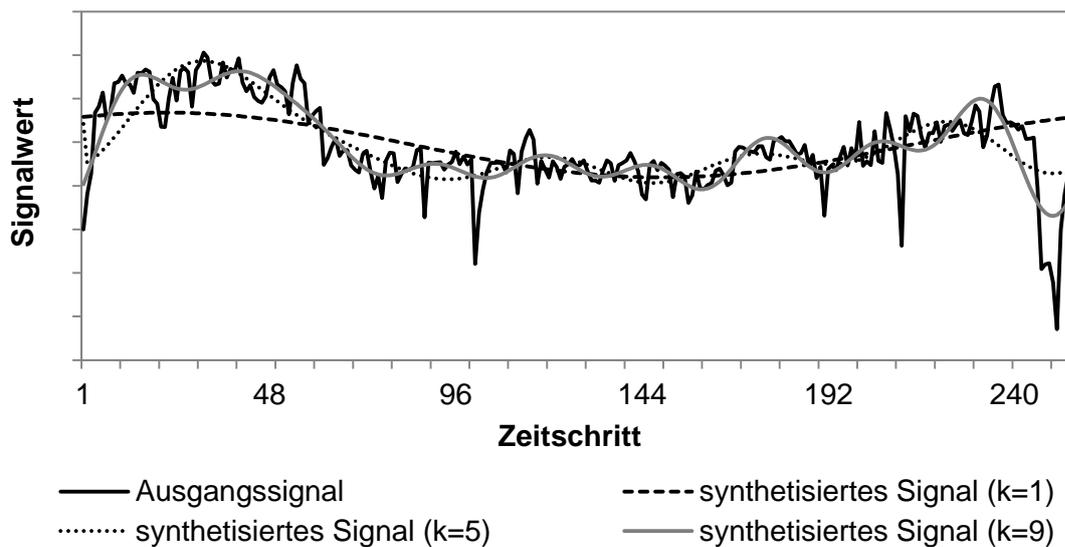


Abbildung 4-10 Rekonstruktion eines beliebigen Ausgangssignals mithilfe der inversen DFT unter Variation der Anzahl berücksichtigter Frequenzen

Für das Nachfragemodell werden diese Transformationseigenschaften genutzt, um ein saisonales Modell für werktägliche Nachfragewerte über ein Jahr zu bestimmen. Dieses saisonale Modell beinhaltet Zyklen, die als deterministisch angenommen werden. Durch eine entsprechende Rücktransformation kann anschließend eine aus mehreren harmonischen Schwingungen bestehende deterministische Zeitreihe geschätzt werden. Aus den Differenzen zwischen Eingangssignal und geschätztem saisonalen Modell zu jedem Zeitpunkt ergibt sich eine Zeitreihe von Residuen, deren Entstehung annahmegemäß als stochastisch betrachtet wird.

Mithilfe der täglichen Residuen wird im Anschluss ein Ornstein-Uhlenbeck-Prozess kalibriert (z. B. Hassler 2016). Dabei handelt es sich um einen normalverteilten, stationären stochastischen Prozess mit der Eigenschaft der Mittelwertrückkehr (*mean reversion*). Damit eignet er sich grundsätzlich zur Simulation von vorübergehenden, zufälligen Abweichungen einer Zeitreihe von einem Gleichgewichtsniveau. Der Prozess kann im Allgemeinen durch folgende Differentialgleichung beschrieben werden:

$$dx_t = \lambda(\mu - x_t)dt + \sigma dW_t \quad (4.45)$$

mit

μ	Mittelwert des Prozesses
λ	Rate der Mittelwertrückkehr (<i>mean reversion rate</i>)
σ	Volatilität
W_t	Standard-Wiener-Prozess

Der erste Term der Differentialgleichung bildet die Eigenschaft der Mittelwertrückkehr ab, der zweite den stochastischen Einfluss. Während λ dabei die Stärke der Rückkehrbewegung zum Mittelwert angibt, definiert σ die Stärke des stochastischen Einflusses. Die Schätzung der Prozessparameter μ , λ und σ erfolgt in der Arbeit mithilfe der Methode der kleinsten Quadrate. Dazu wird die Differentialgleichung exakt gelöst und eine lineare Beziehung zwischen aufeinanderfolgenden Beobachtungen unterstellt. Aus den Regressionskoeffizienten können die Parameter des stochastischen Prozesses abgeleitet werden (z. B. Iacus 2008).

Zusätzlich zum täglichen Modell für Werktage wird jeweils das durchschnittliche Verhältnis der Stromnachfrage an Samstagen und an Sonn- bzw. Feiertagen zu Werktagen berechnet. Damit lässt sich später wieder eine vollständige tägliche Zeitreihe für das gesamte Jahr rekonstruieren. Außerdem wird für jeden Monat das durchschnittliche, stündlich aufgelöste Tagesprofil bestimmt und auf den Monatsdurchschnitt in der repräsentativen Stunde normiert, wodurch am Ende wieder eine stündlich aufgelöste Zeitreihe erstellt werden kann.

Auf Basis des initialisierten Nachfragemodells kann für jeden Monte-Carlo-Lauf eine neue Zeitreihe für die stündliche Nachfrage in einem Marktgebiet generiert werden. Dazu wird zunächst ein neuer stochastischer Pfad für die werktägliche Abweichung der Stromnachfrage vom deterministischen Modell simuliert. Durch eine entsprechende additive Verknüpfung mit dem saisonalen Modell kann die Stromnachfrage an jedem Werktag in der repräsentativen Stunde des Tages geschätzt werden. Die Zeitreihe für alle Tage des jeweiligen Jahres wird durch ein entsprechendes Einfügen von Samstagen und von Sonn- bzw. Feiertagen unter Berücksichtigung der ermittelten relativen Stromnachfrage rekonstruiert. Zum Abschluss werden für jeden Tag die normierten Tagesprofile pro Monat mit der entsprechenden Stromnachfrage in der repräsentativen Stunde des Tages skaliert. Abbildung 4-11 zeigt beispielhaft mehrere stochastisch simulierte Nachfragezeitreihen.

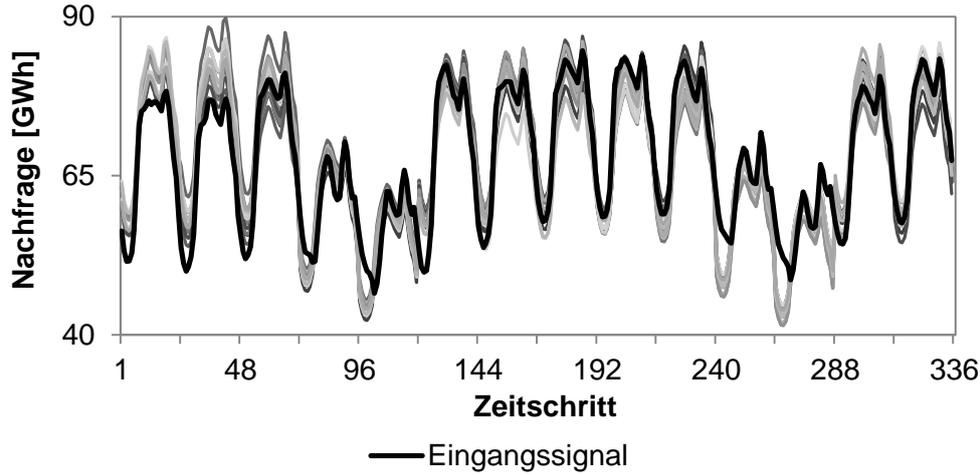


Abbildung 4-11 Zehn beispielhaft simulierte Zeitreihen für die stündliche Nachfrage auf Basis des gleichen Nachfragemodells

Übertragen auf das entwickelte Simulationsmodell kann eine stündliche Nachfragezeitreihe formal folgendermaßen generiert werden:

$$Q_{(h',d)}^D = Q_{(h',rep,d)}^D \cdot q_{(h',mo)}^{D,norm} \quad (4.46)$$

$$Q_{(h',rep,d)}^D = \begin{cases} Q_{(h',rep,d)}^{D,seas} + \tilde{Q}_{(h',rep,d)}^D & \text{falls } d \in \mathcal{D}^{WD} \\ \frac{(Q_{(h',rep,d-1)}^D + Q_{(h',rep,d+1)}^D)}{2} \cdot r^{TT/WD} & \text{falls } d \notin \mathcal{D}^{WD} \end{cases} \quad (4.47)$$

$$r^{TT/WD} = \begin{cases} r^{SAT/WD} & \text{falls } d \in \mathcal{D}^{SAT} \\ r^{HOL/WD} & \text{falls } d \in \mathcal{D}^{HOL} \end{cases} \quad (4.48)$$

$$Q_{(h',rep,d)}^{D,seas} = A \cdot \cos(2\pi f d + \delta) \quad (4.49)$$

$$d\tilde{Q}_{(h',rep,d)}^D = \lambda (\mu - \tilde{Q}_{(h',rep,d)}^D) dt + \sigma dW_{(h',rep,d)} \quad (4.50)$$

mit

mo	Monat
$q_{(h',mo)}^{D,norm}$	normierter Nachfragewert in Stunde des Tages h' und Monat mo
\mathcal{D}^{WD}	Menge aller Werkzeuge im Basisjahr
\mathcal{D}^{SAT}	Menge aller Samstage im Basisjahr
\mathcal{D}^{HOL}	Menge aller Sonn- bzw. Feiertage im Basisjahr
$r^{SAT/WD}$	durchschnittliches Verhältnis der Stromnachfrage an Samstagen zu Werktagen
$r^{HOL/WD}$	durchschnittliches Verhältnis der Stromnachfrage an Sonn- bzw.

Feiertagen zu Werktagen

 A, δ, f Parameter der harmonischen Schwingung

4.6.2 Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen

Neben der Stromnachfrage soll im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation auch die stündliche Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen für das jeweilige Marktgebiet stochastisch simuliert werden (*Windmodell*). Dazu werden die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Prinzipien in Bezug auf das deterministische saisonale Modell und das stochastische Modell für die entstehenden Residuen mit einigen Anpassungen erneut angewendet (vgl. Wagner 2012).

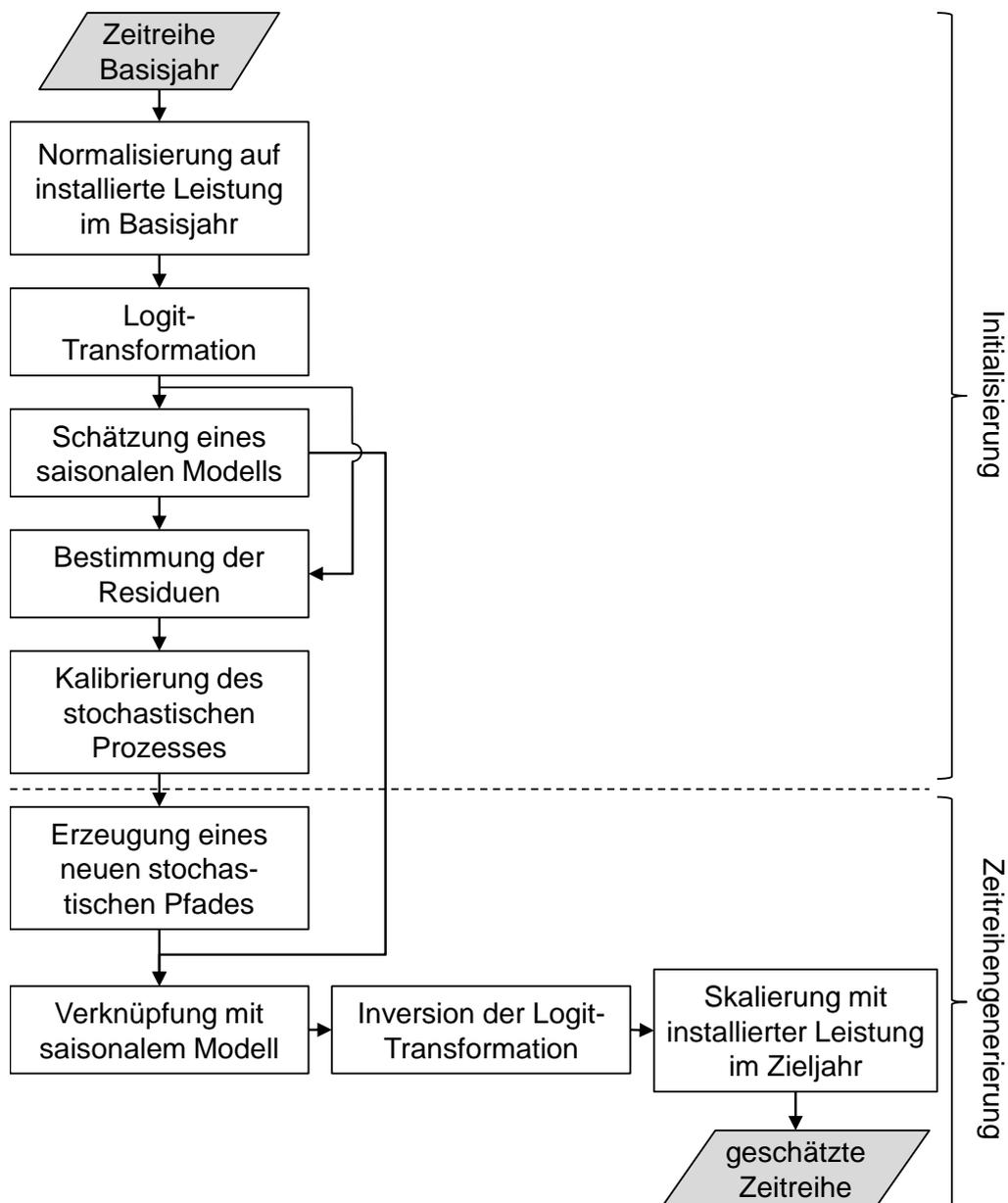


Abbildung 4-12 Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen

Die Simulation setzt dabei nicht, wie häufig in der Literatur anzufinden, bei der Modellierung von Windgeschwindigkeiten an (z. B. Torres et al. 2005; Carta et al. 2009), sondern ermöglicht eine direkte Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung (z. B. Keles et al. 2013). Abbildung 4-12 zeigt schematisch die Einzelschritte.

Im Rahmen der Initialisierung des Windmodells wird zunächst die Einspeisezeitreihe des Basisjahres auf die durchschnittlich installierte Leistung normalisiert. Eine Logit-Transformation⁸⁸ der normalisierten Zeitreihe führt zu einer besseren Approximation der Häufigkeitsverteilung der späteren Residuen an eine Normalverteilung. Analog zum Nachfragemodell wird zur Abbildung eines jahreszeitlichen Zyklus ein saisonales Windmodell durch Anwendung einer DFT mit anschließender Inversion unter Berücksichtigung einer harmonischen Schwingung bestimmt (Abbildung 4-13).

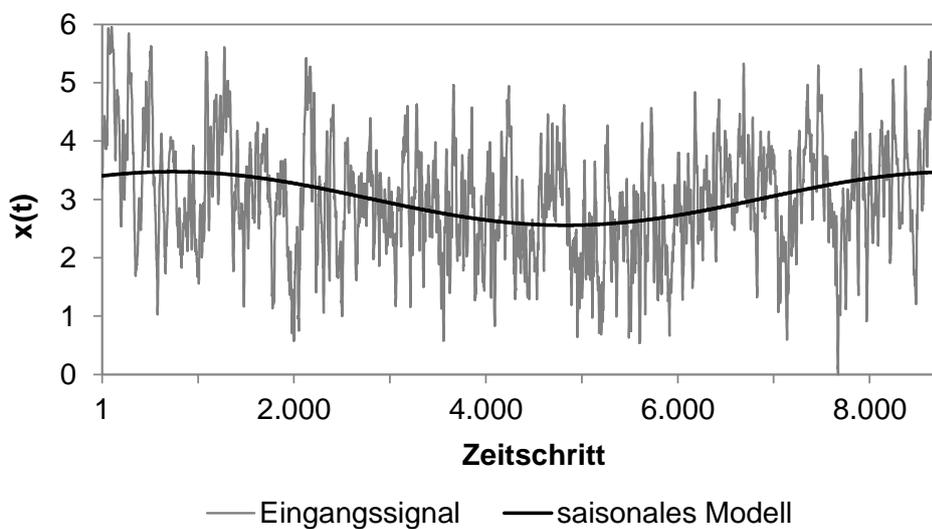


Abbildung 4-13 Schätzung des saisonalen Windmodells auf Basis der transformierten Zeitreihe der Windeinspeisung

Aus dem Eingangssignal und dem geschätzten deterministischen saisonalen Modell lassen sich anschließend für jede Stunde Residuen berechnen (Abbildung 4-14), welche wiederum der Kalibrierung eines Ornstein-Uhlenbeck-Prozesses dienen.

⁸⁸ Der Logit-Wert der normierten stündlichen Windeinspeisung $q_h^{S-WIND,norm}$ bzw. einer beliebigen Variable $x \in (0,1)$ ist definiert als $y = \text{logit}(x) = \ln\left(\frac{x}{1-x}\right)$. Die Inversion ergibt sich durch $x = \text{logit}^{-1}(y) = \frac{1}{1+e^{-y}}$ (Fahrmeir et al. 2013).

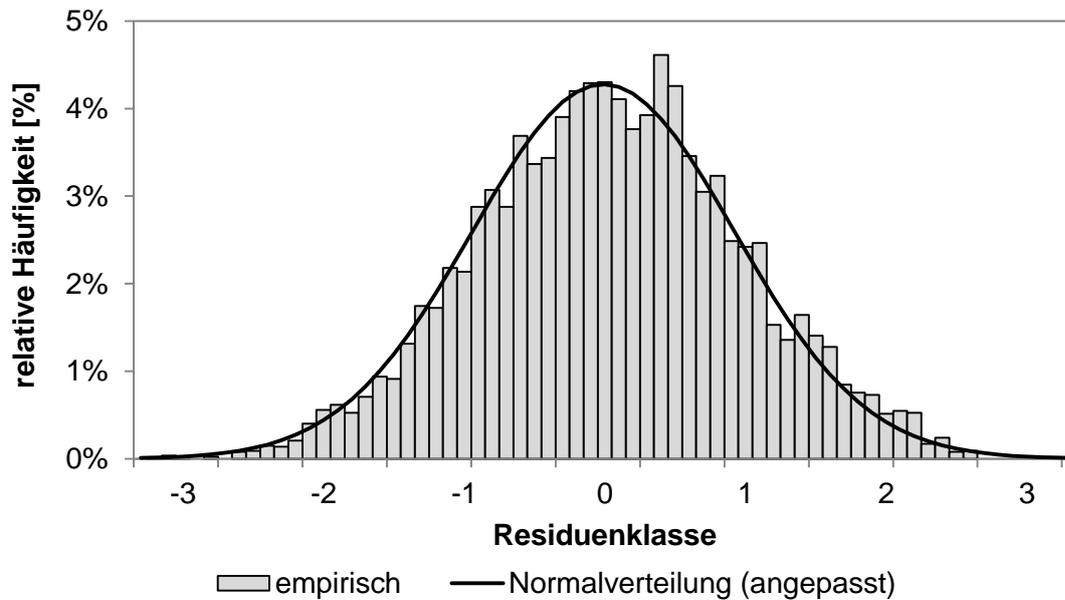


Abbildung 4-14 Häufigkeitsverteilung der Residuen zwischen transformierten empirischen Einspeisewerten und saisonalem Modell

Zur Erzeugung einer neuen stochastischen Zeitreihe als Input für den jeweiligen Monte-Carlo-Lauf wird ein neuer stochastischer Pfad, basierend auf dem kalibrierten Prozess, generiert und additiv mit dem Logit-transformierten saisonalen Modell verknüpft. Durch anschließende Inversion der Logit-Transformation und Skalierung der stündlichen Zeitreihe mit der jeweiligen im Zieljahr installierten Leistung kann eine stündliche Zeitreihe für die Windeinspeisung auf Ebene des Marktgebiets bestimmt werden.

4.6.3 Stromeinspeisung aus PV-Anlagen

Analog zur Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen sollen für das jeweilige Marktgebiet auch Zeitreihen der Einspeisung aus PV-Anlagen stochastisch simuliert werden (*PV-Modell*). Der Ablauf orientiert sich erneut an den in den vorangegangenen Abschnitten umgesetzten Prinzipien sowie Wagner (2012). Abbildung 4-15 zeigt schematisch die Einzelschritte.

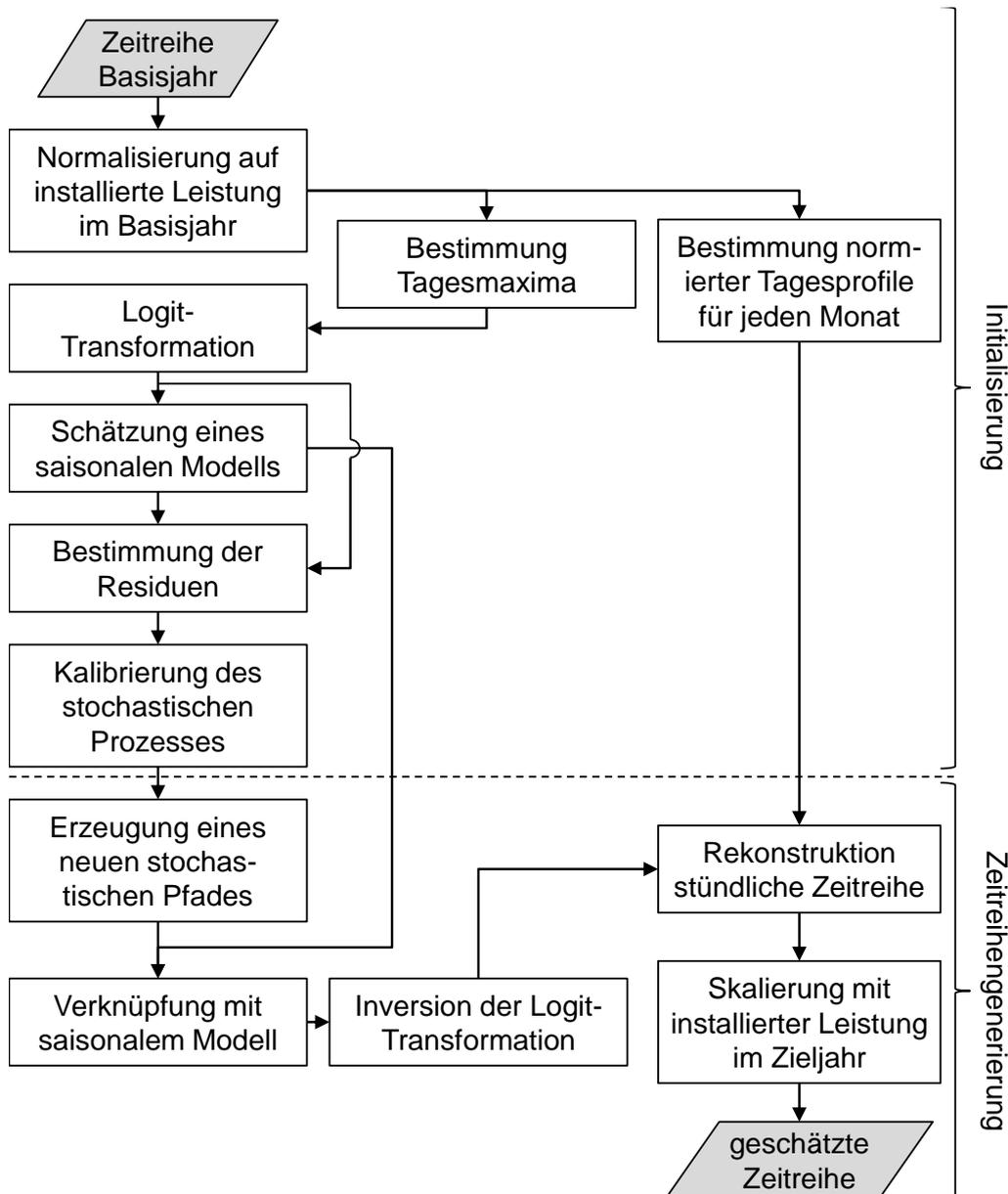


Abbildung 4-15 Schematische Darstellung der Schritte zur Erzeugung stochastischer Zeitreihen der Stromeinspeisung aus PV-Anlagen

Die Initialisierung des PV-Modells beginnt mit einer Normalisierung der stündlichen Einspeisezeitreihe aus PV-Anlagen des Basisjahres auf die entsprechend im Marktgebiet installierte PV-Leistung. Daraus werden zum einen die täglichen Einspeisemaxima und zum anderen die durchschnittlichen auf das jeweilige Tagesmaximum normalisierten Tagesprofile für jeden Monat extrahiert. Aus der Logit-transformierten Zeitreihe der Tagesmaxima wird anschließend mithilfe einer DFT ein deterministisches saisonales Modell abgeleitet (Abbildung 4-16).

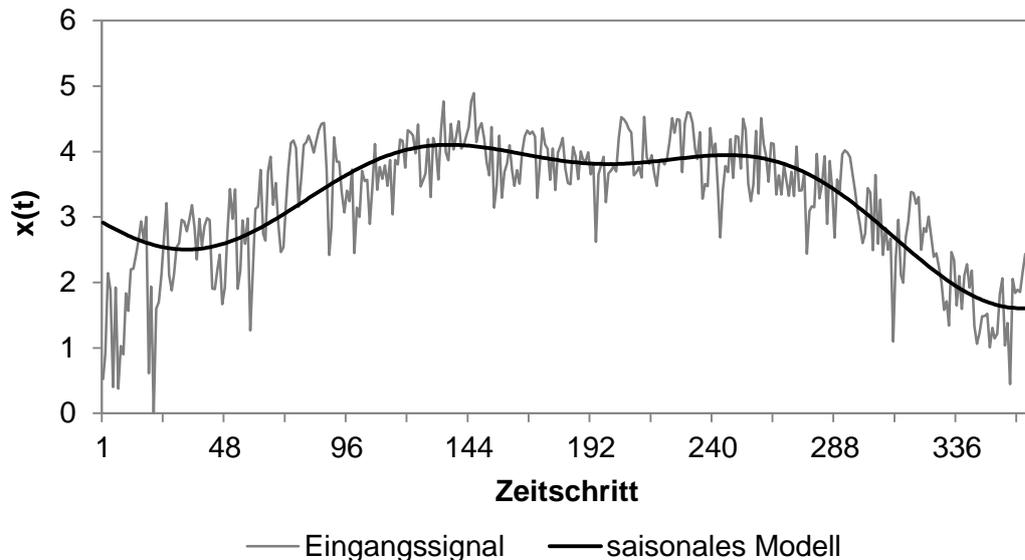


Abbildung 4-16 Schätzung eines saisonalen Modells für eine transformierte Zeitreihe der PV-Einspeisung

Die Kalibrierung eines Ornstein-Uhlenbeck-Prozesses erfolgt erneut durch Auswertung der entsprechenden Residuen zwischen der Zeitreihe der transformierten Tagesmaxima und dem saisonalen Modell.

Zur Erzeugung einer neuen Zeitreihe vor jedem Monte-Carlo-Lauf wird zunächst ein neuer stochastischer Pfad für die täglichen Abweichungen der Tagesmaxima simuliert. Die Zufallswerte werden additiv mit dem saisonalen Modell verknüpft und durch Inversion der Logit-Transformation wieder in Energiemengen umgewandelt. Auf Basis dieser simulierten Tagesmaxima wird eine stündliche Zeitreihe durch entsprechende Skalierung der durchschnittlichen Tagesprofile rekonstruiert. Die Skalierung der stündlichen Zeitreihe mit der im Zieljahr installierten PV-Leistung führt zu einer neuen Zeitreihe mit absoluten Einspeisemengen aus PV-Anlagen auf Ebene des jeweiligen Marktgebiets.

4.6.4 Verfügbarkeit von konventionellen Erzeugungsanlagen

Neben der Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (Wind, PV) wird im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation zusätzlich die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke stochastisch modelliert⁸⁹. Da der Einsatz der Kraftwerke jeweils endogen bestimmt wird, unterscheidet sich der dazu verwendete Ansatz von der Methodik aus den vorangegangenen Abschnitten.

Bei der modellgestützten Analyse von Strommärkten und der Beurteilung von Erzeugungssicherheit ist die Kenntnis über den jeweiligen Zustand der Erzeugungsanlagen ein zentraler Aspekt. Eine mögliche Klassifikation verschiedener operativer Anlagenzustände

⁸⁹ Die im Folgenden beschriebenen Prinzipien zur Modellierung von Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke wären grundsätzlich auch auf Interkonnektoren übertragbar.

ist in Abbildung 4-17 dargestellt⁹⁰. Steht eine Erzeugungsanlage zu einem bestimmten Zeitpunkt grundsätzlich zur Stromerzeugung zur Verfügung, wird sie entsprechend der Markträumung eingesetzt oder bleibt heruntergefahren bzw. wird in diesen Zustand versetzt⁹¹. Jedoch ist eine Erzeugungsanlage nicht jederzeit verfügbar, da entweder geplant Revisionen an der Anlage durchgeführt werden oder unerwartete Störungen auftreten. Die Revisionsplanung ist an sich für den jeweiligen Anlagenbetreiber eine klassische Optimieraufgabe im Rahmen der Mittelfristplanung (vgl. Abschnitt 2.4.2.1). Ziel sollte dabei die Minimierung des möglichen Einnahmeausfalls unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen (z. B. Sicherheitsanforderungen, Personalplanung) sein. Störungen stellen dagegen grundsätzlich zufällige Ausfälle der Anlage dar, deren Häufigkeit und Dauer zu einem gewissen Grad durch eine entsprechende Wartung beeinflusst werden können. Störungen können weiter dahin gehend unterschieden werden, ob sie zu einem Total- oder Teilausfall führen und ob eine Instandsetzung möglich ist. Eine Mischform stellen Ereignisse dar, welche nicht unmittelbar zu einem Ausfall der Anlage führen, aber eine baldige Reparatur erfordern (*semi-forced* oder *semi-planned*; Li 2014).

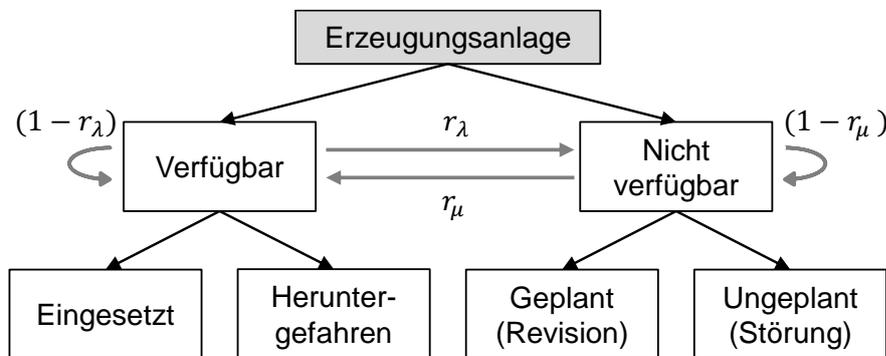


Abbildung 4-17 Klassifikation verschiedener Anlagenzustände (nach Valenzuela und Mazumdar 2001 und Meibom et al. 2007)

Anders als bei der deterministischen Simulation, in welcher die Verfügbarkeiten der Einheiten vereinfacht in jedem Zeitschritt um einen exogen vorgegebenen durchschnittlichen Verfügbarkeitsfaktor pro Technologie angepasst werden, erfolgt im Rahmen der MCS die Simulation der Verfügbarkeiten auf Basis von Zufallsziehungen. Dazu wird zwischen zwei möglichen Zuständen der Erzeugungsanlage unterschieden und von perfekten Übergängen ausgegangen⁹². Im Zustand der Verfügbarkeit kann die Anlage mit voller Nennleistung betrieben werden; bei Nichtverfügbarkeit ist entsprechend kein Betrieb möglich. Der eigentliche Einsatz verfügbarer Erzeugungsanlagen im Spotmarkt wird wie bisher endogen

⁹⁰ Es werden an dieser Stelle nur kurzfristige, d. h. unterjährige, Zustände bzw. Änderungen dargestellt. Wie in Abschnitt 2.4.2 und Abschnitt 4.3.3 beschrieben, können für Erzeugungsanlagen aber insbesondere auch strategische Zustandsänderungen vorgenommen werden (z. B. Einmottung).

⁹¹ Auch an dieser Stelle ist eine weitere Untergliederung der Zustände denkbar. So kann beispielsweise unterschieden werden, für welches Marktsegment die Erzeugungsanlage Strom zu liefern hat (z. B. Day-Ahead-Markt, Regelenergiemarkt) und wie der Einsatz aus technischer Sicht erfolgt (z. B. Voll-, Teillast). Im Falle einer heruntergefahrenen Anlage ist die Stillstandszeit ein wesentlicher Faktor, da diese maßgeblich die Durchführbarkeit, Kosten und Dauer eines möglichen Startvorgangs bestimmt.

⁹² Dies bedeutet insbesondere, dass eine Instandsetzung zu einer vollständigen Wiederherstellung der Anlage in den betriebsbereiten Zustand führt.

bestimmt; eine Unterscheidung zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten wird im Rahmen dieser Arbeit nicht implementiert.

Für die Simulation wird angenommen, dass die Übergänge zwischen den beiden Zuständen durch eine Markow-Kette beschrieben werden können (*two-stage Markov model*) (z. B. Li 2014). Die Fehlerrate r^λ (*failure rate*) und die Instandsetzungsrate r^μ (*repair rate*) stellen die entsprechenden Übergangswahrscheinlichkeiten dar. Der Zeitraum, in der eine Anlage verfügbar ist, wird auch als *time to failure* (TTF) bezeichnet; analog dazu gibt es die *time to repair* (TTR). Diese Zeiträume sind grundsätzlich empirisch zu ermitteln und ermöglichen die Bestimmung der Fehlerrate und Instandsetzungsraten:

$$r^\lambda = \frac{1}{\overline{TTF}} \quad (4.51)$$

$$r^\mu = \frac{1}{\overline{TTR}} \quad (4.52)$$

mit

\overline{TTF}	durchschnittliche TTF (<i>mean time to failure</i>)
\overline{TTR}	durchschnittliche TTR (<i>mean time to repair</i>)

Der durchschnittliche Verfügbarkeitsfaktor r^{avail} ergibt sich daraus folgendermaßen:

$$r^{avail} = \frac{\overline{TTF}}{\overline{TTF} + \overline{TTR}} \quad (4.53)$$

Im Folgenden wird unterstellt, dass die Übergangswahrscheinlichkeiten konstant, d. h. unabhängig von den Vorbedingungen (z. B. aktuelle Verweildauer in einem bestimmten Zustand), sind (z. B. Preston 1997; Zheng und Zhong 2010). Damit dies erfüllt ist, sind TTF und TTR als exponentialverteilte Zufallsvariablen anzunehmen. Zur Bestimmung neuer Zeitreihen für die Verfügbarkeiten werden anschließend die folgenden Schritte ausgeführt (vgl. Valenzuela und Mazumdar 2001; Wu et al. 2007). Zu Beginn muss ein Anfangszustand der Anlage definiert werden, welcher sich aus dem letzten Verfügbarkeitszustand im vorangegangenen Simulationsjahr ergibt. Je nach Zustand wird anschließend entweder der Zeitraum bis zum nächsten Ausfall (TTF) oder bis zur nächsten Instandsetzung (TTR) stochastisch bestimmt. Dazu wird für eine exponentialverteilte Zufallszahl, dessen Verteilungsparameter durch die entsprechende Übergangswahrscheinlichkeit definiert ist, eine Zufallsziehung durchgeführt⁹³. Am Ende des gerade simulierten Zeitraums wird der Zustand der Anlage entsprechend geändert. Diese Schritte werden so lange wiederholt, wie das angestrebte Ende der Zeitreihe nicht erreicht ist.

⁹³ Für die Zufallsziehung wird die sogenannte Inversionsmethode angewendet. Eine gleichverteilte Zufallszahl u lässt sich gemäß der Vorschrift $x = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - u)$ in eine exponentialverteilte Zufallszahl transformieren.

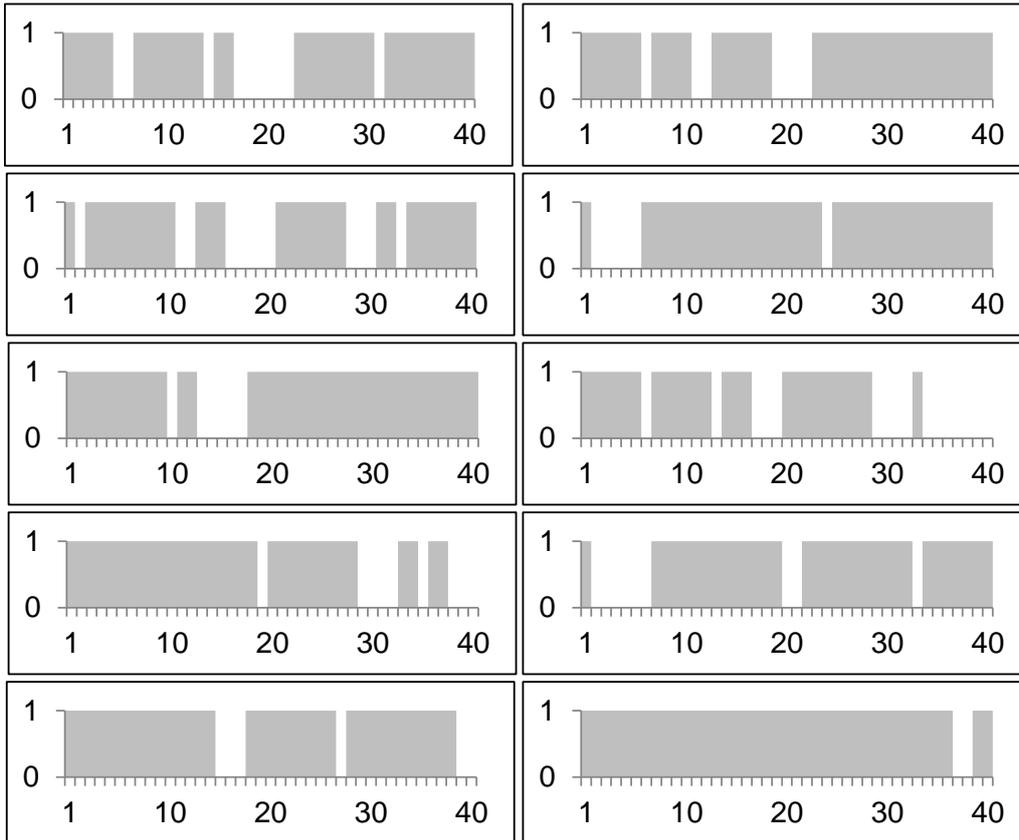


Abbildung 4-18 Beispielzeitreihen für die Verfügbarkeit einer Erzeugungsanlage
 Zustände: (0) „nicht verfügbar“, (1) „verfügbar“; angenommene Parameter: 40
 Zeitschritte, $\overline{TTR} = 2$, $\overline{TTF} = 10$.

Abbildung 4-18 zeigt zehn beispielhaft simulierte Zeitreihen für die Verfügbarkeit einer Erzeugungsanlage gemäß dem oben aufgestellten Modell und mit jeweils gleichen Parametern. Exemplarische Häufigkeitsverteilungen für simulierte TTF und TTR sind in Abbildung 4-19 dargestellt.

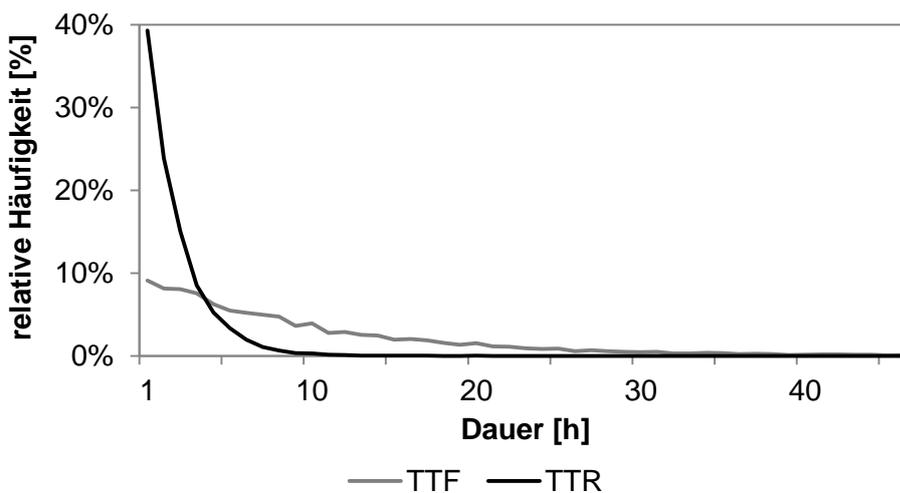


Abbildung 4-19 Häufigkeitsverteilungen für beispielhaft simulierte Ausfall- und
 Instandsetzungszeiten
 angenommene Parameter: 1000 Beispielläufe $\overline{TTR} = 2$, $\overline{TTF} = 10$.

4.7 Zusammenfassung

Basierend auf den formulierten Anforderungen und dem gewählten grundlegenden Ansatz erfolgte in diesem Kapitel die Beschreibung ausgewählter Aspekte des entwickelten Modells. Zu Beginn wurden zum einen die bestehende Modellbasis PowerACE und zum anderen grundlegende Modellkonzepte (z. B. Agentenverständnis) sowie die informationstechnische Umsetzung vorgestellt. Die zentralen Weiterentwicklungen in Form einer Marktkopplung, einer detaillierten Investitionsplanung unter Berücksichtigung strategischer Realloptionen, einer strategischen Reserve, eines probabilistischen Ansatzes zur Messung von Erzeugungssicherheit und einer stochastischen Simulation von Eingangszeitreihen wurden in den einzelnen Abschnitten beschrieben. Die Kopplung der Spotmärkte mehrerer Marktgebiete erfolgt mithilfe eines linearen Optimierprogramms, so dass eine wohlfahrtsmaximale Auswahl der abgegebenen Gebote und Auslastung der Interkonnektoren erreicht werden. Zusätzlich wurde unter anderem die Gebotserstellung durch die Kraftwerksbetreiber so erweitert, dass mögliche Preiseffekte einer Marktkopplung geschätzt und berücksichtigt werden können. Im Rahmen der Investitionsplanung bestimmen Betreiber konventioneller Kraftwerke optimale strategische Zustände der verfügbaren Neubauprojekte und bestehenden Anlagen unter Berücksichtigung verschiedener Realloptionen und Nebenbedingungen (z. B. Budgetrestriktion). Des Weiteren erfolgt durch den iterativen Aufbau eine heuristische Abschätzung möglicher Preiseffekte durch eigene Investitionen und erwartete Entscheidungen Dritter. Die umgesetzte strategische Reserve umfasst die entsprechende Dimensionierung, die Kontrahierung und den Einsatz, letzterer auch eine grenzüberschreitende Aktivierung. Die implementierte Monte-Carlo-Simulation dient schließlich einer Analyse der Ergebnissensitivität vor allem im Hinblick auf die Erzeugungssicherheit in den Marktgebieten. Dafür werden jeweils Zeitreihen für Stromnachfrage, Wind- und PV-Einspeisung sowie die Kraftwerksverfügbarkeiten stochastisch simuliert. Das entsprechend implementierte Modell dient in Kapitel 6 im Rahmen einer Fallstudie unter anderem der Untersuchung von Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt in gekoppelten Strommärkten.

5 Untersuchungsaufbau und Datenbasis

Zur Untersuchung der Forschungsfragen wird das entwickelte Simulationsmodell im Rahmen einer Fallstudie angewendet. In Vorbereitung dazu erfolgen in diesem Kapitel die Definition des grundlegenden Untersuchungsrahmens und eine Beschreibung wesentlicher Modelleingangsdaten.

5.1 Überblick über untersuchte Fallstudie und Szenarien

5.1.1 Festlegung des grundlegenden Rahmens

Als Fallstudie wird im Folgenden der grundlegende Untersuchungsrahmen, innerhalb welchem die Modellanwendung zur Untersuchung der Forschungsfragen stattfindet, verstanden. Da eine analytische Beantwortung der Untersuchungsfragen nicht möglich ist, wird das Modell auf ein an die Realität angelehntes Elektrizitätssystem angewendet, um daraus sowohl konkrete Ergebnisse für das abgebildete System als auch nach Möglichkeit allgemeingültige Handlungsempfehlungen für verschiedene Akteure in der Energiewirtschaft ableiten zu können. Die Fallstudiendefinition umfasst insbesondere Annahmen zu den Systemgrenzen, zum Simulationszeitraum und zu den Ausgestaltungen der simulierten Marktgebiete. Diese Annahmen werden entsprechend im Modell abgebildet und im Laufe der Modellanwendung beibehalten.

Konkret wird in der vorliegenden Arbeit die Entwicklung von Erzeugungssicherheit in einem System, welches an die CWE-Region angelehnt ist, untersucht (vgl. Abschnitt 2.3.2). Der Praxis entsprechend sind die Marktgebiete Deutschland, Frankreich, Belgien und Niederlande über mehrere Interkonnektoren physisch sowie mittels eines Marktkopplungsmechanismus aus Handelssicht gekoppelt. Für die Außengrenzen des betrachteten Systems werden die kommerziellen Stromaustauschflüsse exogen vorgegeben. Zur Analyse von Erzeugungssicherheit muss ein ausreichend großer Simulationszeitraum gewählt werden, um Investitionsentscheidungen adäquat berücksichtigen zu können. Um zu große Datenunsicherheiten zu vermeiden, wird ein Simulationszeitraum bis 2030 gewählt⁹⁴. Der Zeitraum ist zudem groß genug, um mögliche politische oder regulatorische Handlungsmaßnahmen vorbereiten zu können. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt darauf, die Auswirkungen einer Marktkopplung und von Kraftwerksstilllegungen auf Erzeugungssicherheit in Energy-only-Märkten zu untersuchen. Daher wird zunächst davon ausgegangen, dass in allen Marktgebieten ausschließlich der Verkauf elektrischer Energie vergütet wird. Als Abwandlung der Fallstudie wird in einem Marktgebiet zusätzlich ein einfacher Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve implementiert.

⁹⁴ Im Jahr 2030 endet die stündliche Spotmarkträumung und somit die Berechnung der Indikatoren für Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt. Gleichwohl bilden sich die Kraftwerksbetreiberagenten im Rahmen ihrer Investitionsplanung Erwartungen über das Jahr 2030 hinaus, da die Länge der entsprechenden Prognosezeiträume innerhalb eines Simulationslaufs einen unveränderlichen Parameter darstellt. Die jeweiligen Strompreisprognosen basieren auf dem in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Merit-Order-Modell.

5.1.2 Szenariendefinition

Unter dem Begriff des *Energieszenarios* wird die jeweilige Beschreibung einer für möglich⁹⁵ gehaltenen zukünftigen Entwicklung der für die Fallstudie relevanten Eingangsdaten, wie beispielsweise Stromnachfrage und Energieträgerpreise, verstanden (Dieckhoff et al. 2014). Die unterstellten Entwicklungen werden größtenteils bestehenden Studien Dritter entnommen (Abschnitt 5.3), d. h. basieren auf dem heutigen Wissensstand. Ein Szenario ist dabei im Gegensatz zu einer *Prognose* weder als deterministisch zu betrachten noch mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit belegt, sondern stellt eine mögliche, für die anzustellenden Untersuchungen vertretbare Entwicklung wichtiger energietechnischer und -wirtschaftlicher Einflussfaktoren dar. Für eine definierte Fallstudie können daher grundsätzlich unterschiedliche Energieszenarien entwickelt und die Ergebnisse der entsprechenden Modellanwendungen gegenübergestellt werden.

Da ein Energieszenario die Entwicklungen aller Eingangsdaten für den gesamten Simulationszeitraum umfasst, sind die jeweiligen Modellergebnisse jedoch stets im Kontext des jeweiligen Energieszenarios zu interpretieren, was beim Vergleich von Ergebnissen auf Basis verschiedener Energieszenarien zu beachten ist. Beispielsweise können bereits bei unterschiedlichen Annahmen in frühen Simulationsjahren erhebliche Differenzen im weiteren Verlauf der Simulation auftreten, da sich entsprechend abweichende Agentenentscheidungen fortsetzen können. Ein direkter Vergleich von Ergebnissen für einzelne Zeitschritte kann somit nicht alleine durch mögliche Unterschiede in den Eingangsdaten für den jeweiligen Zeitschritt erklärt werden, sondern muss auch die Historie und Fortschreibung von Modellentwicklungen berücksichtigen.

Innerhalb eines Energieszenarios erfolgt in der vorliegenden Arbeit zusätzlich die Untersuchung verschiedener sogenannter *Kopplungsszenarien*, indem jeweils die Marktkopplungssituation variiert wird. Im Normalfall werden für die Übertragungskapazitäten die tatsächlichen an die Realität angelehnten Werte angenommen (Szenario *Marktkopplung*). Daneben werden zwei Extremszenarien untersucht (vgl. Abschnitt 2.2.2.2 und Abschnitt 4.2.3). Einerseits wird unterstellt, dass keine Marktkopplung besteht (*isoliert*), andererseits, dass die Übertragungskapazitäten unbegrenzt sind, wodurch im Prinzip ein einziges kombiniertes Marktgebiet entsteht (*unlimitiert*). Die Berechnung der drei Kopplungsszenarien wird unmittelbar in der jeweiligen Stunde der Simulation durchgeführt, wobei lediglich der normale Marktkopplungsfall für die weiteren Modellentscheidungen einschlägig ist. Damit unterscheidet sich die Berechnungsweise von Kopplungs- und Energieszenarien insofern, als die Ergebnisse der Kopplungsszenarien in jedem Zeitschritt miteinander vergleichbar sind, da diese Szenarien immer genau dann erst aufgespannt werden.

Im weiteren Verlauf der Arbeit wird das Modell für die definierte Fallstudie mit einem entsprechend hinterlegten Energieszenario angewendet. Innerhalb dieser Anwendung werden schließlich bei der stündlichen Spotmarktsimulation jeweils die drei Kopplungsszenarien

⁹⁵ Dieckhoff et al. (2014) meinen damit „konsistent mit dem aktuell verfügbaren und relevanten Wissen“.

unterschieden. Abbildung 5-1 illustriert den konzeptionellen Zusammenhang zwischen Fallstudie, Energie- und Kopplungsszenarien.

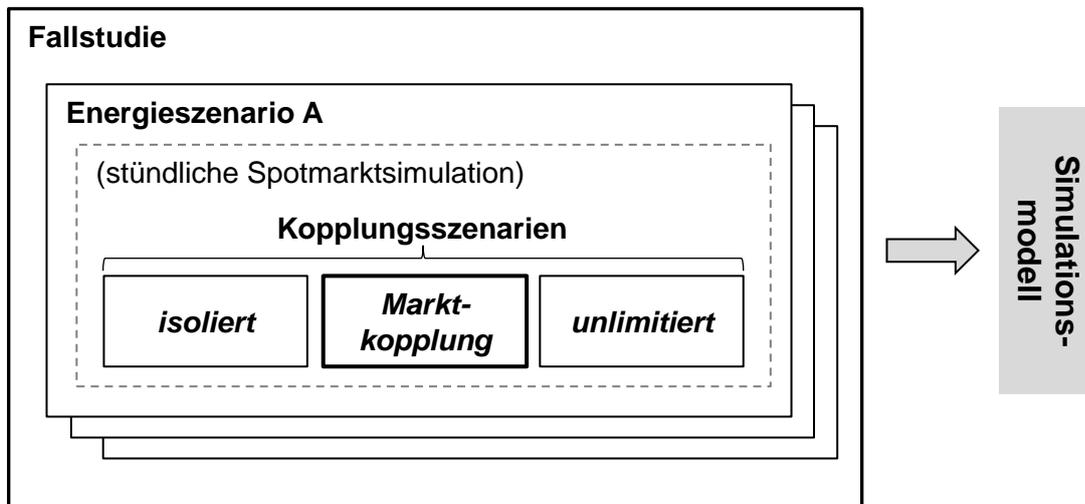


Abbildung 5-1 Zusammenhang zwischen Fallstudie, Energie- und Kopplungsszenarien

Die ergänzende Monte-Carlo-Simulation wird dazu verwendet, um die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich verschiedener Eingangsdaten herauszustellen. Dabei erfolgt eine Anpassung verschiedener Zeitreihen basierend auf stochastischen Prozessen, welche anhand der ursprünglichen Eingangsdaten des definierten Energieszenarios kalibriert werden. Alle anderen Annahmen bleiben in den Monte-Carlo-Läufen jeweils unverändert.

Weiter dient die beispielhafte Einführung eines Kapazitätsmechanismus in einem Marktgebiet in Form einer strategischen Reserve der Verdeutlichung möglicher Wechselwirkungen aufgrund unterschiedlicher Marktdesigns in einem gekoppelten Elektrizitätssystem. Dabei handelt es sich in der vorliegenden Arbeit um die einzige Änderung der Fallstudien-Definition.

5.2 Datenstrukturierung

Für die Modellanwendung sind verschiedene exogene Größen im Rahmen eines Energieszenarios vorzugeben. Bevor das Vorgehen bei der Datenbereitstellung und die Datenquellen der wichtigsten Eingangsgrößen in Abschnitt 5.3 dargestellt werden, erfolgt zunächst eine generelle Strukturierung der energietechnischen und -wirtschaftlichen Modellgrößen.

Modellgrößen lassen sich zunächst dahin gehend unterscheiden, ob diese für das gesamte abgebildete System, für einzelne Marktgebiete oder für bestimmte Agenten gelten. Auf Systemebene definierte Daten sind folglich identisch in allen Marktgebieten bzw. für alle abgebildeten Agenten. Dazu zählen beispielsweise die Preise für CO₂-Emissionszertifikate, welche im Rahmen des EU-Emissionshandels bestimmt werden, sowie für Energieträger. Letztere werden entweder ohnehin an europaweiten Marktplätzen gehandelt (z. B. Steinkohle), so dass die Transportkosten zu den Kraftwerksstandorten die Hauptunterschiede verursachen, oder weisen nur geringe Unterschiede aufgrund von Arbitragemöglichkeiten auf (z. B. Erdgas; vgl. Europäische Kommission 2014b). Analog bestimmen Daten auf Marktgebietsebene den Zustand bzw. die Entwicklung des jeweiligen Marktgebiets und der

zugeordneten Agenten. Klassischerweise fallen darunter die Stromnachfrage und die Strompreise am Großhandelsmarkt. Schließlich sind einige Daten agentenspezifisch, so etwa der bestehende Kraftwerkspark und die angenommenen Kapitalkosten⁹⁶.

Weiter kann zwischen historischen Eingangsgrößen und Szenariodaten im engeren Sinn unterschieden werden. Für die Modellanwendungen werden soweit verfügbar historische Daten bis 2014 verwendet. Die historischen Daten dienen dabei weniger der Kalibrierung als der Modellvalidierung, d. h. einem Abgleich simulierter und empirischer Daten (vgl. Abschnitt 6.1). Wie oben ausgeführt, stammen die eigentlichen Szenariodaten für zukünftige Simulationsjahre aus der Literatur. Zum Teil sind der Literatur nicht Zeitreihen in der notwendigen zeitlichen Auflösung, sondern nur aggregierte Daten (z. B. in Form von Jahresmengen) zu entnehmen. In solchen Fällen ist ein gesonderter Transformationsschritt erforderlich, indem beispielsweise historische, normierte Profile mit den zukünftigen, aggregierten Daten skaliert werden. Dabei ist nach Möglichkeit darauf zu achten, dass die historischen Profile aus einem gemeinsamen Referenzjahr stammen, um konsistente Profileigenschaften beibehalten zu können (z. B. hinsichtlich Wochentage). Für die Simulation wird dafür ebenfalls 2014 als Referenzjahr ausgewählt.

Weitere Differenzierungsmerkmale der Daten umfassen unter anderem die Kategorie (z. B. Preise, Nachfrage, Erzeugung), die zeitliche Auflösung (z. B. stündlich, jährlich), die physikalische bzw. wirtschaftliche Maßeinheit (z. B. MW, EUR/MWh) sowie den Datentyp (z. B. ganzzahliger Wert, Fließkommazahl).

5.3 Datenbasis der untersuchten Fallstudie

Für eine realitätsnahe Untersuchung der Fallstudie ist eine adäquate Datenbasis maßgeblich. Da die Eingangsdaten für das Simulationsmodell aus einer Vielzahl von Quellen stammen, werden zunächst in Abschnitt 5.3.1 mögliche Herausforderungen bei der Kombination verschiedener Eingangsquellen zur Konstruktion einer Referenzentwicklung abgehandelt. Anschließend werden die grundlegenden Vorgehensweisen bei der Beschaffung und -aufbereitung ausgewählter Modelleingangsdaten für die vier betrachteten Marktgebiete beschrieben. In Abschnitt 5.3.2 wird die Ermittlung des konventionellen Kraftwerks einschließlich relevanter Kostenbestandteile der Stromerzeugung betrachtet, in Abschnitt 5.3.3 die Ableitung der Komponenten der Residualnachfrage in stündlicher Auflösung und in Abschnitt 5.3.4 die Bestimmung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

⁹⁶ Die Modellimplementierung erlaubt es ferner, dass einzelne Größen auch auf einer höheren Ebene definiert werden. Werden beispielsweise agentenspezifische Daten auf Ebene des Marktgebiets festgesetzt, so führt dies zu einer Gleichsetzung aller Agenten in diesem Marktgebiet hinsichtlich der betroffenen Größe. Erfolgt sowohl eine Definition auf höherer Ebene als auch eine Spezifizierung auf unterer Ebene für einzelne Instanzen, dominieren für diese die speziellen Parameter.

5.3.1 Ableitung einer Referenzentwicklung

Die Verwendung exogener Modellgrößen aus der Literatur birgt verschiedene Herausforderungen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Entwicklungen der Systemgrößen aus verschiedenen eigentlich unabhängigen Untersuchungen stammen. Eine Schwierigkeit besteht darin, dass in den herangezogenen Studien normalerweise (Partial-)Modelle, deren Annahmen darüber hinaus meist unterschiedlich gut dokumentiert sind, zum Einsatz kommen. Der Grund, überhaupt Erkenntnisse aus verschiedenen spezialisierten Studien zu verwenden, liegt vereinfacht ausgedrückt in der Abwägung zwischen Modelltiefe und -breite; die Entwicklungen aller Systemgrößen können mit dem gewünschten Detailgrad nicht geschlossen betrachtet werden.

Wird ein Energieszenario aus verschiedenen Quellen gebildet, sollten konsequenterweise eine Abschätzung und ein Vergleich der unterstellten Möglichkeitsräume vorgenommen werden, um Konsistenz einerseits mit heutigem Wissen, welches sich kontinuierlich ändert, und andererseits zwischen den verschiedenen Literaturquellen zu gewährleisten. Bei den verwendeten Untersuchungen kommen grundsätzlich unterschiedliche Strategien und Methoden zur Erstellung der Szenarien zum Einsatz. Die Szenarioerstellung kann beispielsweise explorativ oder normativ gelenkt sein und auch die Festlegung auf eine bestimmte Methode beeinflusst mitunter die Entwicklung (vgl. Abschnitt 3.2). Schließlich ist die Szenarioentwicklung in Teilen davon abhängig, wessen Sichtweise eingenommen wird bzw. welche Ziele der Entwickler möglicherweise verfolgt. Ferner erfolgt in den ausgewählten Untersuchungen typischerweise auch bereits eine Reduktion der Szenarien. Dabei müsste geprüft werden, nach welcher Methode diese Reduktion stattgefunden hat und inwiefern dadurch implizit bestimmte Annahmen getroffen werden. Da für die vorliegende Arbeit jeweils nur ein bestimmtes Szenario, meist die häufig als Referenzszenario bezeichnete Entwicklung, aus den Quellen übernommen wird, stellt sich zudem die Frage, auf welchen Überlegungen dieses Referenzszenario basiert und inwiefern Referenzszenarien aus verschiedenen Untersuchungen kompatibel sind⁹⁷.

5.3.2 Konventioneller Kraftwerkspark

Konventionelle Kraftwerke sind zentraler Bestandteil des Strommarktsimulationsmodells und erfordern die Vorgabe bzw. Schätzung verschiedener Parameter. Grundsätzlich sind der bestehende Kraftwerkspark in jedem Marktgebiet im Startjahr der Simulation, verfügbare Neubauoptionen und die Entwicklung weiterer Kraftwerksdaten (z. B. Kosten der Stromerzeugung) zu definieren.

Aufgrund der Bedeutung für die Entwicklung von Elektrizitätssystemen unterliegt die Abbildung der Kraftwerke im Modell einer hohen Auflösung. Alle Großkraftwerke eines

⁹⁷ Eine Überprüfung der gegenseitigen Konsistenz der verschiedenen Annahmen und damit streng genommen der Validität des entworfenen Energieszenarios ist sehr wahrscheinlich nicht praktikabel bzw. auch nicht zielführend. Eine Auflösung dieses Dilemmas ist nicht Teil dieser Arbeit. Zudem sind in der vorliegenden Arbeit Forschungsfragen und Untersuchungsaufbau so formuliert, dass Schlussfolgerungen möglichst unabhängig von der konkreten quantitativen Entwicklung der Modellgrößen gezogen werden können.

Marktgebiets werden einzeln, teilweise auch blockweise, abgebildet. Ein solches Kraftwerksobjekt im Modell (PowerPlant; vgl. Abschnitt 4.1.3) zeichnet sich durch mehrere Parameter aus. Allgemeine Daten umfassen Name, Identifikationsnummer⁹⁸, Standort und Inbetriebnahmedatum sowie den zum jeweiligen Zeitpunkt aktuellen Eigentümer und strategischen Zustand. Zu den vorzuziehenden unveränderlichen technischen Eigenschaften zählen Energieträger (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Öl, Uran), Umwandlungstechnologie (Dampfkraftwerk, Gasturbine, Gas- und Dampfkraftwerk), installierte Nettoleistung, elektrischer Wirkungsgrad, technische Nutzungsdauer, Einsatz mit Kraft-Wärme-Kopplung und CO₂-Abscheidungsrate. Weiter werden bestimmte Eingangsgrößen direkt in monetärer Form vorgegeben. Darunter fallen sonstige variable Betriebs- und Instandhaltungskosten, Anfahrkosten, fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten und notwendige Investitionen bei potentiellen strategischen Zustandswechseln. Aus den direkt vorzuziehenden Kraftwerksparametern ergeben sich wiederum weitere Kraftwerksgrößen, etwa die spezifischen CO₂-Emissionen des Kraftwerkseinsatzes. Dieser Faktor berechnet sich aus einer Kombination des Emissionsfaktors des jeweiligen Energieträgers und des Wirkungsgrads des Kraftwerks. Die verschiedenen techno-ökonomischen Kraftwerksparameter fließen so unter anderem in die jeweiligen Gebote der Kraftwerksbetreiber auf dem Spotmarkt für elektrische Energie (vgl. Abschnitt 4.2.2.2), in die Kraftwerksausbauplanung (vgl. Abschnitt 4.3) sowie in den möglichen Einsatz im Rahmen einer strategischen Reserve (vgl. Abschnitt 4.4) ein. Tabelle 5-1 beinhaltet eine Zusammenfassung der berücksichtigten Parameter.

Tabelle 5-1 Abgebildete techno-ökonomische Kraftwerksparameter (in Anlehnung an Genoese 2010)

Allgemeine Parameter	Technische Parameter	Monetäre Parameter
- Name	- Energieträger	- sonstige variable Betriebs- und Instandhaltungskosten
- Identifikationsnummer	- Technologie	- Anfahrkosten
- Standort	- installierte Nettoleistung	- fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten
- Inbetriebnahmedatum	- Wirkungsgrad	- Investitionen für strategischen Zustandswechsel
- Eigentümer	- technische Nutzungsdauer	
- strategischer Zustand	- Kraft-Wärme-Kopplung	
	- CO ₂ -Abscheidungsrate	

Im Allgemeinen gibt es keine Datenquelle, welche alle Kraftwerksparameter in der gewünschten Auflösung beinhaltet, stattdessen müssen verschiedene Quellen und Aufbereitungsschritte kombiniert werden. Die Datengrundlage des Kraftwerksparks aller Marktgebiete bildet jeweils die Datenbank *World Electric Power Plants* (Platts 2009), welche eine Vielzahl der allgemeinen und technischen Parameter für Einzelkraftwerke bereitstellt. Zum Abgleich wurden, falls vorhanden, quasi-offizielle Kraftwerkslisten in den jeweiligen Marktgebieten genutzt. In Deutschland veröffentlicht die Bundesnetzagentur regelmäßig eine

⁹⁸ Beispielsweise vergibt die deutsche Bundesnetzagentur eindeutige Kraftwerksnummern (Bundesnetzagentur 2016a).

solche Liste (Bundesnetzagentur 2016a), in Frankreich RTE (RTE 2015). Um weitere Parameter (z. B. Stilllegungsdatum) und Kraftwerke (z. B. aktuelle Neubauprojekte) zu identifizieren, wurde ergänzend eine Internetrecherche durchgeführt. Noch immer unbekannte Kraftwerksdaten werden schließlich entweder geschätzt (z. B. Wirkungsgrad; vgl. Genoese 2010) oder werden nicht für einzelne Kraftwerke individuell, sondern beispielsweise für den jeweiligen Energieträger bzw. die Umwandlungstechnologie definiert (z. B. technische Betriebsdauer, monetäre Parameter).

Der Datensatz für die Fallstudie umfasst für das erste Jahr der Simulation (2012) 476 Kraftwerke in Deutschland, 194 in Frankreich, 110 in Belgien und 119 in den Niederlanden. Insgesamt sind in Deutschland 90,5 GW an konventioneller Kraftwerksleistung berücksichtigt, in Frankreich 85,9 GW, in Belgien 14,7 GW und in den Niederlanden 24,3 GW. Die Aufteilung auf Energieträger ist in Tabelle 5-2 dargestellt. In Deutschland sind die Anteile an der Gesamtleistung von Erdgas (30,1 %), Steinkohle (28,3 %) und Braunkohle (24,6 %) vergleichbar hoch; der Anteil der Kernkraft liegt bei 13,3 %. Der Kraftwerkspark in Frankreich wird dagegen deutlich von der Kernkraft dominiert (73,5 %), der entsprechende Anteil in Belgien beläuft sich auf 38,2 %. In den Niederlanden sind in den vergangenen Jahren zahlreiche erdgasbefeuerte Kraftwerke in Betrieb genommen worden, so dass deren Anteil auf 74,0 % angestiegen ist.

Tabelle 5-2 Übersicht über die Zusammensetzung der konventionellen Kraftwerksparks in der Fallstudie nach Energieträgern (2012)

Marktgebiet	Installierte Leistung [GW]						Anzahl ^a
	Gesamt	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Öl	Uran	
Deutschland	90,5	25,6	22,2	27,2	3,4	12,1	476
Frankreich	85,9	6,9	0,0	8,7	7,2	63,1	194
Belgien	14,7	1,1	0,0	7,4	0,6	5,6	110
Niederlande	24,3	5,8	0,0	18,0	0,1	0,5	119

^a Kraftwerke mit einer Leistung von weniger als 15 MW werden für die Simulationsdurchführung fiktiv zu einer Einheit aggregiert, sofern sie die gleichen Merkmale in Bezug auf Eigentümer, Energieträger, Wirkungsgrad und Umwandlungstechnologie besitzen.

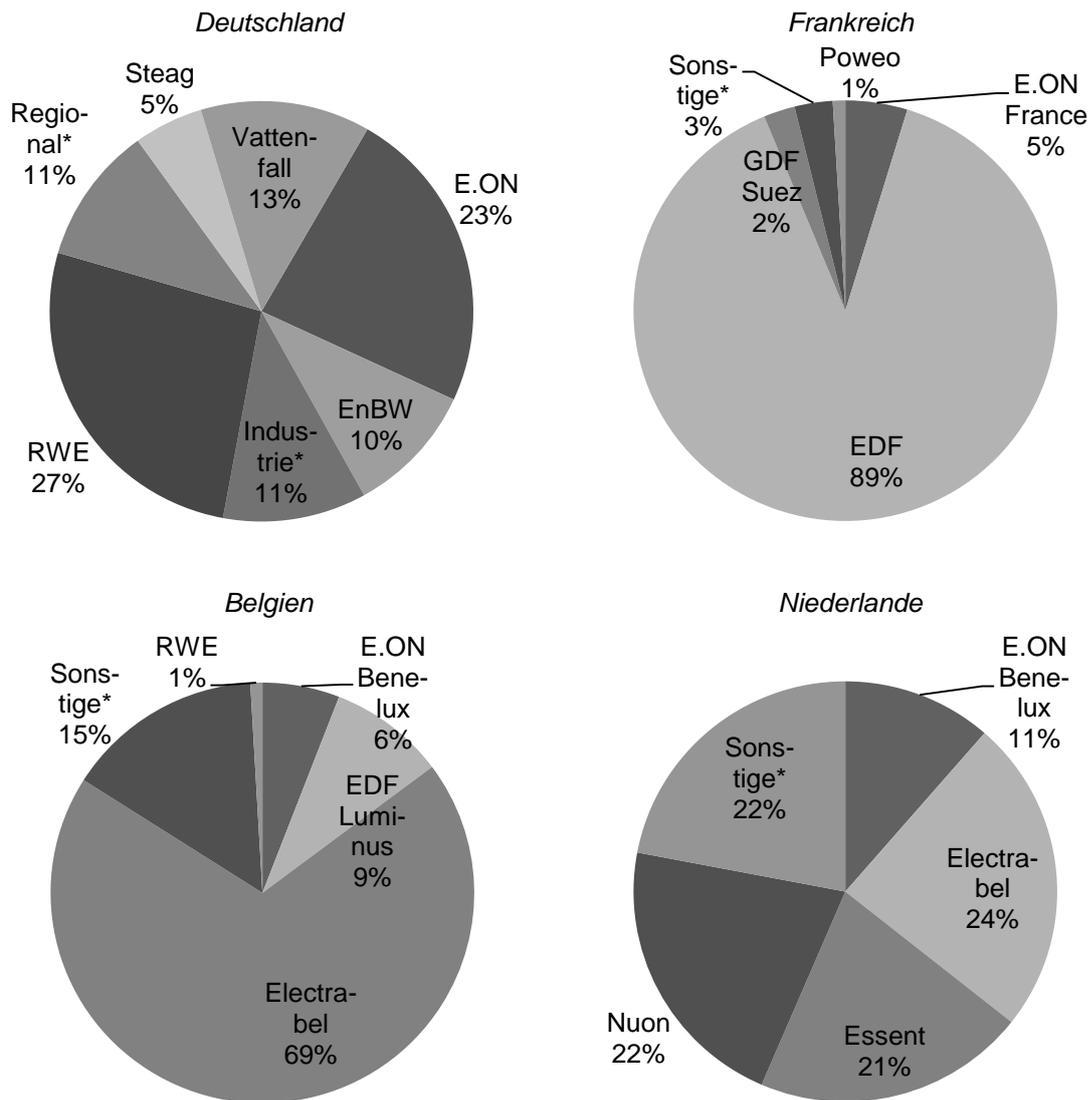


Abbildung 5-2 Verteilung der Kraftwerksleistungen auf die modellierten Stromerzeugeragenten (2012)
* aggregierte Stromerzeugeragenten

Die Konzentration der Kraftwerksleistungen auf Kraftwerksbetreiber fällt in den vier Marktgebieten unterschiedlich stark aus. Beispielsweise liegt der Herfindahl-Index⁹⁹ für Frankreich bei 80 % und in Belgien bei 51 %, was jeweils eine sehr starke Konzentration darstellt. Die Verteilung in den Niederlanden (21 %) und in Deutschland (18 %) ist im Vergleich deutlich ausgeglichener. Abbildung 5-2 zeigt für die im Modell abgebildeten Kraftwerksbetreiberagenten die jeweiligen Anteile an der gesamten Kraftwerksleistung im Marktgebiet.

⁹⁹ Die Indexberechnung erfolgt hier vereinfacht durch eine fiktive Zusammenfassung aller kleinen Stromerzeuger in einem Marktgebiet zu jeweils einem aggregierten Stromerzeuger.

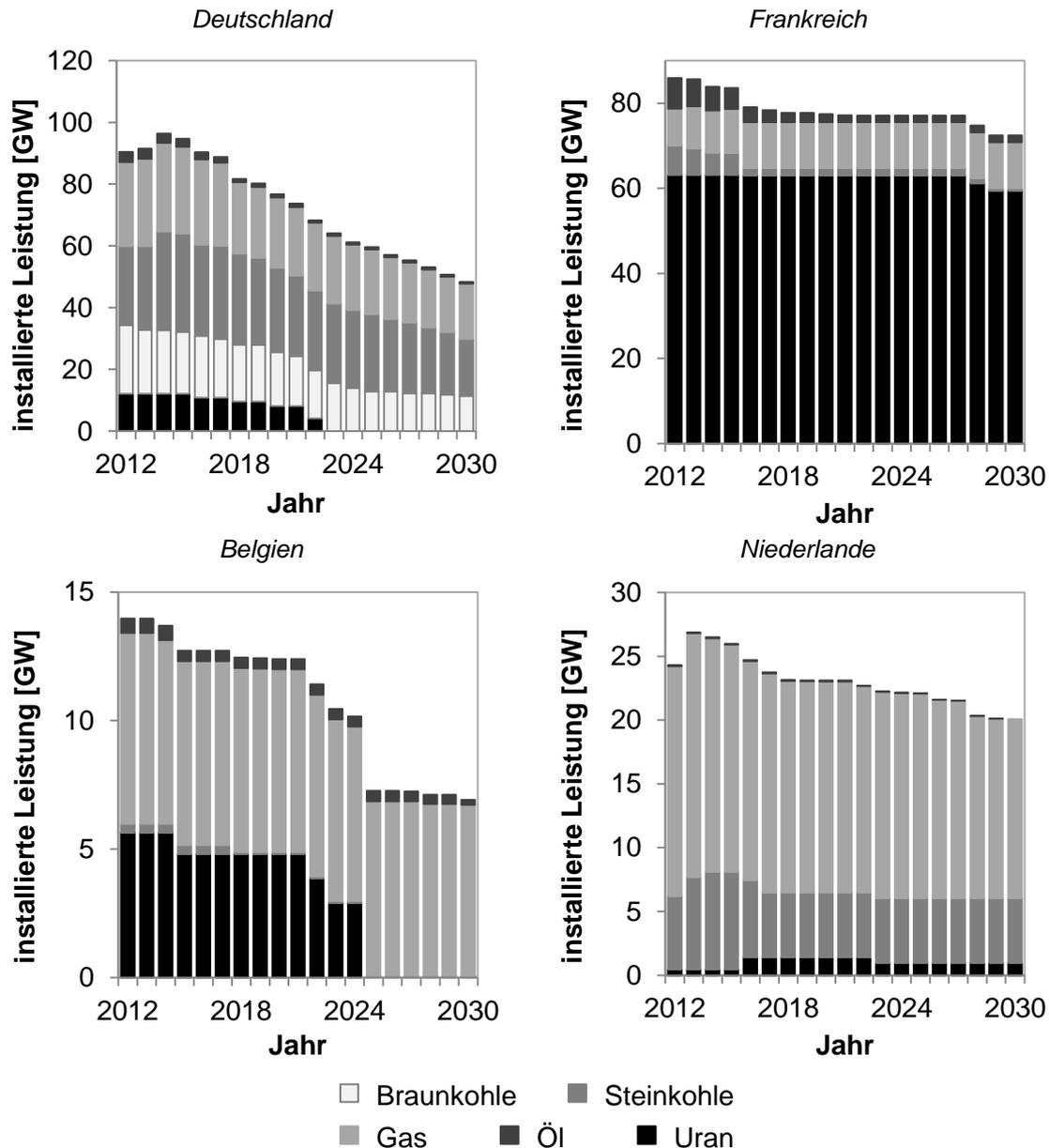


Abbildung 5-3 Sterbelinien (2012-2030) der konventionellen Kraftwerksparks von Deutschland, Frankreich, Belgien und den Niederlanden

Ein exogener Kraftwerksparemeter, welcher nicht unmittelbar den Bestand, aber die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks bestimmt, ist die technische Betriebsdauer. Für jedes fossilbefeuerte Kraftwerk wird eine energieträgerspezifische maximale Betriebsdauer in Jahren vorgegeben (dena 2008). Für Kernkraftwerke in Deutschland und Belgien werden jeweils die gesetzlich beschlossenen bzw. geplanten Stilllegungszeitpunkte angenommen. In Deutschland sind die Laufzeiten der Kernkraftwerke im *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)* geregelt. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen demnach stufenweise bis 2023 stillgelegt werden. In Belgien bestand zum Zeitpunkt der Fallstudiedurchführung ein Regierungsbeschluss, welcher ursprünglich eine Laufzeitbegrenzung der Reaktoren auf 40 Jahre und somit einen vollständigen Ausstieg bis 2025 vorsah (World Nuclear News 2012). Darüber hinaus können verschiedene emissionsschutzrechtliche Regelungen auf europäischer oder nationaler Ebene

die Laufzeiten von Kraftwerken verkürzen. Beispiele dafür sind die *Large Combustion Plant Directive* und die *Industrial Emissions Directive* (IED) auf EU-Ebene (Sandbag 2014) sowie der *SER Energieakkoord* in den Niederlanden (Autoriteit Consument & Markt 2013). Aus diesen Annahmen kann die sogenannte Sterbelinie eines Kraftwerksparks abgeleitet werden (Abbildung 5-3). Diese zeigt, wie sich die konventionellen Kraftwerkskapazitäten entwickeln, wenn für alle Kraftwerke die maximale technische bzw. regulatorische Betriebsdauer ausgenutzt wird. Eine vorzeitige Stilllegung aus wirtschaftlichen Gründen wird dabei nicht berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.3 und Abschnitt 6.3.1).

Zur Abschätzung der variablen Stromerzeugungskosten (vgl. Gleichung 4.2) sind im Modell neben den technischen Kraftwerkseigenschaften Annahmen über die Preisentwicklung der Energieträger und der CO₂-Emissionszertifikate zu hinterlegen. Für die historischen Preise für Erdgas, Steinkohle und Öl in täglicher Auflösung werden die Ergebnisse des EEX-Börsenhandels verwendet (EEX 2015b). Das Szenario für die zukünftigen Jahre entstammt dem *World Energy Outlook 2012* (IEA 2012; *Current Policies*-Szenario), welcher einen graduellen Anstieg der Energieträgerpreise unterstellt. Preisannahmen für Uran und Braunkohle zu Beginn der Simulation stammen aus Cour des Comptes (2012) und Schröder et al. (2013a). Die Daten für die CO₂-Zertifikatspreise sind den historischen Marktergebnissen des Spot- und Futuremarktes für *European Emission Allowances* (EUA) an der EEX (EEX 2015b) und für die Jahre ab 2020 dem *Netzentwicklungsplan Strom 2015* (50Hertz Transmission et al. 2014b) entnommen. Grundsätzlich unterliegt die langfristige Entwicklung entsprechender Preise einer Vielzahl von Einflussfaktoren und somit einer großen Unsicherheit. Die für die Fallstudie unterstellten Entwicklungen für Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise sind in Abbildung 5-4 graphisch dargestellt.

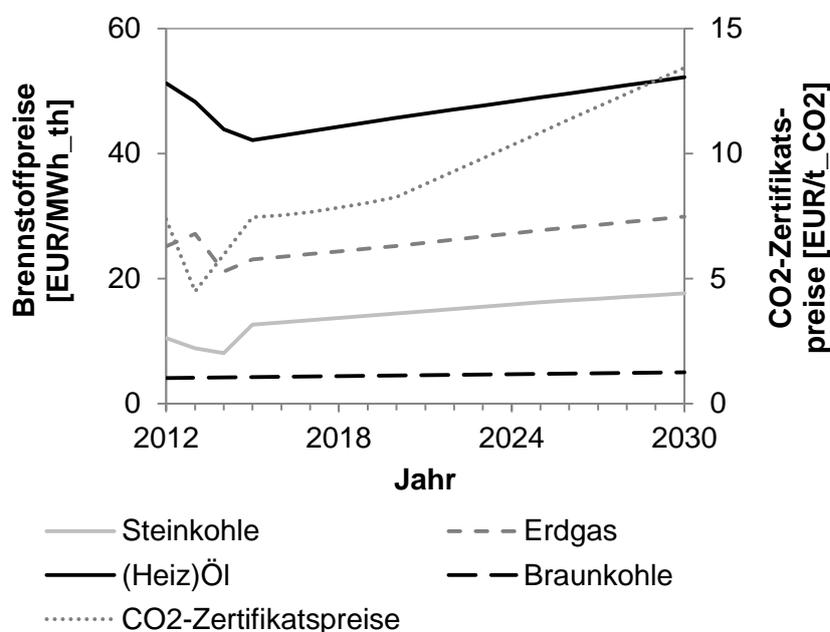


Abbildung 5-4 Angenommene Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise (als reale Größen)

Auf Basis der Eingangsdaten können schließlich die einzelnen Kraftwerke jedes Marktgebiets aufsteigend geordnet nach ihren variablen Stromerzeugungskosten in Form von Merit-Order-

Kurven veranschaulicht werden. Abbildung 5-5 zeigt für das erste Simulationsjahr (2012) die Kurven für die vier Marktgebiete im Vergleich, wobei die Erzeugungsleistung der Kraftwerke jeweils auf die gesamte nationale Erzeugungsleistung bezogen ist und nur die (echt) variablen Stromerzeugungskosten gemäß Gleichung 4.2 berücksichtigt sind. Wie zu erwarten zeichnen sich die Kurven für Frankreich und Belgien aufgrund ihres hohen Anteils der Kernkraft durch einen sehr flachen Anstieg aus. Werden Märkte mit unterschiedlichen Kraftwerksparks bzw. Merit-Order-Kurven gekoppelt, können Kraftwerke mit niedrigeren Erzeugungskosten besser ausgelastet werden. Ein entsprechender Effekt wird in der vorliegenden Arbeit für die abgebildeten Marktgebiete untersucht (vgl. Abschnitt 6.2)

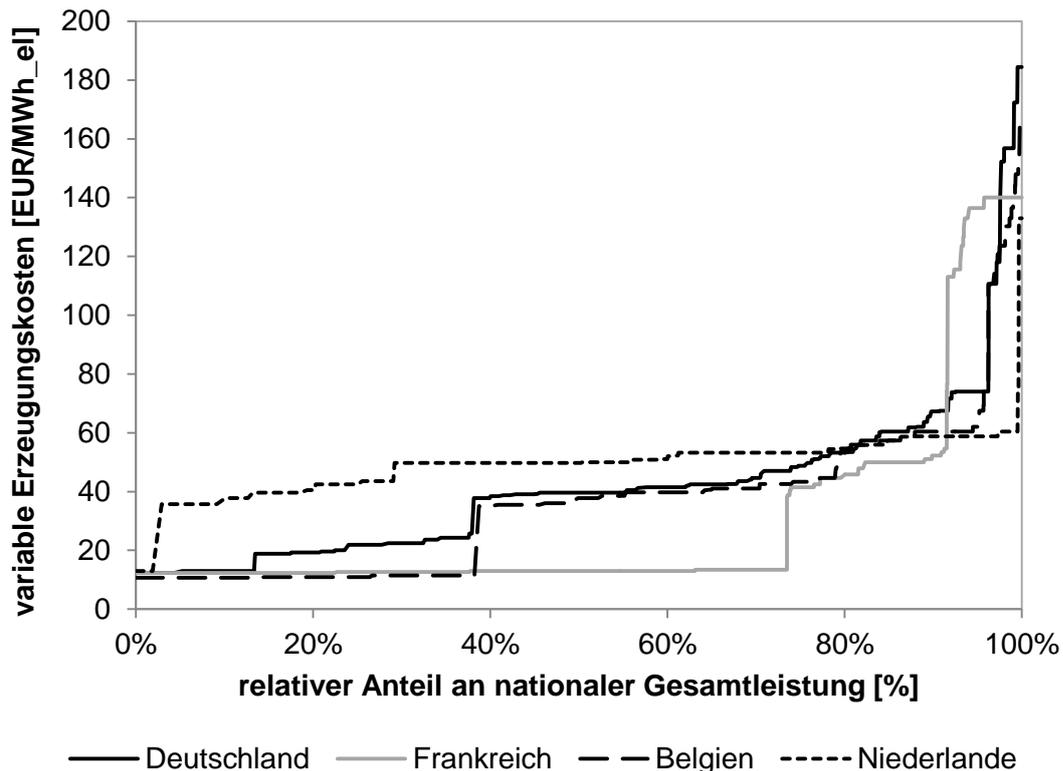


Abbildung 5-5 Nationale Merit-Order-Kurven im Vergleich (2012)

5.3.3 Residualnachfrage

Anders als der konventionelle Kraftwerkspark wird die Nachfrageseite des Spotmarktes im Simulationsmodell weitestgehend exogen in Form von stündlichen Zeitreihen, auch als Profildaten bezeichnet, für den gesamten Simulationszeitraum vorgegeben. Aufgrund der Ähnlichkeiten beim Vorgehen zur Datenbeschaffung werden im Folgenden die verschiedenen Komponenten der Residualnachfrage (vgl. Gleichung 4.15) zusammen betrachtet. Insgesamt werden für die Simulation in jedem Zeitschritt Daten für die Nachfrage nach elektrischer Energie, für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, für den Stromaustausch mit nicht modellierten Nachbarmärkten und für Pumpspeicherkraftwerke benötigt. Diese Größen gehen jeweils in national aggregierter Form in das Simulationsmodell ein.

Für den Bereich des Simulationszeitraums, welcher bei Fallstudiendurchführung in der Vergangenheit lag, werden, soweit verfügbar, historische Daten herangezogen. Zur Ableitung

synthetischer Nachfrageprofile auf Ebene der Marktgebiete für zukünftige Jahre werden grundsätzlich Jahresbedarfsmengen an elektrischer Energie mit einem stündlichen Lastprofil, welches auf eine Nachfrage von 1 MWh normiert ist, verrechnet. Die Jahressummen sollen dabei langfristig erwartete Entwicklungen der Stromnachfrage beinhalten (z. B. Steigerung der Energieeffizienz). Die jeweiligen Mengen für die in der Fallstudie betrachteten Jahre stammen aus verschiedenen externen Quellen (Deutschland: DLR et al. 2012; Frankreich: RTE 2014a; Belgien/Niederlande: Pentalateral Energy Forum 2015). Das normierte Profil dient dagegen der Berücksichtigung unterjähriger Schwankungen (vgl. Abschnitt 4.6.1). Dafür wird auf Daten von ENTSO-E (ENTSO-E 2015b; ENTSO-E 2015c) für das gewählte Referenzjahr (vgl. Abschnitt 5.2) zurückgegriffen.

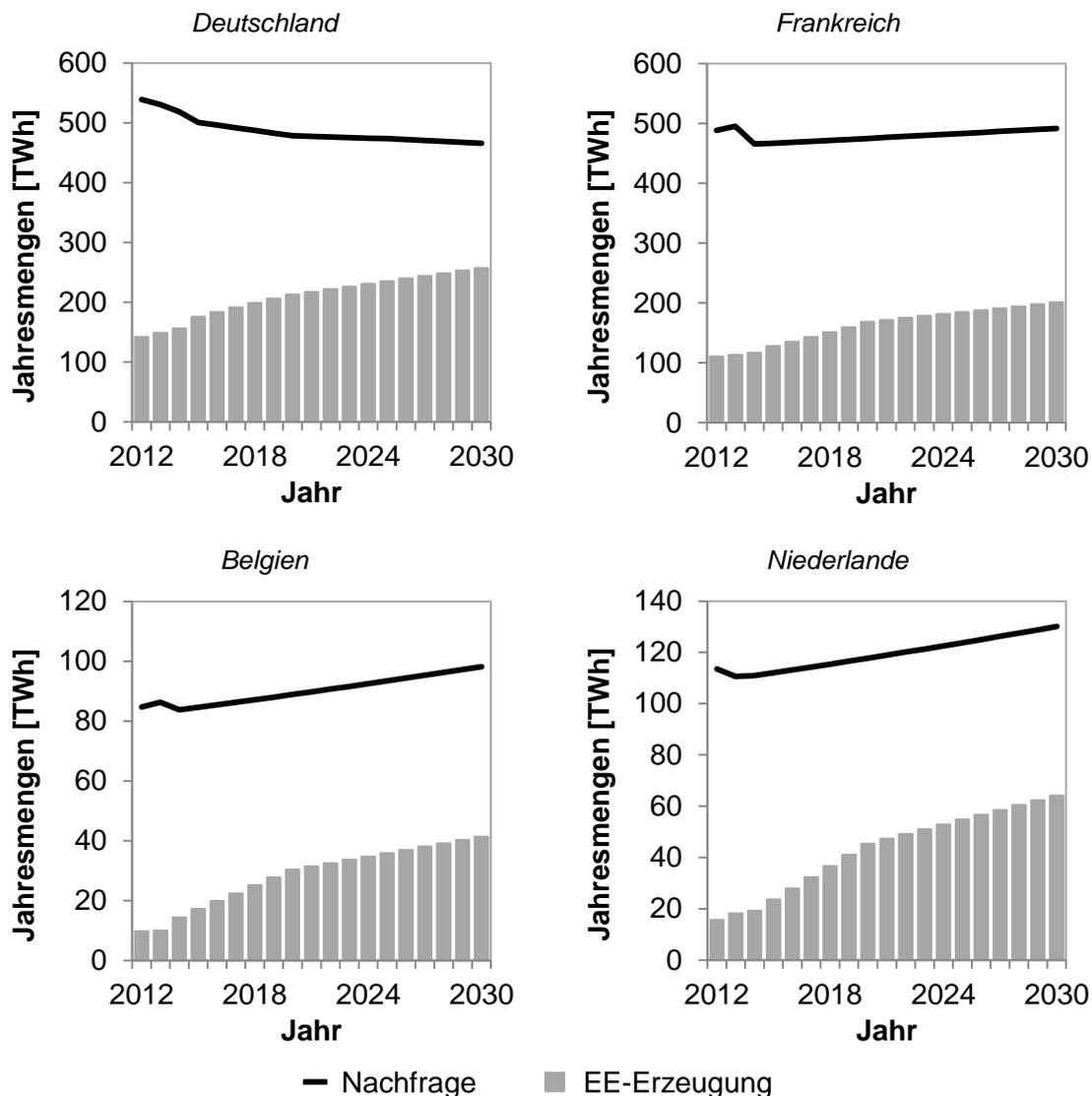


Abbildung 5-6 Jährliche Stromnachfrage- und EE-Erzeugungsmengen in den untersuchten Marktgebieten

Aufgrund des starken Anstiegs der Stromerzeugung aus EE in Europa und des damit einhergehenden Einflusses auf Strompreise (z. B. Sensfuß et al. 2008) ist es ebenso zweckmäßig, die jeweilige stündliche Einspeisung in das Modell einzubeziehen. Dabei erfolgt eine Unterscheidung zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energieträgern, insbesondere Wind, PV, Biomasse bzw. -gas und Wasserkraft. Die Berechnung stündlicher

Erzeugungsprofile basieren auf der im jeweiligen Jahr installierten Leistung, einem normierten Einspeiseprofil sowie einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl. Die verschiedenen Datenquellen sind in Tabelle 5-4 aufgelistet. Vergleicht man die jährliche Nachfrage in den Marktgebieten mit der angenommenen EE-Einspeisemenge, zeigt sich bis 2030 eine zunehmende, aber bei Weitem keine vollständige Nachfragedeckung durch EE (Abbildung 5-6).

Nichtsdestotrotz kann in einzelnen Stunden der Anteil an der Stromnachfrage, welcher alleine durch EE-Anlagen bereitgestellt wird, deutlich höher ausfallen. Im Laufe des Simulationszeitraums treten zunehmend Stunden auf, in denen innerhalb eines Marktgebiets die EE-Einspeisung bilanziell die Stromnachfrage übersteigt (vgl. Abschnitt 2.2.2.1; Abbildung 5-7). Vergleichbar mit der Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks ist eine Marktkopplung grundsätzlich in der Lage, das EE-Angebot im Gesamtsystem besser zu nutzen.

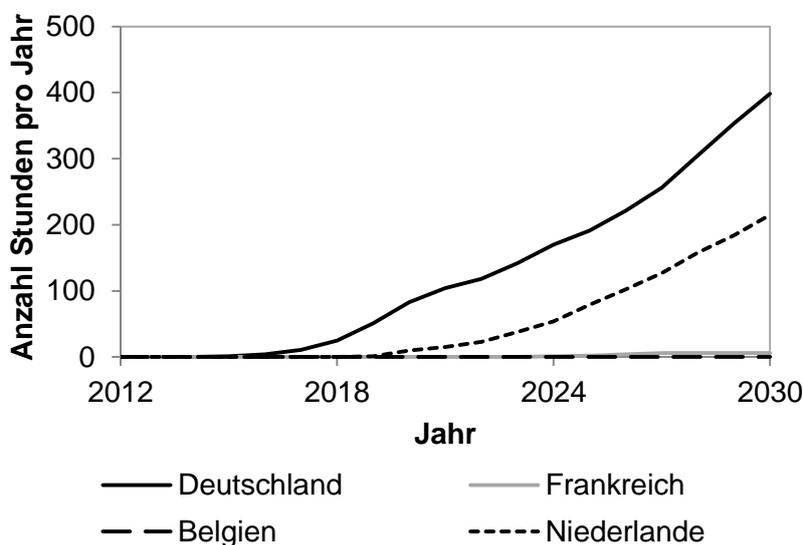


Abbildung 5-7 Anzahl der Stunden pro Jahr und Marktgebiet mit Überangebot an EE-Einspeisung im Vergleich zur nationalen Stromnachfrage

Einen weiteren Teil der Residualnachfrage bildet der kommerzielle Stromaustausch mit Nachbarmärkten. Während der Stromaustausch zwischen den Marktgebieten Deutschland, Frankreich, Belgien und Niederlande in der Fallstudie endogen berechnet wird (vgl. Abschnitt 4.2.3), müssen potentielle Stromflüsse in bzw. aus anderen Marktgebieten (z. B. Frankreich-Spanien) exogen in stündlicher Auflösung definiert werden. Dazu werden für vergangene Jahre die entsprechenden Marktergebnisse (*Cross-Border Commercial Schedules*) und für zukünftige Jahre vereinfacht das Profil des Referenzjahres von ENTSO-E (2015c) angenommen. Alternativ wäre auch die Verwendung entsprechender Ergebnisse aus anderen Energiesystemanalysemodellen, welche auf ein größeres geographisches Gebiet angewendet werden, möglich (z. B. Möst und Fichtner 2010).

Pumpspeicherkraftwerke können zusätzlich Erzeugungsleistung bereitstellen, allerdings müssen die Speicher vorher entsprechend durch Pumpvorgänge gefüllt werden, wodurch eine Nachfrage im Strommarkt entsteht. Laut ENTSO-E (2015c) waren 2015 in Deutschland

8,3 GW, in Frankreich 5,0 GW und in Belgien 1,3 GW an Pumpspeichererzeugungsleistung installiert. Die Integration von Pumpspeicherkraftwerken in den abgebildeten Spotmarkt ist teilweise endogenisiert. Zunächst werden aus historischen Daten stündliche Pump- bzw. Erzeugungsprofile abgeleitet (EEX 2015c; RTE 2015), wobei ein Gesamtwirkungsgrad von einheitlich 0,8 angenommen wird. Die Pumpspeicheragenten, welche am Spotmarkt als Händler teilnehmen, bieten diese national aggregierten Mengen in Abhängigkeit einer kurzfristigen Preisprognose preisunlimitiert an, so dass die Pumpspeicherkraftwerke bei hohen Preiserwartungen im Generatorbetrieb laufen bzw. bei niedrigen Preisen Strom für den Pumpbetrieb nachfragen (vgl. Abschnitt 4.2.2).

5.3.4 Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten

Die Simulation einer Marktkopplung zwischen den in der Fallstudie abgebildeten Marktgebieten erfordert die Vorgabe von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten. Das Vorgehen in dieser Arbeit basiert auf Nettoübertragungskapazitäten für Interkonnectoren (vgl. Abschnitt 2.3.1). Weiter werden nicht einzelne physische Übertragungsleitungen zwischen den Marktgebieten betrachtet, sondern aggregierte Werte für jeweils zwei miteinander verbundene Marktgebiete. Dieser Ansatz wird traditionell beim kommerziellen Engpassmanagement in Europa verfolgt. In Anlehnung an das frühere Vorgehen von ENTSO-E zur Bestimmung einer sogenannten *NTC Matrix* wird in den durchgeführten Simulationsrechnungen angenommen, dass die Übertragungskapazitäten innerhalb eines Jahres jeweils für Sommer- (April bis September) und Wintermonate (Oktober bis März) konstant sind¹⁰⁰.

Die Datenbasis bilden die veröffentlichten Werte von ENTSO-E für die Cross-Border Commercial Schedules im Zeitraum 2012-2014 (ENTSO-E 2015c). Für die Ableitung saisonaler Werte für jedes Jahr wird das Maximum in der jeweiligen Periode bestimmt. Für die folgenden Simulationsjahre werden die Werte von 2014 konstant fortgeschrieben. Einzige Ausnahme in der Fallstudie bildet der neue Interkonnectorkorridor *ALEGrO* (Aachen-Liège Electric Grid Overlay) zwischen Deutschland und Belgien ab 2019 mit einer angenommenen Übertragungskapazität von 1.200 MW in beide Richtungen (Elia 2016; vgl. Abschnitt 6.2.2). Die im Zeitraum 2014-2030 jährlich angenommenen durchschnittlichen Nettoübertragungskapazitäten sind Tabelle 5-3 zu entnehmen.

¹⁰⁰ Die rechentechnische Modellumsetzung würde auch die Verwendung von höher aufgelösten Werten (z. B. stündlich) zulassen.

Tabelle 5-3 Annahmen zu durchschnittlichen Nettoübertragungskapazitäten

Zeitraum	Marktgebiete		Wert [MW]	
			Export	Import
2014-2030	DE	FR	3.001	1.803
	DE	NL	2.486	2.450
	FR	BE	3.401	1.684
	BE	NL	1.427	1.336
2014-2018	DE	BE	0	0
2019-2030	DE	BE	1.200	1.200

5.3.5 Übersicht über Datenquellen und -umfang

Insgesamt sind somit für die Modellanwendung im Rahmen der Fallstudie energietechnische und -wirtschaftliche Daten in erheblichem Umfang notwendig, um den angestrebten regionalen wie zeitlichen Detailgrad zu gewährleisten. Die Datenmenge wird unter anderem durch den geographischen Umfang der Fallstudie (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande), die stündliche Auflösung der Spotmarktsimulation, die Berücksichtigung zahlreicher techno-ökonomischer Eigenschaften (z. B. individuelle Abbildung konventioneller Kraftwerke) und die Modellierung verschiedener Agententypen sowie mehrerer Strommarktsegmente bestimmt. Tabelle 5-4 stellt zusammengefasst eine Übersicht über die verwendeten Datenquellen dar. Die Gesamtheit der Daten bildet das unterstellte Energieszenario für die Modellrechnungen.

Tabelle 5-4 Übersicht über Datenquellen ausgewählter Modellgrößen

Modellgröße	Ebene	Zeitliche Auflösung	Datenquellen			
			DE	FR	BE	NL
Brennstoffpreise (Gas, Steinkohle, Öl)	System	täglich/jährlich			(i)	
Brennstoffpreise (Uran)	System	jährlich			(ii)	
Brennstoffpreise (Braunkohle)	System	jährlich			(iii)	
CO ₂ -Zertifikatspreise	System	täglich/jährlich			(iv)	
Strompreise (Day-Ahead)	Marktgebiet	stündlich		(v)		(vi)
Stromnachfrage (Jahressumme)	Marktgebiet	jährlich	(vii)	(viii)		(ix)
Stromnachfrage (Profil)	Marktgebiet	stündlich			(x)	
Stromtausch (exogen)	System/Marktgebiet	stündlich			(xi)	

Modellgröße	Ebene	Zeitliche Auflösung	Datenquellen			
			DE	FR	BE	NL
Übertragungsleistung Interkonnectoren (NTC)	System/Markt- gebiet	jährlich			(xii)	
Erneuerbare Energien (installierte Leistung)	Marktgebiet	jährlich	(xiii)	(xiv)		(xv)
Erneuerbare Energien (Profil)	Marktgebiet	stündlich			(xvi)	
Konventionelle Kraftwerke (Bestand)	Agent	-	(xvii)	(xviii)	(xix)	(xx)
Konventionelle Kraftwerke (Verfüg- barkeiten)	System/ Marktgebiet	-			(xxi)	
Konventionelle Kraftwerke (Neubauoptionen)	Marktgebiet/ Agent	-			(xxii)	
Konventionelle Kraftwerke (Betriebskosten)	System	-			(xxiii)	
Konventionelle Kraftwerke (Anfahrkosten)	System	-			(xxiv)	

Erläuterungen zu Datenquellen

- (i) historisch: EEX-Börsenpreise (EEX 2015b)
Szenario: World Energy Outlook 2012 (IEA 2012)
- (ii) historisch: Cour des Comptes 2012
Szenario: Anstieg um 1 % p.a.
- (iii) historisch: Schröder et al. 2013a
Szenario: Anstieg um 1 % p.a.
- (iv) historisch: EEX-Spotmarktpreise EUA (EEX 2015b)
Szenario: (bis 2020) EEX-Futures EUA (EEX 2015b); (danach) Netzentwicklungsplan Strom 2015 (50Hertz Transmission et al. 2014b)
- (v) historisch: EPEX SPOT Day-Ahead-Auktion (EEX 2015b)
Szenario: endogen
- (vi) historisch: APX/Belpex Day-Ahead-Auktion (APX 2015b)
Szenario: endogen
- (vii) historisch: Summe monatlicher Verbrauchswerte (ENTSO-E 2015b)
Szenario: *Leitstudie 2011 Szenario 2011 A* (DLR et al. 2012); Anpassung entsprechend der letzten Bestandswerte
- (viii) historisch: *Consommation intérieure* (RTE 2014b)
Szenario: *RTE Generation Adequacy Report* (RTE 2014a); Anpassung entsprechend der letzten Bestandswerte
- (ix) historisch: Summe monatlicher Verbrauchswerte (ENTSO-E 2015b)
Szenario: jährliche Veränderungsrate gemäß Pentalateral Energy Forum (2015)
- (x) historisch/Szenario: normierte stündliche Last (ENTSO-E 2015c)
- (xi) historisch/Szenario: Cross-Border Commercial Schedules (ENTSO-E 2015c)
- (xii) historisch: jährlich saisonales Maximum der Cross-Border Commercial Schedules (ENTSO-E 2015c)
Szenario: konstante Fortschreibung der letzten historischen Werte; Inbetriebnahme eines Interkonnectors zwischen Deutschland und Belgien im Jahr 2019 (Elia 2016)

- (xiii) historisch: BMWi 2015b
Szenario: *Leitstudie 2011 Szenario 2011 A* (DLR et al. 2012); Anpassung entsprechend der letzten Bestandswerte
- (xiv) historisch: RTE 2014b; ECN 2011
Szenario: ECN 2011; Anpassung entsprechend der letzten Bestandswerte
- (xv) historisch: EurObserv'ER 2015; ECN 2011
Szenario: ECN 2011; Anpassung entsprechend der letzten Bestandswerte
- (xvi) historisch / Szenario: u. a. EEX 2015c; RTE 2015; Elia 2015b
- (xvii) historisch: Platts 2009; Bundesnetzagentur 2016a; ergänzende Internetrecherche
Szenario: Anpassung Laufzeiten infolge der IED (Sandbag 2014); endogen
- (xviii) historisch: Platts 2009; RTE 2015; ergänzende Internetrecherche
Szenario: Anpassung Laufzeiten infolge der IED (Sandbag 2014); endogen
- (xix) historisch: Platts 2009; ergänzende Internetrecherche
Szenario: Anpassung Laufzeiten infolge der IED (Sandbag 2014); endogen
- (xx) historisch: Platts 2009; ergänzende Internetrecherche
Szenario: Anpassung Laufzeiten infolge der IED (Sandbag 2014) sowie SER Energieakkord (Autoriteit Consument & Markt 2013); endogen
- (xxi) historisch/Szenario: IEEE 1979; VGB PowerTech 2011; RTE 2015
- (xxii) Szenario: u. a. Dena 2008; IEA und NEA 2010; Prognos et al. 2010; Schröder et al. 2013b
- (xxiii) historisch/Szenario: u. a. Wagner et al. 2004; IEA und NEA 2010; Prognos et al. 2010; Capros 2011; Traber und Kemfert 2011; DOE-NETL 2013; IEA 2013
- (xxiv) historisch/Szenario: Traber und Kemfert 2011

5.4 Zusammenfassung

Das entwickelte Strommarktmodell wird in der vorliegenden Arbeit zur Simulation einer konkreten Fallstudie herangezogen. Wie in diesem Kapitel gezeigt wurde, wird in der Fallstudie die CWE-Region mit den entsprechenden Spotmärkten für elektrische Energie und einer Marktkopplung abgebildet. Für die Fallstudie wird zudem ein Energieszenario im Sinne eines Datenszenarios mit einem möglichen Entwicklungspfad für die relevanten exogen vorzugebenden Modellgrößen festgelegt. Die gewählte Datenstrukturierung sowie Quellen für ausgewählte Daten wurden vorgestellt. Von Energieszenarien sind Kopplungsszenarien zu unterscheiden; diese dienen durch Variation der unterstellten Übertragungsleistung der Interkonnektoren gezielt dazu, den Einfluss einer Marktkopplung auf das System bewerten zu können.

6 Ausgewählte Ergebnisse zur Untersuchung des CWE Market Coupling bis 2030

Die Darstellung der Modellanwendung in diesem Kapitel ist zweigeteilt. Zunächst erfolgt mit Validierung und Verifikation eine abschließende Modellprüfung (Abschnitt 6.1). Im Anschluss werden die energiewirtschaftlichen Ergebnisse der Modellanwendung im Rahmen der definierten Fallstudie für die CWE-Region vorgestellt. Insbesondere stehen dabei Wohlfahrtsaspekte (Abschnitt 6.2), die Entwicklung von Erzeugungssicherheit einschließlich einer probabilistischen Betrachtung (Abschnitt 6.3) und grenzüberschreitende Effekte einer strategischen Reserve (Abschnitt 6.4) im Fokus.

6.1 Validierung und Verifikation des entwickelten Simulationsmodells

6.1.1 Einführung in die Validierung und Verifikation von Simulationsmodellen

Wie in Kapitel 3 beschrieben, stellen Modelle eine vereinfachte Abbildung der Realität dar und sollen schlussendlich zur Entscheidungsunterstützung herangezogen werden können. Der Prozess der *Modellvalidierung* und *-verifikation*, zusammen als *Modellprüfung* bezeichnet, dient der Beurteilung, ob das jeweilige Modell das interessierende System „genügend gut“ abbildet, um damit die relevanten Aspekte untersuchen zu können. Im Zuge dessen kommt es zum Aufbau bzw. zur Erhöhung der Glaubwürdigkeit des Modells, wodurch sich erwartungsgemäß die Wahrscheinlichkeit einer Anwendung erhöhen sollte. Eine erfolgreiche Modellprüfung ermöglicht im Allgemeinen die Herstellung der Modellvalidität.

Die Modellprüfung ist stets im Kontext der gesetzten Untersuchungsanforderungen bzw. der beabsichtigten Anwendung zu sehen. So kann bekanntermaßen ein Modell nicht das vollständige reale System abbilden, sondern es ist, auch aus Gründen der Sparsamkeit (*parsimony*), eine Beschränkung auf die für die Forschungsfrage relevanten Aspekte vorzunehmen (vgl. Abschnitt 3.1; z. B. Sargent 2013). Dementsprechend kann von einer Modellprüfung auch keine vollständige Übereinstimmung zwischen Modell- und Systemverhalten erwartet werden. Folglich handelt es sich bei der Bewertung der unweigerlich auftretenden Abweichungen zwischen Modellergebnissen und Realität um eine zentrale Herausforderung im Rahmen der Modellprüfung. Gleichzeitig sollte die Modellprüfung, obwohl wesentlicher Schritt im gesamten Modellentwicklungsprozess (z. B. Jakeman et al. 2006), nicht zum Selbstzweck erhoben werden.

Typischerweise erfolgt die Bestimmung der Modellvalidität iterativ mit abwechselnder Überprüfung und Verbesserung der betroffenen Modellkonzepte und -implementierungen. Da für die vorliegende Arbeit verschiedene Stufen und Ebenen der Validierung bereits kontinuierlich während der Modellentwicklung abgehandelt wurden, erfolgt in diesem Abschnitt schließlich eine Zusammenfassung der Modellprüfung.

Die beiden Konzepte der Validierung und der Verifikation beschreiben unterschiedliche Prozesse im Rahmen der Modellprüfung (Abbildung 6-1). Im Allgemeinen geht es bei der

Validierung um die Beurteilung, ob das Modell entsprechend seiner Anwendung eine ausreichend große Genauigkeit besitzt. Dabei lassen sich drei Ebenen unterscheiden (z. B. Naylor et al. 1967; Sargent 2013):

- Entwicklung eines konzeptionellen Modells mit hoher Plausibilität (*conceptual model validation*),
- Überprüfung der Modellannahmen (*data validity*) und
- Vergleich der Input-Output-Transformationen des Modells mit den entsprechenden empirischen Größen des abzubildenden Systems (*operational validation*).

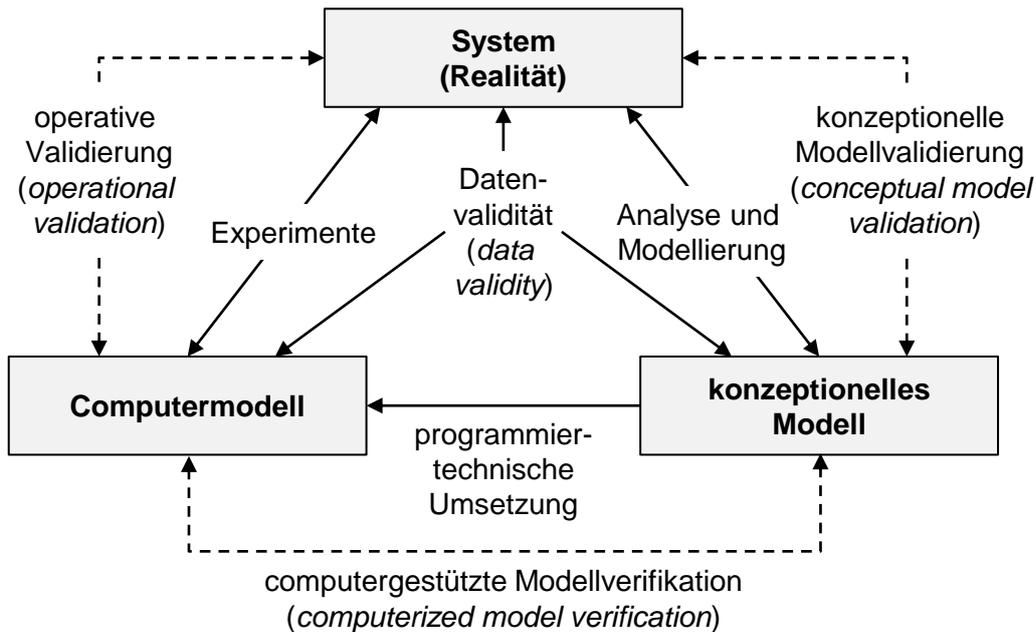


Abbildung 6-1 Prozess der Modellentwicklung (nach Sargent 2013)

Zunächst wird bei der Validierung des Modellkonzepts geprüft, ob die zugrunde liegenden Theorien und Annahmen korrekt sind und das Modellkonzept das zu untersuchende System adäquat für die angestrebte Anwendung abbildet. Letzteres umfasst eine kritische Analyse der Struktur, der Logik und der mathematischen sowie der kausalen Beziehungen innerhalb des Modells. Eine Dokumentation ausgewählter Aspekte des im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Simulationsmodells kann Kapitel 4 entnommen werden. Weiter umfasst die Validierung eine Überprüfung der Eingangsdaten und sonstiger Modellparameter (vgl. Kapitel 5). Schließlich ist das Ziel der operativen Validierung die Prüfung, ob der Modelloutput eine ausreichend große Übereinstimmung mit den angestrebten Ergebnissen besitzt. In Abschnitt 6.1.4 werden dafür Modellergebnisse historischen Daten gegenübergestellt, d. h. die Modellgüte wird anhand eines Vergleichs von Kennzahlen aus dem entwickelten Modell mit analogen Kennzahlen aus dem zu untersuchenden System, welche gerade eben nicht zur Erzeugung der Modellergebnisse verwendet werden, beurteilt. Der Vergleich mit historischen Daten stellt generell ein Vorgehen dar, welches bei Modellentwickler, -anwender und Dritten zu einer hohen Glaubwürdigkeit führen kann, jedoch liegt in der Definition der richtigen Kennzahlen, deren Vergleich und der Bestimmung der erlaubten Abweichung eine nichttriviale Herausforderung. Weidlich und Veit (2008) verweisen dazu auf mehrere Arbeiten, welche jeweils mögliche Vorgehensweisen zur Kalibrierung und Validierung von agentenbasierten Modellen vorstellen.

Eine Verifikation von Simulationsmodellen soll dagegen sicherstellen, dass das Modellkonzept korrekt und fehlerfrei in einem Computermodell umgesetzt wird (*computerized model verification*) (Sargent 2013). Schwerpunktmäßig ermöglichen bzw. erleichtern verschiedene Methoden aus der Softwareentwicklung eine Modellverifikation. Für das in dieser Arbeit angewendete Modell wurden dazu mehrere Softwareanwendungen zur Erstellung eines compilierfähigen Programmcodes¹⁰¹ sowie zur Überprüfung der Codequalität¹⁰² verwendet. Zusätzlich werden in Abschnitt 6.1.3 ausgewählte Wirkungszusammenhänge beschrieben.

Validierung und Verifikation müssen insofern getrennt betrachtet werden, als weder eine erfolgreiche Validierung Verifikation impliziert noch umgekehrt. Beispielsweise kann ein Modell validiert werden, indem die Modellergebnisse eine sehr gute Übereinstimmung mit historischen Daten aufzeigen, obwohl die Implementierung fehlerhaft ist. Die erfolgreiche Modellvalidierung wäre dann zufällig und möglicherweise auch nur für einen bestimmten Anwendungsfall zutreffend. Dies würde dazu führen, dass das Modell fälschlicherweise als valide (falsch positiv) bestimmt wird, was aus Sicht des Modellanwenders bzw. Adressaten der Modellergebnisse unbedingt zu vermeiden ist.

Im Rahmen der Modellprüfung wird typischerweise auch eine Modellkalibrierung vorgenommen. Darunter sind die Anpassung des Modellkonzepts und insbesondere die Variation von Modellparametern, für welche unter Umständen keine eindeutigen oder verlässlichen Quellen vorliegen, zur Verbesserung der Modellvalidierung zu verstehen. Eine Kalibrierung beinhaltet dabei die Gefahr der Überanpassung (*overfitting*) hinsichtlich spezifischer Ergebnisausschnitte. Beispielsweise kann durch entsprechende Kalibrierung für einen bestimmten Anwendungsfall (z. B. für ein Simulationsjahr) eine hohe Übereinstimmung zwischen Modell- und Systemverhalten erreicht werden. Jedoch besteht das Risiko, dass diese Kalibrierung zu speziell ausfällt und die Validierung für andere, ebenso relevante Anwendungsfälle gar negativ beeinflusst wird.

6.1.2 Bestehende Validierungen der Modellbasis

Die Ergebnisse des in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen ursprünglichen Simulationsmodells PowerACE wurden bereits in mehreren Arbeiten zum Zwecke einer Validierung jeweils für Deutschland mit historischen Daten verglichen. In Genoese (2010) wird die Validierung des Modells für die simulierten Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromerzeugungsmengen in den Jahren 2001 und 2004 durchgeführt. Dabei konnte eine realitätsnahe Simulation der Systemgrößen festgestellt werden. Der gleiche Modellzweig wurde in Möst und Genoese (2009) zusätzlich für die Jahre 2005 und 2006 validiert. Eine erfolgreiche Validierung für die Jahre 2009 und 2010 erreicht auch Genoese (2013) für ein erweitertes Modell¹⁰³. Schließlich

¹⁰¹ *Eclipse* als integrierte Entwicklungsumgebung.

¹⁰² Z. B. *UCDetector* (Unnecessary Code Detector), *FindBugs* (jeweils Eclipse-Plugins).

¹⁰³ Insbesondere wurde die Gebotsabgabe der Stromerzeuger auf dem Spotmarkt mithilfe einer Optimierung angepasst.

können Bublitz et al. (2014a) für 2011 eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen Modellergebnissen und historischen Strompreisen vorweisen.

Zusammenfassend lässt sich daraus schließen, dass das Modell PowerACE grundsätzlich eine ausreichend hohe Modellgüte für das deutsche Marktgebiet aufweist. Um sicherzustellen, dass diese nicht unter den Weiterentwicklungen der vorliegenden Arbeit leidet, wird im Folgenden eine vergleichbare Validierung erneut durchgeführt. Zudem wird darauf eingegangen, wie sich speziell einzelne Aspekte der Weiterentwicklungen auswirken.

6.1.3 Validierung und Verifikation ausgewählter Modellkonzepte

Die Validierung des Modellkonzepts und dessen korrekte Implementierung in einem Computermodell (Verifikation) sind typischerweise kontinuierliche Prozesse während der gesamten Modellentwicklungsphase. Daher werden im Folgenden nur einige ausgewählte Beziehungen innerhalb des Modells zur Illustration beschrieben und dahin gehend überprüft, ob diese konzeptionell plausibel und deren Umsetzungen korrekt sind.

Zunächst wird auf die Wirkung der Marktkopplung eingegangen. Wie in Abschnitt 2.3 und Abschnitt 4.2.3 beschrieben, führt der Algorithmus zu einer optimalen Auswahl der abgegebenen Spotmarktgebote sowie Auslastung der begrenzten Übertragungskapazitäten. Optimalität bezieht sich dabei auf die kurzfristige Wohlfahrt des gekoppelten Systems, d. h. eine Marktkopplung verursacht in keinem Zeitschritt eine Verringerung der Wohlfahrt im Gesamtsystem. Zur Überprüfung ist im Modell eine entsprechende Methode implementiert, welche in jedem Zeitschritt den Vergleich zwischen den beiden Kopplungsszenarien „Marktkopplung“ und „isoliert“ berechnet. Im Zuge der durchgeführten Probeläufe und finalen Modellanwendungen konnte dabei die Korrektheit in dieser Hinsicht bestätigt werden. Abbildung 6-2 zeigt zusätzlich graphisch für einen kurzen Ausschnitt, wie bei einer Marktkopplung die Gesamtwohlfahrt in einem hier beliebigen Testsystem in keinem Zeitschritt niedriger als bei einer Isolation der Marktgebiete ausfällt. Die Überlegungen können analog auf den Vergleich zwischen einer begrenzten Marktkopplung und unlimitierten Übertragungskapazitäten übertragen werden.

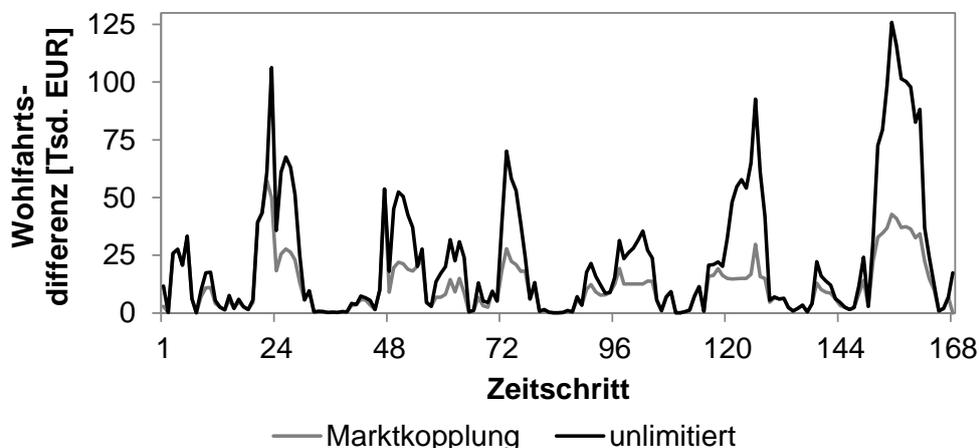


Abbildung 6-2 Veränderung der stündlichen Gesamtwohlfahrt in einem Testsystem mit zwei fiktiven Marktgebieten durch eine Marktkopplung im Vergleich zum isolierten Fall

Darüber hinaus sollte sich der stündliche Stromaustausch als Entscheidungsvariable des Optimierproblems im Allgemeinen so einstellen, dass Marktgebiete, deren Preisniveau vor der Marktkopplung als „niedrig“ galt, zu „Stromexporteuren“ werden und Marktgebiete mit „hohem“ Preisniveau analog zu „Importeuren“. Ein solcher Test lässt sich ebenfalls im Simulationsmodell implementieren. Abbildung 6-3 illustriert entsprechend korrekte Modellergebnisse. Dabei bedeutet eine negative Preisdifferenz, dass der Strompreis in Marktgebiet 1 unter demjenigen in Marktgebiet 2 liegt; ist der Stromaustausch positiv, ist die Handelsrichtung von Marktgebiet 1 zu Marktgebiet 2. Die Abbildung verdeutlicht, dass sich in jedem Zeitschritt, in dem die Preisdifferenz vor der Marktkopplung negativ, d. h. Marktgebiet 1 „günstiger“ als Marktgebiet 2 war, eine Stromaustauschrichtung von Marktgebiet 1 zu Marktgebiet 2 einstellt; der entsprechend umgekehrte Fall gilt analog. Zudem zeigt die Abbildung, dass die Preisdifferenz zwischen den beiden Marktgebieten aufgrund der Marktkopplung in keinem Zeitschritt ansteigt. Die Marktkopplung führt zu einer kurzfristigen Angleichung der Strompreise der gekoppelten Marktgebiete (vgl. Abschnitt 4.2.3).

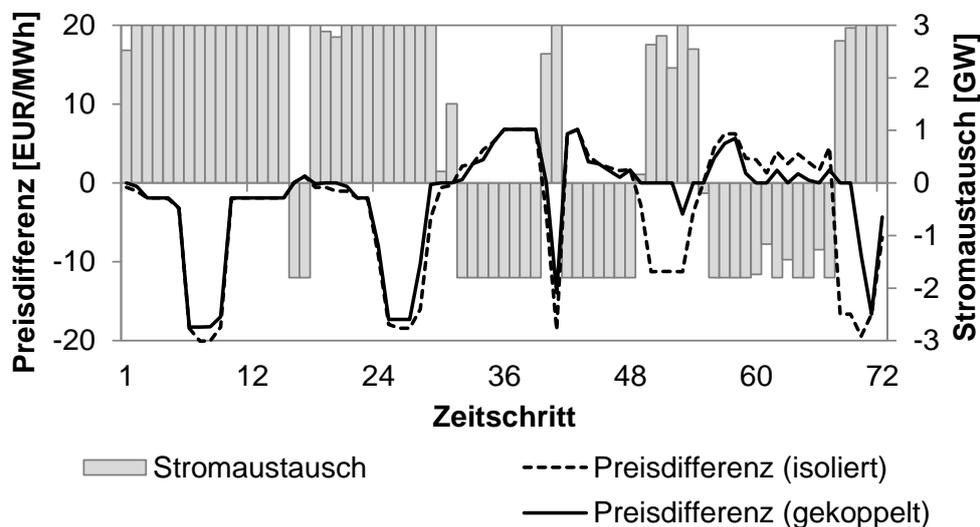


Abbildung 6-3 Veränderung der Strompreis­differenz und des Stromaustauschs zwischen zwei Marktgebieten bei einer Marktkopplung

Eine Konzeptvalidierung und Verifikation hinsichtlich der Investitionsplanung gestaltet sich grundsätzlich schwieriger, da eine Vielzahl von Einflussfaktoren und Zusammenhängen berücksichtigt werden muss. Stellvertretend dafür wird mit dem Einfluss der Entwicklung der Residualnachfrage auf Investitionsentscheidungen ein ausgewählter Aspekt näher beleuchtet.

Im entwickelten Modell wird angenommen, dass sich Anreize für Investitionen ausschließlich aus zukünftig möglichen Deckungsbeiträgen durch Stromverkäufe im Spotmarkt ergeben. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist damit die erwartete Residualnachfrage. Tendenziell werden Stromerzeuger weniger Kraftwerke stilllegen bzw. mehr Neubauprojekte anstoßen, wenn für die Residualnachfrage ein Anstieg erwartet wird. Dies kann unter anderem untersucht werden, indem die simulierten Investitionsvolumina für Energieszenarien mit verschiedenen Entwicklungspfaden für die Stromnachfrage bzw. den Ausbau der erneuerbaren Energien verglichen werden. Zur Illustration werden an dieser Stelle die Ergebnisse für eine Referenzentwicklung mit EE-Ausbau sowie für einen Pfad ohne weiteren EE-Ausbau

gegenüber dem Ausgangsniveau verglichen. Für das simulierte Testsystem ergibt sich dabei wie zu erwarten, dass bei relativ geringerer EE-Leistung der kumulierte Nettozubau an konventioneller Erzeugungsleistung höher ausfällt. Während in dem in Abbildung 6-4 gezeigten Fall die konventionelle Kraftwerksleistung im Szenario ohne zusätzlichen EE-Ausbau insgesamt über den Betrachtungszeitraum ansteigt, geht sie im anderen Fall zurück. Eine vergleichbare Entwicklung lässt sich im deutschen Strommarkt seit einigen Jahren beobachten. Die zusätzliche Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen reduziert die Auslastung konventioneller Kraftwerke und damit deren Wirtschaftlichkeit.

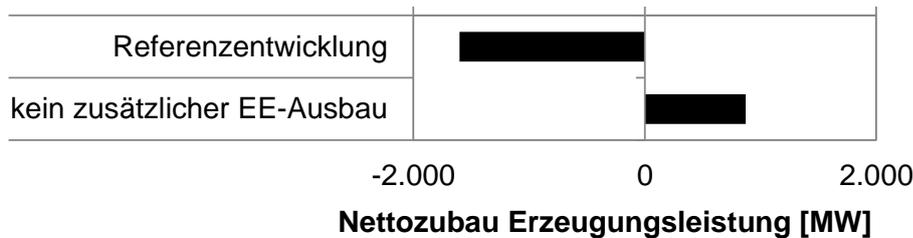


Abbildung 6-4 Nettozubau an Erzeugungsleistung in einem Testsystem unter Annahme einer Referenzentwicklung für den EE-Ausbau und eines fehlenden EE-Ausbaus

6.1.4 Modellvalidierung anhand historischer Daten

Der folgende Abschnitt beinhaltet eine operative Validierung des Modells durch Vergleich von Modellergebnissen auf Ebene der Marktgebiete bzw. der Marktkopplung mit entsprechenden empirischen Daten.

Validierung der Strompreise

Die Validierung der simulierten Spotmarktpreise erfolgt mithilfe statistischer Kennzahlen sowie einer graphischen Gegenüberstellung der geordneten Dauerlinien der simulierten und empirischen Zeitreihen. Das Vorgehen ist vergleichbar mit früheren Validierungen des PowerACE-Modells (Genoese 2010; Genoese 2013; Bublitz et al. 2014a). Die berücksichtigten Kennzahlen umfassen den Mittelwert, die Standardabweichung, das Minimum wie das Maximum sowie den Pearsonschen Korrelationskoeffizienten. Zudem werden mit dem *mean absolute error* (MAE; mittlere absolute Abweichung) und dem *root mean square error* (RMSE; Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung) zwei Maße für die Abweichung von Dauerlinien herangezogen:

$$MAE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N |x_i^0 - x_i| \quad (6.1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i^0 - x_i)^2} \quad (6.2)$$

mit

N	Anzahl der Beobachtungen bzw. Messungen
x^0	empirischer Wert
x	simulierter Wert

Im Folgenden wird der Vergleich zwischen Empirie und Simulation für das Jahr 2014 und alle in der Fallstudie betrachteten Marktgebiete dargestellt (Tabelle 6-1). Dabei handelt es sich um das Jahr mit der größten Basis an empirischen Eingangsdaten. Zur Einordnung werden jeweils frühere Validierungen des PowerACE-Modells gegenübergestellt. Ein direkter Vergleich der Werte ist jedoch angesichts unterschiedlicher Simulationsjahre, Datenqualität und Modellversionen nicht zulässig.

Tabelle 6-1 Vergleich der Ergebnisse der Spotmarktsimulation mit entsprechenden empirischen Daten (2014)

Kennzahl	Deutschland		Frankreich		Belgien		Niederlande	
	empirisch	simuliert	empirisch	simuliert	empirisch	simuliert	empirisch	simuliert
Mittelwert	32,76	33,04	34,63	33,71	40,79	38,32	41,18	40,25
Standardabweichung	12,77	9,49	13,91	10,22	12,68	10,77	10,69	11,77
Minimum	-65,03	13,51	-2,12	-8,46	-0,01	20,07	0,12	24,43
Maximum	87,97	88,27	96,69	84,07	200,00	77,23	96,69	70,68
Korrelation	0,78		0,67		0,72		0,77	
MAE ^{a,b}	2,99 (9,1 %)		5,06 (14,6 %)		3,93 (9,6 %)		2,86 (6,9 %)	
RMSE ^{a,b}	5,10 (15,6 %)		5,92 (17,1 %)		5,06 (12,4 %)		3,38 (8,2 %)	

Kennzahlen in EUR/MWh; Korrelationskoeffizient ohne Dimension. ^a Berechnung der Abstandsmaße MAE und RMSE jeweils für die geordneten Dauerlinien. ^b Auf den entsprechenden Mittelwert der empirischen Strompreise bezogene Abstandswerte in Klammern.

Die relative Abweichung der Mittelwerte der zu vergleichenden Preiszeitreihen liegt für Deutschland bei 0,8 %, für Frankreich bei -2,7 %, für Belgien bei -6,1 % und für die Niederlande bei -2,2 %. Damit liegen die Mittelwerte mit Ausnahme von Belgien sehr eng zusammen, allerdings ist die Richtung der Abweichung unterschiedlich. Im Vergleich mit den

bisherigen Validierungen des PowerACE-Modells (z. B. zwischen -4,5 % und -11,3 % bei Genoese (2010) und Möst und Genoese (2009) für die Jahre 2001, 2004, 2005 und 2006) fallen diese Abweichungen etwas geringer aus.

Die Unterschiede bei den Standardabweichungen fallen mit Werten zwischen 10,0 % (Niederlande) und -25,7 % (Deutschland) deutlich höher aus. Verglichen mit den bestehenden Validierungen, Bublitz et al. (2014a) für das Jahr 2011 (-12,8 %) ausgenommen, sind diese Abweichungen jedoch ebenfalls als eher gering einzustufen. Generell bildet das Simulationsmodell Strompreisschwankungen weniger stark ab, als dies tatsächlich der Fall ist. Untypisch ist daher die höhere Standardabweichung der Simulationsergebnisse für das niederländische Marktgebiet. Die Abweichungen bei den Minimal- und Maximalwerten deuten ebenfalls darauf hin, dass das Modell insbesondere Extremsituationen weniger gut abbildet.

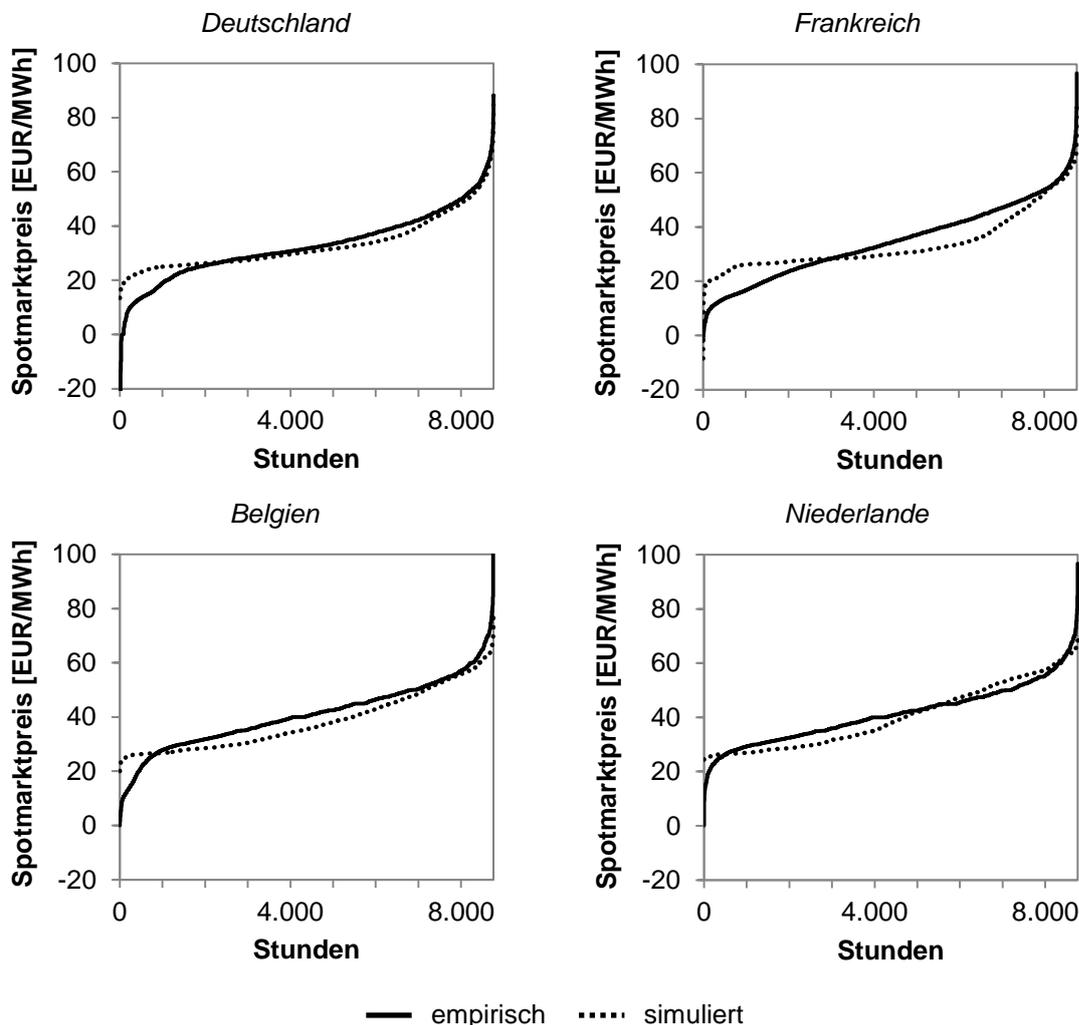


Abbildung 6-5 Dauerlinien der empirischen und simulierten Spotmarktpreise in den abgebildeten Marktgebieten für das Jahr 2014 (Ringler et al. 2017)

Die Korrelation zwischen empirischen und simulierten Preisen, ein Maßstab für die zeitliche Gleichbewegung der Zeitreihen, liegt bei 0,78, 0,67, 0,72 bzw. 0,77 für die vier Marktgebiete. Die meisten bisherigen Validierungen des PowerACE-Modells weisen geringere Korrelationswerte auf (z. B. zwischen 0,44 und 0,65 bei Genoese (2010) in den Jahren 2001, 2004 und 2005).

Die Abstandsmaße für die Preisdauerlinien MAE und RMSE zeigen absolute Bandbreiten von 2,86 bis 5,06 EUR/MWh bzw. von 3,38 bis 5,92 EUR/MWh für die verschiedenen Marktgebiete. Bezieht man die Werte jeweils auf den Mittelwert der empirischen Strompreise, ergeben sich im Vergleich mit den bisherigen Validierungen des PowerACE-Modells leicht geringere mittlere Abstände zwischen den Dauerlinien. Eine Ausnahme bildet wiederum Bublitz et al. (2014a).

Der graphische Vergleich der Preisdauerlinien in Abbildung 6-5 verdeutlicht die Ergebnisse des Kennzahlenvergleichs. Grundsätzlich können mit dem Modell Strompreise auf einem mit der Empirie vergleichbaren Niveau simuliert werden. Sowohl bei sehr geringen als auch bei sehr hohen Strompreisen zeigen sich jedoch größere Abweichungen. Diese Problematik kommt ebenfalls bei einem stündlich aufgelösten Vergleich zwischen empirischen und historischen Spotmarktpreisen zum Vorschein. Für die beispielhafte Periode in Abbildung 6-6 lässt sich in den ersten drei Tagen eine relativ gute Übereinstimmung feststellen; am letzten Tag ergeben sich dagegen deutliche Abweichungen bei den beiden empirischen Strompreisspitzen.

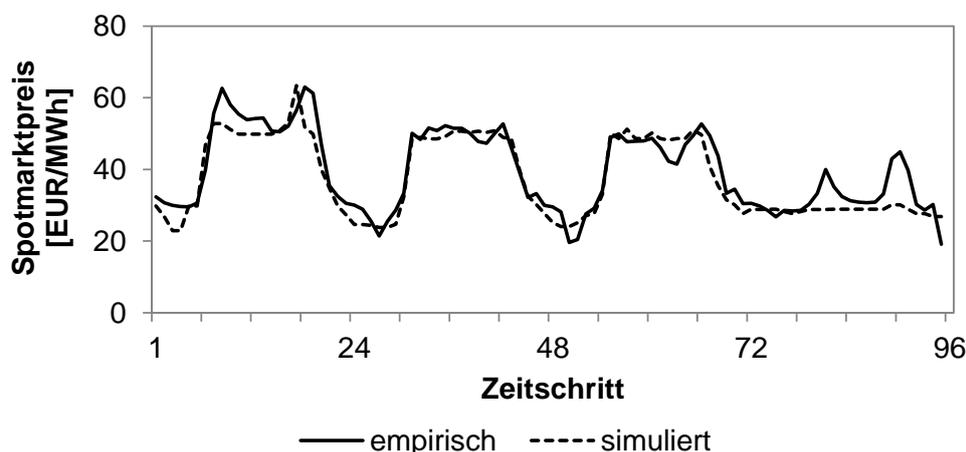


Abbildung 6-6 Stündlicher Vergleich empirischer und simulierter Spotmarktpreise an vier ausgewählten Tagen (15.-18. Januar 2014)

Allerdings sei darauf hingewiesen, dass bei der vorliegenden Modellvalidierung wesentliche Einflussfaktoren der Spotmarktpreise (z. B. Nachfrage, EE-Einspeisung) einen direkten Modellinput darstellen. Die Modellvalidierung kann in diesem Fall daher auch so interpretiert werden, dass in Europa Strommärkte insofern richtig funktionieren, als entsprechende Entwicklungen von Fundamentalfaktoren erwartungsgemäß eingepreist werden¹⁰⁴. Bei einer Modellvalidierung ist zudem zu beachten, dass in der Praxis Marktteilnehmer unter Unsicherheit entscheiden, d. h. sie verfügen gerade eben nicht über den gleichen Kenntnisstand wie die Modellagenten, welche historische, d. h. realisierte, Daten als Entscheidungsgrundlage verwenden. Der angestellte Vergleich im Rahmen der Modellvalidierung ist nicht zuletzt in dieser Hinsicht grundsätzlich kritisch zu hinterfragen.

¹⁰⁴ Die Verfügbarkeit historischer Daten hat sich in den vergangenen Jahren im Allgemeinen verbessert. Daher könnte dieser Aspekt die Ergebnisse der Modellvalidierung in der vorliegenden Arbeit noch stärker als bei früheren Vergleichen beeinflussen.

Statistische Überprüfung der Nichtvalidität

Zusätzlich kann ein statistischer Hypothesentest der Nichtvalidität durchgeführt werden. Die zu überprüfende Nullhypothese und die entsprechende Gegenhypothese lauten dabei im Allgemeinen:

H_0 : Das Modell ist nicht invalid.

H_1 : Das Modell ist invalid.

Falls die Nullhypothese verworfen wird, ist dies entsprechend dem unterstellten Signifikanzniveau ein Hinweis dafür, dass das Modell invalide ist und Verbesserungen angestrebt werden sollten. Falls dagegen die Nullhypothese nicht verworfen wird, besteht basierend auf diesem Test kein Anlass, von einem invaliden Modell auszugehen. Gleichzeitig bedeutet eine Beibehaltung der Nullhypothese keine Bestätigung einer gesamtheitlichen Validität des Modells.

Der Typ-I-Fehler mit Wahrscheinlichkeit α , d. h. das Verwerfen der Nullhypothese, obwohl das Modell eigentlich valide ist, wird auch als das Risiko des Modellentwicklers bezeichnet. Wird ein Modell trotz fehlender Validität nicht als invalide beschieden, handelt es sich um einen Typ-II-Fehler mit Wahrscheinlichkeit β bzw. das Risiko des Modellanwenders. Während das Eintreten eines Typ-I-Fehlers höchstens zu einer Revision des Modells und damit zu höheren Kosten der Modellentwicklung führt, kann der mögliche Schaden bei einem Typ-II-Fehler deutlich gravierender ausfallen, da der Modellanwender unter Umständen Entscheidungen auf einem fälschlicherweise als nicht invalide bezeichneten Modell stützt (z. B. Balci und Sargent 1981).

Operativ wird im Folgenden ein solcher Hypothesentest mithilfe eines zweiseitigen Einstichproben-t-Tests durchgeführt. Dieser ermöglicht eine Überprüfung, ob sich der Mittelwert einer Stichprobe \bar{x} vom Mittelwert der Grundgesamtheit \bar{x}^0 unterscheidet. Nullhypothese und Gegenhypothese lauten dabei folgendermaßen:

$H_0: \bar{x} = \bar{x}^0$

$H_1: \bar{x} \neq \bar{x}^0$

Als zu überprüfende Größe wird beispielhaft der Strompreis im deutschen Marktgebiet im Jahr 2014 ausgewählt. Die Erzeugung der Stichprobe erfolgt durch entsprechende Wiederholung der Spotmarktsimulation mithilfe der in Abschnitt 4.5.2 beschriebenen Monte-Carlo-Simulation. Es wird eine Stichprobengröße von $N = 100$ und ein Signifikanzniveau von $\alpha = 5\%$ festgelegt. Für den kritischen t-Wert $t(\alpha/2; N - 1)$ ergibt sich somit im vorliegenden Fall $t(0,025; 99) = 1,984$. Die Teststatistik t_0 ist t-verteilt mit $(N - 1)$ -Freiheitsgraden und lässt sich gemäß folgendem Zusammenhang bestimmen:

$$t_0 = \sqrt{N} \cdot \frac{\bar{x} - \bar{x}^0}{s} \quad (6.3)$$

mit

s Standardabweichung der Stichprobe

Es ergeben sich nach Durchführung der Simulationsläufe und mit $\bar{x}^0 = 32,76$ [EUR/MWh] folgende numerische Werte:

$$\bar{x} = 32,87 \text{ [EUR/MWh]}$$

$$s = 0,81 \text{ [EUR/MWh]}$$

$$t_0 = 1,377$$

Da $|t_0| < t(0,025; 99)$ gilt, wird die Nullhypothese auf dem Signifikanzniveau α nicht verworfen. Alleine basierend auf diesem Test und dem vorgegebenen Signifikanzniveau kann folglich nicht von einer Nichtvalidität des Modells ausgegangen werden. Zugleich können jedoch keine darüber hinausgehenden Aussagen über die Validität gemacht werden. Weiter ist zu beachten, dass die berechnete Teststatistik auch von der umgesetzten Monte-Carlo-Simulation abhängt.

Einfluss einer modellendogenen Marktkopplung auf die Validierung

Darüber hinaus kann getestet werden, ob die eingeführte modellendogene Marktkopplung einen Einfluss auf die Modellergebnisse hat. Der in Tabelle 6-2 dargestellte Vergleich ausgewählter Validierungskennzahlen für den Fall mit endogener Marktkopplung einerseits und mit exogenen Zeitreihen für den Stromaustausch andererseits zeigt beispielhaft für die Spotmarktpreise im deutschen Marktgebiet im Jahr 2014, dass bei endogener Bestimmung die Abweichung zum empirischen Mittelwert geringer und die Korrelation höher ausfällt, allerdings ergeben sich für die Abstandsmaße etwas schlechtere Vergleichswerte. Insgesamt ist es somit möglich mithilfe der endogenen Marktkopplung vergleichbar realistische Strompreise zu simulieren. Insbesondere im Hinblick auf die Simulation zukünftiger Jahre kann dies von großem Nutzen sein, da eine exogene Vorgabe entsprechender grenzüberschreitender Handelsflüsse generell sehr schwierig ist.

Tabelle 6-2 Abweichungen ausgewählter Kennzahlen gegenüber empirischen Spotmarktpreisen im deutschen Marktgebiet im Jahr 2014 jeweils mit endogener und exogener Marktkopplung

Kennzahl	Einheit	Marktkopplung	
		endogen	exogen
Mittelwert (relativ ^a)	-	0,8 %	1,6 %
Standardabweichung (relativ ^a)	-	-25,7 %	-18,8 %
Minimum (absolut ^a)	EUR/MWh	78,54	80,06
Maximum (absolut ^a)	EUR/MWh	0,30	22,28
Korrelation	-	0,78	0,76
MAE ^b	EUR/MWh	2,99	2,56
RMSE ^b	EUR/MWh	5,10	4,77

^a Auf empirische Werte bezogen. ^b Berechnung der Abstandsmaße MAE und RMSE jeweils für die geordneten Dauerlinien.

Einordnung der Abweichungen

Die auftretenden Abweichungen lassen sich teilweise durch Annahmen im Rahmen des Modellkonzepts sowie durch die Datenlage begründen. Eine zentrale Annahme ist, dass die gesamte nationale Nachfrage jeweils auf dem abgebildeten Spotmarkt gehandelt wird. Anders als in der Praxis werden damit im Simulationsmodell weder Stromprodukte mit abweichenden Lieferfristen noch bilaterale Verträge betrachtet. Eine Übereinstimmung zwischen simulierten Spotmarktpreisen und empirischen Day-Ahead-Strompreisen kann folglich ohnehin nur gegeben sein, falls Strommärkte in der Realität in der Hinsicht effizient sind, dass sämtliche Arbitragemöglichkeiten durch die Marktteilnehmer ausgeschöpft werden. Aufgrund der Besonderheiten von Strommärkten (z. B. ständiger Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, begrenzte Speicherbarkeit, Unsicherheiten, Heterogenität der Akteure) ist eine solche Effizienz vermutlich hinreichend, aber nicht vollständig realisiert. Des Weiteren werden bei der Abbildung des Bietverhaltens der Marktteilnehmer verschiedene Aspekte vernachlässigt. Beispielsweise werden beim Kraftwerksbetrieb bestimmte technische Restriktionen (z. B. Mindeststillstandszeiten) und eventuell bestehende anderweitige Lieferverpflichtungen (z. B. Wärmeabgabe, Bereithaltung von Regelleistung) nicht berücksichtigt. Letzterer Aspekt würde unter anderem dazu führen, dass im Rahmen der Gebotserstellung mögliche Opportunitätskosten geprüft werden müssten, wofür zusätzliche Modellerweiterungen notwendig sind. Darüber hinaus spielen beim Kraftwerkseinsatz verschiedene nicht direkt ökonomisch motivierte Aspekte eine Rolle (z. B. umweltschutzrechtliche Anforderungen). Auch die getroffenen Vereinfachungen bei der Abbildung anderer Spotmarktteilnehmer (z. B. keine zeitliche Arbitrage durch Speicher) können zu Ungenauigkeiten führen.

In Bezug auf die Verfügbarkeit von Daten lässt sich weiter festhalten, dass bestimmte Informationen nicht direkt für die Modellierung verfügbar sind. Dazu zählen unter anderem

historische Kraftwerksverfügbarkeiten sowie detailliertere Daten zu den tatsächlichen Erzeugungskosten der Kraftwerksbetreiber (z. B. standortspezifische Transportkosten).

Insgesamt zeigt die Modellvalidierung anhand eines kennzahlenbasierten, graphischen sowie statistischen Vergleichs zwischen empirischen und simulierten Strompreisen eine zufriedenstellende Übereinstimmung. Diese Einschätzung ergibt sich zudem aus einer Gegenüberstellung mit bisherigen Validierungen des PowerACE-Modells. Letzterer Aspekt sowie der Vergleich zwischen Modellergebnissen mit endogener und exogener Marktkopplung sprechen zudem dafür, dass die Modellerweiterungen zu keiner Verschlechterung geführt haben und insbesondere im Hinblick auf die Simulation zukünftiger Jahre einen Mehrwert darstellen können. Wie auch in Genoese (2010) und Genoese (2013) angedeutet, ist die Abbildung von Preisspitzen teilweise nicht fundamental erklärbar bzw. in Modellen abbildbar. Es bestehen verschiedene Ansatzpunkte für mögliche Verbesserungen, allerdings sind diese keine Voraussetzung für die Untersuchungen in der vorliegenden Arbeit.

Validierung der Marktkopplung

Zusätzlich zur Validierung der stündlichen Spotmarktpreise wird im Folgenden eine Validierung der Marktkopplungsergebnisse vorgenommen. Dafür werden zunächst jeweils für die empirischen sowie für die simulierten Zeitreihen die Anteile an Jahresstunden, in denen die Strompreise zwischen zwei Marktgebieten eine Differenz von kleiner oder gleich 1 EUR/MWh aufweisen, gegenübergestellt. Grundsätzlich kann diese Kennzahl als Indikator für die Integration von Strommärkten aufgefasst werden. Für das Simulationsmodell ergeben sich unterschiedlich hohe Abweichungen zu den empirischen Daten. Während für das Jahr 2012 die Unterschiede deutlich ausfallen, stellen sich für 2013 und 2014 wesentlich bessere Übereinstimmungen ein (Abbildung 6-7). Beispielsweise wird für Deutschland-Frankreich mit dem Simulationsmodell im Jahr 2014 in 4.417 Jahresstunden eine Preisdifferenz nicht größer als 1 EUR/MWh festgestellt; historisch lag dieser Wert bei 4.780 Jahresstunden. Bei der Beurteilung dieser Abweichungen ist zu berücksichtigen, dass stets die Ergebnisse zweier Marktgebiete verglichen werden, welche jeweils für sich genommen bereits keine vollständige Übereinstimmung zwischen Modell und Empirie aufweisen. Vor diesem Hintergrund liegen zumindest für die Jahre 2013 und 2014 die Abweichungen in einem akzeptablen Rahmen.

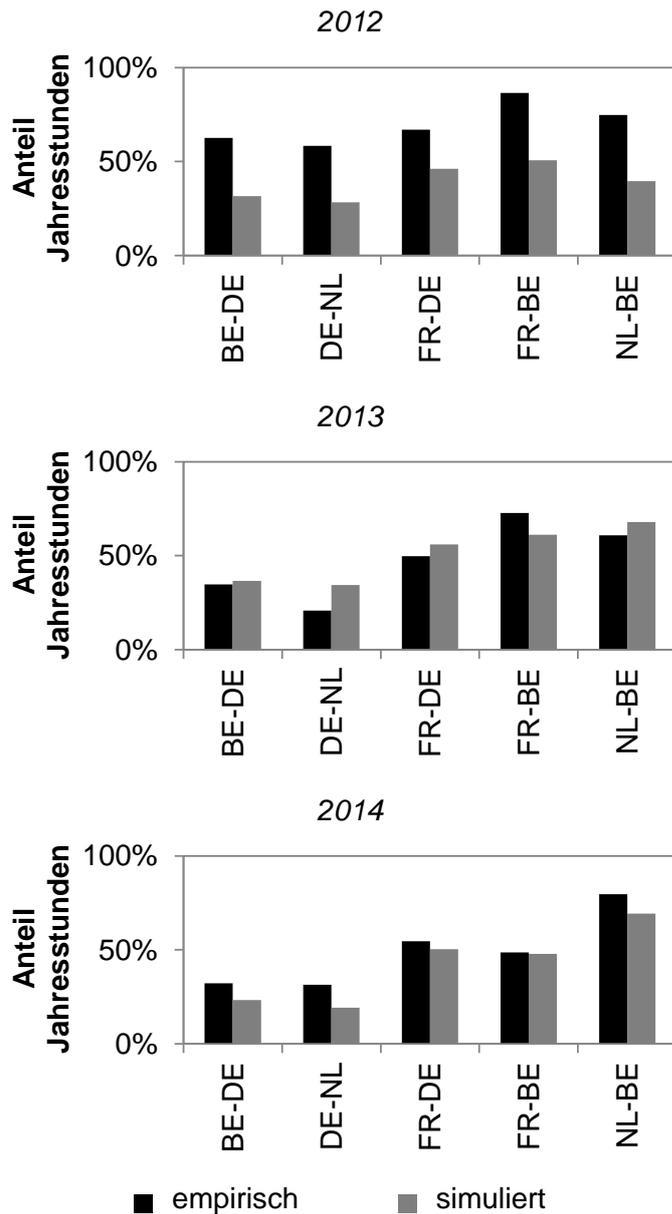


Abbildung 6-7 Anteil der Jahresstunden mit einer Preisdifferenz kleiner oder gleich 1 EUR/MWh für die jeweilige Kombination von Marktgebieten

Des Weiteren können die grenzüberschreitenden Handelsflüsse für einzelne Interkonnectoren verglichen werden. Beispielhaft zeigt Abbildung 6-8 die Dauerlinien der empirischen und simulierten Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten Deutschland und Frankreich im Jahr 2014. Der Vergleich zeigt eine gute Übereinstimmung der Auslastung des Interkonnectors für die Flussrichtung von Frankreich nach Deutschland. Für die Gegenrichtung stellt sich in der Simulation zu häufig eine Vollaustung des Interkonnectors ein. Dies kann zu einem gewissen Grad auf die verwendeten Eingangsdaten zurückgeführt werden. Während in der Simulation die Werte für die Übertragungskapazitäten als jeweils halbjährig konstant angenommen werden, können diese in der Praxis stündlich schwanken.

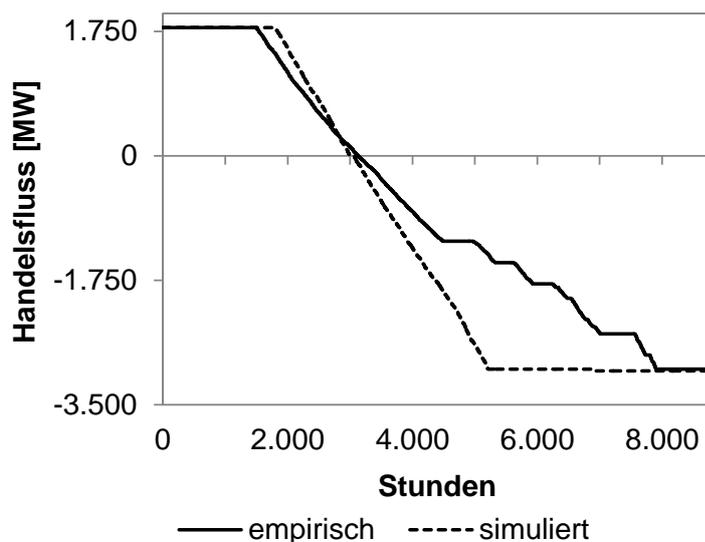


Abbildung 6-8 Dauerlinien empirischer und simulierter Handelsflüsse zwischen Deutschland und Frankreich im Jahr 2014
Darstellung der Flüsse von Frankreich nach Deutschland mit positivem Betrag und entsprechend umgekehrt für die Gegenrichtung.

Bei der Validierung der Marktkopplungsergebnisse ergeben sich somit ebenfalls erkennbare Unterschiede, welche teilweise durch Modellierungsannahmen und die Datenlage erklärt werden können. Zusätzlich zu den bereits genannten Gründen ist bei der Einschätzung der Simulationsergebnisse zu berücksichtigen, dass es sich bei den empirischen Vergleichszeitreihen jeweils um den gesamten stündlichen Handelsfluss für den entsprechenden Interkonnektor (Cross-Border Commercial Schedules; ENTSO-E 2015c; vgl. Abschnitt 5.3) handelt. Diese Flüsse beinhalten sämtliche Nominierungen, d. h. unabhängig davon, ob diese langfristig (z. B. jährlich) oder kurzfristig (z. B. Intraday) erfolgen. Damit deckt sich diese Datenerfassung zwar grundsätzlich mit dem Wesen der simulierten Ergebnisse, jedoch ergeben sich, wie schon bei der Validierung der Strompreise, Schwierigkeiten bei der Beurteilung der Effizienz von Strommärkten, in welchen Produkte mit unterschiedlichen Lieferfristen gehandelt werden. Insgesamt wird jedoch die Übereinstimmung zwischen Simulationsergebnissen und historischen Marktkopplungsergebnissen als ausreichend gut eingeschätzt, um insbesondere für zukünftige Simulationsjahre grenzüberschreitende Handelsflüsse zu simulieren.

Insgesamt zeigt die Modellprüfung in diesem Abschnitt zufriedenstellende Ergebnisse, so dass im Weiteren davon ausgegangen wird, dass das entwickelte agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell für die angestrebten Untersuchungen plausible Ergebnisse liefern kann. Für andere Fragestellungen können Modellverbesserungen bzw. -erweiterungen notwendig werden.

6.2 Untersuchung von Wohlfahrtseffekten

6.2.1 Entwicklung der Gesamtwohlfahrt einschließlich ihrer Verteilung

Im folgenden Abschnitt wird der Einfluss einer Marktkopplung auf die Wohlfahrtsveränderung und -verteilung innerhalb des gekoppelten Elektrizitätssystems untersucht. Dazu werden die Simulationsergebnisse entsprechend der in Abschnitt 5.1 definierten Fallstudie ausgewertet. Das abgebildete System umfasst die Spotmärkte für elektrische Energie von Deutschland, Frankreich, Belgien sowie den Niederlanden und wird bis zum Jahr 2030 unter verschiedenen Kopplungsszenarien betrachtet (vgl. Abschnitt 5.1.2). Die Eingangsdaten entsprechen dem in Abschnitt 5.3 beschriebenen Energieszenario.

Von einer Marktkopplung bzw. der Erhöhung der Übertragungskapazitäten ist wie gezeigt ein Anstieg der kurzfristigen Gesamtwohlfahrt zu erwarten. Für welche Akteure des Großhandelsmarktes und in welchen Marktgebieten schlussendlich die Wohlfahrtsveränderungen anfallen, hängt maßgeblich von den relativen Erzeugungskosten und Zahlungsbereitschaften im entsprechenden Marktgebiet ab (z. B. Hakvoort et al. 2009; Ochoa und van Ackere 2015). Deshalb ist davon auszugehen, dass Produzenten und Konsumenten bzw. die jeweiligen Marktgebiete unterschiedlich von der Veränderung der Marktkopplungssituation betroffen sind.

Zunächst wird die Gesamtwohlfahrt in den verschiedenen Kopplungsszenarien verglichen. Abbildung 6-9 stellt dafür jeweils im Vergleich mit dem Marktkopplungsszenario den möglichen jährlichen Wohlfahrtsgewinn im Falle einer unlimitierten Marktkopplung bzw. den Wohlfahrtsverlust bei isolierter Betrachtung der Marktgebiete dar. Letzterer entspricht dem ökonomischen Vorteil der bestehenden Marktkopplung verglichen mit einer Situation ohne grenzüberschreitenden Handel. Die Berechnung der Wohlfahrtsveränderungen erfolgt durch Summation der stündlichen Differenzen der Wohlfahrtsergebnisse in den modellierten Märkten und Kopplungsszenarien (vgl. Abschnitt 2.2.2) im Vergleich zum regulären Marktkopplungsszenario.

Für das Gesamtsystem ergäbe sich unter den getroffenen Annahmen eine über alle Simulationsjahre kumulierte Wohlfahrtssteigerung von 5,0 Mrd. EUR (oder durchschnittlich 0,3 Mrd. EUR pro Jahr) bei unlimitierter Übertragungsmöglichkeit und analog ein Wohlfahrtsverlust von 33,3 Mrd. EUR (oder durchschnittlich 1,8 Mrd. EUR pro Jahr) bei isolierter Betrachtung. Die Ergebnisse bestätigen somit, dass durch eine Marktkopplung bzw. durch die Erhöhung der Übertragungsleistung die kurzfristige Wohlfahrt im Gesamtsystem ansteigt. Dies ist im Allgemeinen darauf zurückzuführen, dass durch die Einführung bzw. Erhöhung der Austauschmöglichkeiten eine kostengünstigere Befriedigung der Gesamtnachfrage möglich ist (vgl. Abschnitt 2.2.2.2). Entsprechend dem Marktkopplungsalgorithmus erfolgt eine optimale Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks bzw. Annahme von Nachfragegeboten und eine bestmögliche Auslastung der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten. Dass die potentiellen Verluste bei einer isolierten Betrachtung betragsmäßig mehr als sechsmal so hoch wie die theoretischen Wohlfahrtssteigerungen ausfallen, kann teilweise damit erklärt werden, dass bei fehlender

Übertragungsmöglichkeit die Anzahl der Ausfallereignisse in den Marktgebieten merklich ansteigt (vgl. Abschnitt 6.3). Ein Ausfallereignis, d. h. die unvollständige Befriedigung der Nachfrage, führt dazu, dass für den nicht gedeckten Anteil der Nachfrage die Konsumenten- und Produzentenrente entfällt. Zudem wird der Markträumungspreis auf den maximal erlaubten Preis von 3.000 EUR/MWh gesetzt, wodurch es zu einer starken Umverteilung zwischen Konsumenten und Produzenten kommt. Der Vergleichsfall, die Erhöhung der Interkonnektorenkapazität, wiegt dagegen weniger stark, da sich bereits bei einer regulären Marktkopplung die Anzahl der Ausfallereignisse auf einem sehr niedrigen Niveau einstellt. Neben einer verbesserten Nachfragedeckung beeinflussen die Auslastung der jeweiligen Merit-Order-Kurven in den Marktgebieten und die Engpassrenten die Wohlfahrtsentwicklung.

Weiter ist eine deutliche Variation der Wohlfahrtsveränderungen zwischen den Jahren zu erkennen. Insbesondere die Schwankung für den isolierten Fall ist auf den starken Einfluss von Ausfallereignissen auf die Wohlfahrt zurückzuführen. Beispielsweise kommt es wegen fehlender Erzeugungskapazitäten im Jahr 2025 zu einer Häufung von simulierten Ausfallereignissen in Belgien. Darüber hinaus führt die Veränderung der Nachfrage und des Kraftwerksparks in den Marktgebieten zu einer ungleichmäßigen Entwicklung der Wohlfahrtsveränderungen.

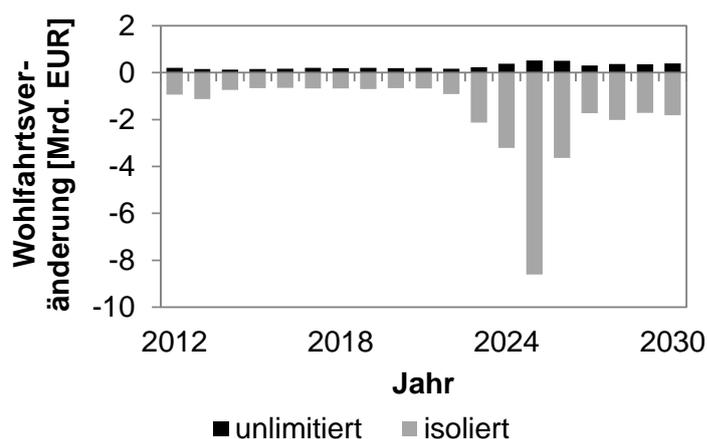


Abbildung 6-9 Wohlfahrtsveränderung zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien (Ringler et al. 2017)

Die Wohlfahrtsveränderungen in den beiden extremen Kopplungsszenarien jeweils gegenüber der regulären Marktkopplung lassen sich weiter dahin gehend aufschlüsseln, wie die unterschiedlichen Marktgebiete und Akteure davon betroffen sind. Zu diesem Zweck ist in Tabelle 6-3 und Abbildung 6-10 jeweils die Aufteilung der über die gesamte Simulationsdauer kumulierten Wohlfahrtsunterschiede auf Marktgebiete und Akteure dargestellt. Ein betragsmäßig positiver Wert bedeutet in diesem Zusammenhang eine Wohlfahrtserhöhung über die gesamte Simulationsdauer im Vergleich zum regulären Marktkopplungsszenario.

Tabelle 6-3 Verteilung der über die gesamte Simulationsdauer kumulierten Wohlfahrtsveränderungen zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien auf Marktgebiete und Akteure (in Mrd. EUR)

Gebiet	Gesamt- wohlfahrt	Produzenten- rente	Konsumenten- rente	Engpassrente
<i>isoliert</i>				
System	-33,3	352,1	-376,3	-9,2
DE	-5,5	116,2	-121,7	
FR	-1,8	-14,2	12,5	
BE	-12,9	215,3	-228,1	
NL	-4,0	34,9	-38,9	
<i>unlimitiert</i>				
System	5,0	-5,3	19,4	-9,2
DE	7,3	-13,1	20,4	
FR	3,2	23,4	-20,2	
BE	0,8	-2,6	3,3	
NL	2,9	-13,0	15,9	

Der Effekt einer Wohlfahrtssteigerung im Gesamtsystem durch Einführung bzw. Erhöhung der Marktkopplung zeigt sich definitionsgemäß auch in dieser Darstellung. Die Simulationsergebnisse zeigen weiter, dass insgesamt die Verbraucher im Modell von einer Einführung der Marktkopplung profitieren. Grundsätzlich kann die Konsumentenrente auf zweierlei Arten steigen. Einerseits führen geringere Strompreise durch die Marktkopplung zu geringeren Ausgaben zur Nachfragedeckung; andererseits reduziert sich durch eine Einführung der Marktkopplung die Anzahl von Ausfallereignissen, was sich ebenfalls positiv auf die Konsumentenrente auswirkt. Produzenten werden in der Simulation dagegen aus Wohlfahrtsperspektive insgesamt schlechter gestellt, da sich durch Einführung der Marktkopplung deutlich weniger Situationen ergeben, in denen eine Markträumung nicht möglich ist und deshalb der maximal erlaubte Strompreis gilt. Im Vergleich zwischen unlimitierten Austauschmöglichkeiten und Marktkopplung stellen sich vergleichbare Effekte ein, allerdings wie bereits gezeigt in geringerem Umfang.

Betrachtet man zusätzlich die Wohlfahrtsveränderungen pro Marktgebiet, wird deutlich, dass mit steigender Übertragungsleistung die Wohlfahrt in jedem einzelnen Marktgebiet ansteigt. Bei fehlender Marktkopplung ist der Effekt für Belgien am stärksten (-12,9 Mrd. EUR), für Frankreich am geringsten (-1,8 Mrd. EUR). Im Falle einer unlimitierten Kopplung würde Deutschland am stärksten profitieren (7,3 Mrd. EUR), Belgien am wenigsten (0,8 Mrd. EUR).

Die Verteilung der Wohlfahrtsänderungen innerhalb der Marktgebiete auf Konsumenten und Produzenten fällt dagegen uneinheitlich aus. Es zeigt sich, dass in Frankreich Konsumenten durch eine höhere Marktkopplung jeweils schlechter gestellt werden. Im Allgemeinen kann diese Entwicklung dadurch erklärt werden, dass die Strompreise in Frankreich durch eine

stärkere Marktkopplung ansteigen, da aufgrund des hohen Anteils der Kernenergie die nationale Erzeugung relativ zu den Nachbarländern geringe Grenzkosten aufweist. Bei höherer Übertragungsleistung exportiert Frankreich verstärkt Strom und infolgedessen kommt es zu einer Erhöhung der französischen Strompreise. Davon profitieren insgesamt die französischen Produzenten zulasten der dortigen Konsumenten.

In beiden extremen Kopplungsszenarien entsteht definitionsgemäß keine Engpassrente, da entweder kein Austausch möglich ist (isoliert) oder zu keinem Zeitpunkt eine Knappheit an Übertragungsleistung herrscht (unlimitiert). Dementsprechend ist die Veränderung der Engpassrente gegenüber der regulären Marktkopplung in beiden Fällen identisch und jeweils negativ.

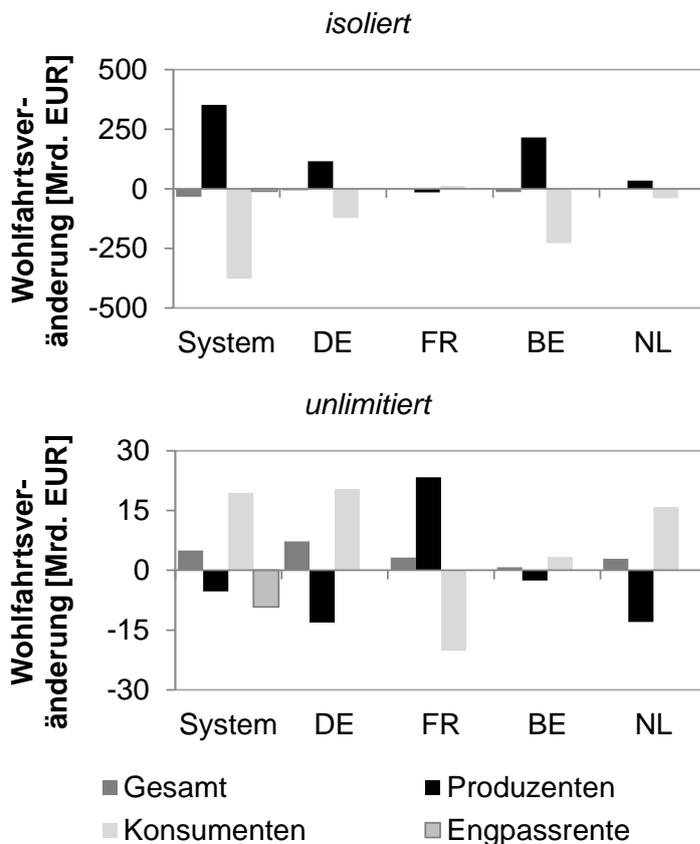


Abbildung 6-10 Verteilung der Wohlfahrtsveränderungen zwischen Marktkopplung und alternativen Kopplungsszenarien auf Marktgebiete und Akteure

Ein weiterer Wohlfahrtseffekt ergibt sich bei einer Marktkopplung durch eine verbesserte Ausnutzung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Wegen den annahmegemäß geringen Erzeugungskosten und den potentiellen Wohlfahrtsverlusten bei einer Abregelung (vgl. Abschnitt 2.2.2.1) ist eine möglichst hohe Auslastung der EE-Erzeugung anzustreben. Die Marktkopplung ermöglicht dies durch eine entsprechende Verteilung im Gesamtsystem. Bis zum Jahr 2023 kann mithilfe einer Marktkopplung in allen Marktgebieten eine EE-Abregelung vermieden werden (Abbildung 6-11). Bei einer isolierten Betrachtung der Marktgebiete würden entsprechende Überschussmengen bereits deutlich früher auftreten (vgl. Abschnitt 5.3.3). In den letzten Jahren des Simulationszeitraums steigen jedoch auch mit einer Marktkopplung die Abschaltmengen an, da die vorhandenen Übertragungskapazitäten nicht ausreichend sind bzw. die eingespeisten EE-Mengen in immer mehr Zeitschritten die

Nachfrage vollständig decken können. Abhilfe könnten unter anderem der Ausbau der Übertragungskapazitäten, die Erweiterung des gekoppelten Gebiets sowie Stromspeicher schaffen. Abbildung 6-12 verdeutlicht exemplarisch für Deutschland im Jahr 2028, dass einerseits die Marktkopplung zu einer erheblichen Reduktion von EE-Überschussituationen führt und dass andererseits in einigen Stunden ein Teil des EE-Stroms weiter ungenutzt bleiben würde.

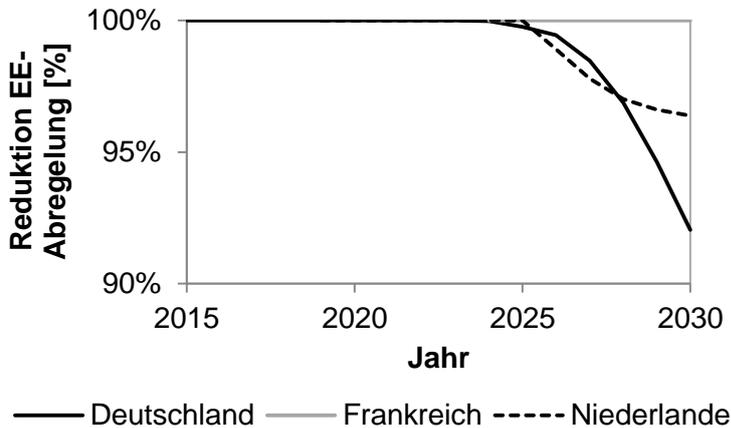


Abbildung 6-11 Reduktion der jährlich abgeschalteten EE-Einspeisemengen bei einer Marktkopplung im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung der Marktgebiete

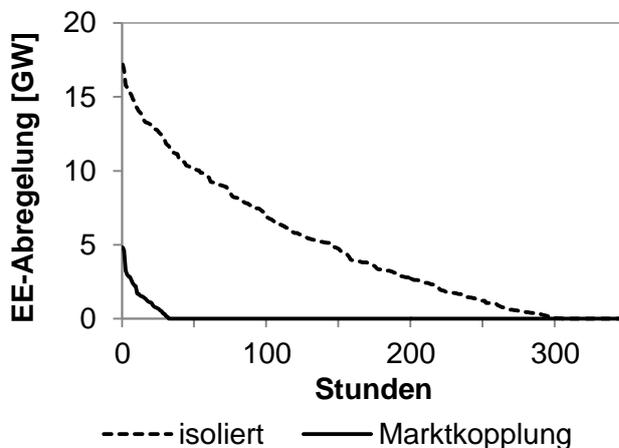


Abbildung 6-12 Jahresdauerlinien der EE-Abregelung in Deutschland im Jahr 2028 für den isolierten Fall und unter Berücksichtigung einer Marktkopplung

Bei der Abschätzung und Einordnung der Wohlfahrtseffekte, insbesondere in Bezug auf die numerischen Werte, sind verschiedene Annahmen kritisch zu betrachten. Dazu zählt die Unterstellung einer undifferenzierten Zahlungsbereitschaft der Stromnachfrage in Höhe von 3.000 EUR/MWh, was gleichbedeutend mit einer preisunelastischen Nachfrage ist. Dabei handelt es sich in zweifacher Hinsicht um eine Vereinfachung. Erstens liegt die tatsächliche maximale Zahlungsbereitschaft bzw. der VOLL mit sehr großer Wahrscheinlichkeit nicht exakt bei dem unterstellten Wert. Verschiedene Untersuchungen beschäftigen sich mit einer entsprechenden Quantifizierung (z. B. de Nooij et al. 2007), allerdings ist die Bestimmung aus methodischen und datenseitigen Gründen schwierig. Zweitens ist die Stromnachfrage in der

Praxis nicht vollkommen unelastisch, wie beispielsweise Gebotskurven im deutschen Day-Ahead-Markt zeigen (z.B. Ringler et al. 2015). Durch diese Annahme werden die Wohlfahrtsänderungen zwar in der Höhe verzerrt, ohne jedoch die allgemeinen Entwicklungen und Aussagen zu verfälschen. Darüber hinaus erfolgt aufgrund fehlender Daten keine Berücksichtigung von Kosten, die beim Betrieb des Engpassmanagements anfallen. Betriebskosten entstehen unter anderem für den Unterhalt der notwendigen IT-Infrastruktur und Personal. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass die anfallenden Kosten die ökonomischen Vorteile der Marktkopplung nicht übersteigen¹⁰⁵.

6.2.2 Auswirkungen eines Interkonnektorneubaus

Zur weiteren Einordnung der Ergebnisse wird an dieser Stelle zusätzlich analysiert, wie sich der Neubau eines einzelnen Interkonnektors auf das untersuchte System auswirkt. Die Analyse erfolgt dabei konkret anhand des aktuell in Planung befindlichen Interkonnektors zwischen Deutschland und Belgien ALEGrO, welcher gleichzeitig die erste direkte Verbindung zwischen den beiden Marktgebieten darstellt. Tabelle 6-4 listet verschiedene Rahmendaten des Projektes auf.

Tabelle 6-4 Rahmendaten des ALEGrO-Projektes (Elia 2013; Elia 2016)

Beteiligte Übertragungsnetzbetreiber	Elia (Belgien), Amprion (Deutschland)
Übertragungskapazität	950-1.200 MW
Länge	100 km
Projektbudget (gesamt)	430 Mio. EUR
Bauzeit	2 Jahre
Inbetriebnahme	(Anfang) 2019
Technologie	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (Erdkabel)

Dazu wird folgender Untersuchungsaufbau gewählt. Während im festgelegten Energieszenario (vgl. Abschnitt 5.3) angenommen wird, dass der Interkonnektor 2019 seinen Betrieb aufnimmt, wird zur Isolierung der Effekte zusätzlich eine Variante des Energieszenarios ohne den Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien simuliert. Alle anderen Annahmen bleiben gegenüber dem ursprünglichen Energieszenario unverändert. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse für die beiden Modellläufe verglichen.

Mit dem zusätzlichen Interkonnektor ergibt sich für das Gesamtsystem innerhalb der Simulationsdauer ein Nettowohlfahrtsgewinn von 2,9 Mrd. EUR (oder durchschnittlich

¹⁰⁵ Für diese Arbeit wären die inkrementellen Kosten einer Marktkopplung im weiteren Sinne notwendig. Darunter fallen vor allem Investitionen für Interkonnektoren und für die Abwicklung des Market Coupling sowie etwaige Betriebskosten (vgl. Abschnitt 2.2.2.2). Einen vagen Anhaltspunkt für einen Teil der operativen Kosten einer Marktkopplung könnten die betrieblichen Aufwendungen der EPEX SPOT liefern. Diese beliefen sich im Jahr 2014 auf 26,6 Mio. EUR (EPEX SPOT 2015a), allerdings umfasst diese Summe sämtliche Aktivitäten der Börse. Gleichzeitig würden diese operativen Kosten lediglich die Abwicklung des Handels betreffen. Zahlreiche weitere Betriebskosten fallen bei anderen Akteuren, so etwa bei den Übertragungsnetzbetreibern, an.

206,6 Mio. EUR pro Betriebsjahr des Interkonnektors). Die höhere Wohlfahrt entsteht durch eine verbesserte Auslastung von Kraftwerken mit geringeren Erzeugungskosten sowie potentiell durch Vermeidung von Ausfallereignissen.

Ein Teil der Wohlfahrtserhöhung fällt in Form einer Engpassrente zwischen Deutschland und Belgien an (vgl. Gleichung 2.12). Zur Einordnung dieser wird eine ergänzende Investitionsrechnung für den Interkonnektor erstellt. Dazu wird unterstellt, dass ein privater Akteur die Kuppelstelle errichtet und sich aus den simulierten Engpassrenten während der Betriebsphase refinanziert¹⁰⁶. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine Fiktion, da das ALEGrO-Projekt, wie bei Netzinvestitionen in Europa üblich, einer regulierten Vergütung unterliegt (CREG 2013).

Die Aufteilung des Gesamtprojektbudgets auf Ausgaben für die Errichtung (68 %) einerseits und für den späteren Betrieb (32 %) andererseits erfolgt vereinfacht anhand eines Vergleichsprojektes in Form eines neuen Interkonnektors zwischen Belgien und Großbritannien (Ofgem 2014). Die weiteren Rahmendaten der Investitionsrechnung umfassen eine Bauzeit von drei Jahren sowie eine wirtschaftliche Betriebsdauer von 25 Jahren. Für den Zeitraum nach dem letzten Simulationsjahr (2030) wird eine Engpassrente in Höhe des Durchschnitts aller vorangegangener Betriebsjahre angenommen.

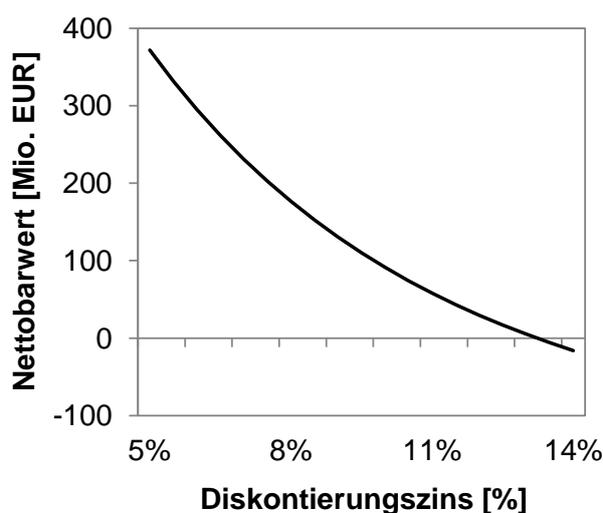


Abbildung 6-13 Netto-barwert des ALEGrO-Projektes für einen fiktiven Investor in Abhängigkeit des Kalkulationszinses

Bei einem Kalkulationszinssatz von beispielsweise 5 % ergibt sich unter diesen Rahmenbedingungen ein Nettokapitalwert von 371,6 Mio. EUR. Der interne Zinsfuß liegt bei 13,2 % (Abbildung 6-13). Dieses Ergebnis deutet daraufhin, dass das ALEGrO-Projekt für sich alleine genommen aus Investorensicht wertsteigernd wäre. Allerdings ist zu beachten, dass es durch die Einführung des neuen Interkonnektors zu einer Kannibalisierung der

¹⁰⁶ Es würde sich dabei um eine marktbasierende Vergütung von Netzinvestitionen (*merchant transmission investment*) handeln. Anders als bei regulierten Netzinvestitionen erfolgt dabei die Refinanzierung alleinig durch den Verkauf physischer oder finanzieller Übertragungsrechte, d. h. durch die Engpassrenten (z. B. Joskow und Tirole 2005). Eine Diskussion der Situation in Europa findet sich beispielsweise in de Hauteclocque und Rious (2011).

Engpassrente im Gesamtsystem kommt. Mit dem ALEGrO-Interkonnektor fällt im System die kumulierte Engpassrente um 12,8 %. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass eine Erhöhung der Übertragungsleistung generell zu einer Angleichung der Strompreise zwischen den Marktgebieten führt. Steigt das Austauschvolumen nicht entsprechend an, kann die Engpassrente fallen; bekanntermaßen entsteht im Extremfall einer unlimitierten Marktkopplung überhaupt keine Engpassrente, da eine vollständige Konvergenz der Marktpreise vorliegt. In einem liberalisierten Strommarkt können sich je nach Ausgestaltung des Engpassmanagements, insbesondere in Bezug auf die Vergütung von Netzinvestitionen, mitunter Konstellationen ergeben, in denen private Interessen mit der Erreichung des Gesamtsystemoptimums kollidieren (vgl. de Hauteclocque und Rious 2011).

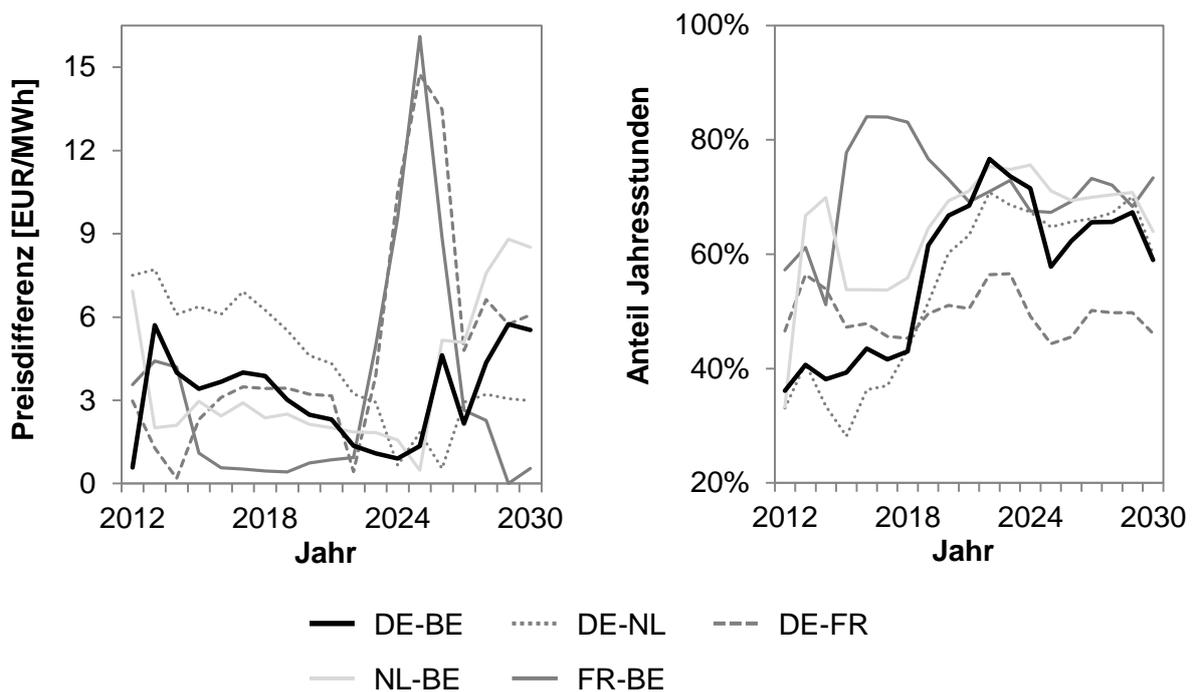


Abbildung 6-14 Entwicklung der Marktpreisdifferenzen zwischen den abgebildeten Marktgebieten (links: Anteil der Jahresstunden mit einer Preisdifferenz kleiner oder gleich 1 EUR/MWh; rechts: absolute Differenz der jährlichen Durchschnittspreise)

Neben der Wohlfahrt erhöht die Umsetzung des Projektes auch die Erzeugungssicherheit (vgl. Abschnitt 6.3). Über die gesamte Simulationsdauer reduzieren sich im System die Anzahl der Ausfallereignisse um 48,9 % und die Summe der nicht gedeckten Nachfrage um 53,9 % (vgl. Abschnitt 6.3). Auch die abzuregelnde EE-Einspeisung, d. h. die kumulierte Menge an EE-Erzeugung, welche im jeweiligen Marktgebiet nicht genutzt oder exportiert werden kann, nimmt um 38,0 % ab. Darüber hinaus gleichen sich die Strompreise zwischen Deutschland und Belgien an. Wie Abbildung 6-14 zeigt, kommt es mit Inbetriebnahme des Interkonnektors im Jahr 2019 jeweils zwischen Deutschland und Belgien zu einem Anstieg der Stunden mit einer Preisdifferenz kleiner oder gleich 1 EUR/MWh sowie zu einem Rückgang der mittleren absoluten Preisdifferenz.

Insgesamt verbessert folglich der zusätzliche Interkonnektor die Integration der Strommärkte in Europa. Durch die Installation kommt es zu einer Erhöhung der Wohlfahrt, der

Erzeugungssicherheit sowie der Preiskonvergenz im Gesamtsystem. Weiter führt die Projektumsetzung zu einer besseren Ausnutzung der EE-Erzeugung (Tabelle 6-5).

Tabelle 6-5 Veränderung verschiedener Kennzahlen durch die Einführung des ALEGrO-Interkonnektors

Kennzahl	Einheit	Effekt
Wohlfahrt	Mio. EUR	2.909,3
Engpassrente (DE-BE)	Mio. EUR	712,1
Engpassrente	-	-12,8 %
Ausfallereignisse	-	-48,9 %
Ausfallarbeit	-	-53,9 %
EE-Abregelung	-	-38,0 %

Werte jeweils über alle Simulationsjahre kumuliert und soweit nicht anders angegeben auf das Gesamtsystem bezogen.

6.2.3 Diskussion der langfristigen Wohlfahrtswirkungen einer Marktkopplung

Bei den bisherigen Untersuchungen in Abschnitt 6.2.1 wurde angenommen, dass die Interkonnektoren im Marktkopplungsszenario im Verlauf der Simulation nicht verändert werden; die beiden zusätzlichen Kopplungsszenarien wurden stets immer erst im jeweiligen Zeitschritt aufgespannt und simuliert. Dementsprechend sind die dargestellten Wohlfahrtseffekte als Summe der jeweils kurzfristigen Auswirkungen zu verstehen. Ein Vergleich der Kopplungsszenarien hinsichtlich der langfristigen Wohlfahrt im eigentlichen Sinne, d. h. unter einer durchgehend abweichenden Konstellation des Interkonnektorenetzwerks, ist entsprechend der Fallstudien- und Szenariendefinition dagegen komplexer (vgl. Abschnitt 5.1).

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Marktteilnehmer Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktkopplungssituation treffen. Beispielsweise sollte dies im Falle einer fehlenden Marktkopplung dazu führen, dass eine vollständig nationale Versorgung mit Elektrizität erreicht wird. Auf das Gesamtsystem bezogen, bedeutet dies einen höheren Bedarf an Erzeugungsleistung, da keine Austauschmöglichkeiten mit anderen Marktgebieten vorhanden wären. Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass eine Marktkopplung bzw. eine Erhöhung der Übertragungskapazität auch langfristig eine höhere Wohlfahrt ermöglicht. Allerdings setzt dies voraus, dass die Marktteilnehmer entsprechende Effekte der Marktkopplung in den im Rahmen der Investitionsplanung angestellten Prognosen berücksichtigen. Im Zusammenspiel mit der Frage der Effektivität von EOMs im Hinblick auf Erzeugungssicherheit handelt es sich deshalb bei der langfristigen Wirkung einer Marktkopplung um eine vielschichtige Fragestellung.

Aus diesem Grund ist auch ein direkter Vergleich zwischen den simulierten Wohlfahrtsänderungen und den Kosten eines Neubaus bzw. Ausbaus von Interkonnektoren unzulässig. Die bestehenden Wechselwirkungen zwischen Marktkopplung und

Entscheidungen der Marktteilnehmer in der kurzen wie langen Frist führen dazu, dass jede Änderung der Interkonnektorenkapazität eine alternative Handlung der Marktteilnehmer bewirken kann. Zudem lässt sich mit dem bestehenden Simulationsmodell nicht ohne Weiteres bestimmen, wie stark der Ausbau der Interkonnektoren mindestens sein müsste, um sämtliche Engpässe zwischen den Marktgebieten zu vermeiden. Diese normative Fragestellung könnte höchstens näherungsweise durch wiederholte Simulation unter Variation des angenommenen Netzwerks betrachtet werden.

6.3 Entwicklung von Erzeugungssicherheit

6.3.1 Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks

Als ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Erzeugungssicherheit wird zunächst die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in der Fallstudie dargestellt. Abbildung 6-15 zeigt die modellendogenen Investitionsvolumina pro Jahr in den simulierten Marktgebieten. Neubaurentscheidungen und Reaktivierungen eingemotteter Kraftwerke, die jeweils zu einer Erhöhung der installierten Kraftwerksleistung führen, sind auf der Ordinate nach oben abgetragen. Wirtschaftlich bedingte vorübergehende oder endgültige Stilllegungen reduzieren die Leistung und sind entsprechend mit einem negativen Vorzeichen dargestellt. Endogene Stilllegungsentscheidungen sind dabei als Vorziehen von ohnehin in späteren Jahren vorgesehenen Stilllegungen aus technischen Gründen zu verstehen. Für jedes abgebildete Kraftwerk ist exogen entweder ein vorab bekanntes Stilllegungsdatum (z. B. Kernkraftwerke in Deutschland) hinterlegt oder eine maximale technische Lebensdauer vorgegeben.

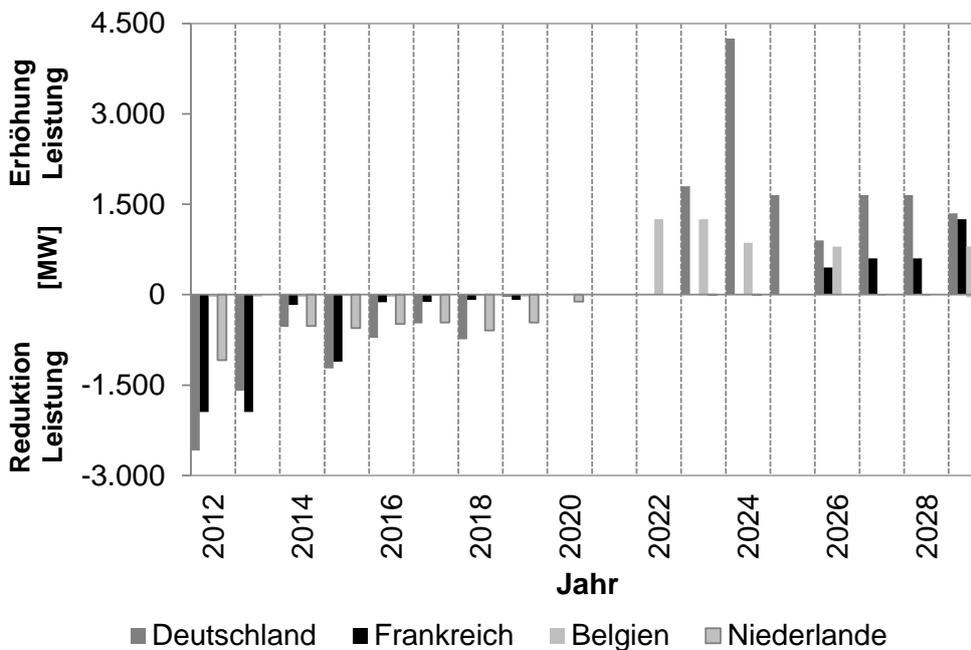
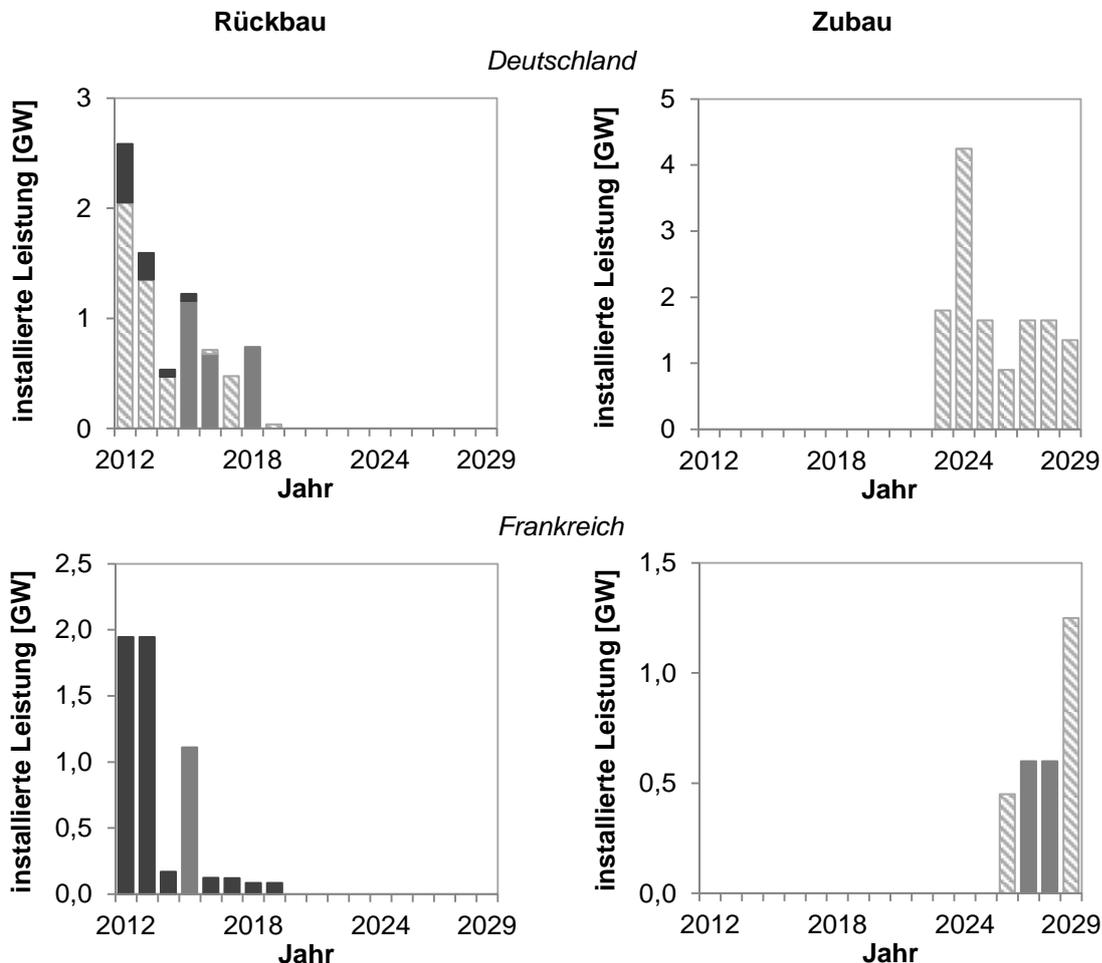


Abbildung 6-15 Modellendogene Kraftwerkszubaute und -rückbauten pro Jahr und simuliertem Marktgebiet

In der Simulation zeigen sich einerseits wirtschaftlich bedingte Stilllegungen in großem Umfang in den Anfangsjahren, was grundsätzlich als Abbau von Überkapazitäten gesehen werden kann. Dies ist für alle Marktgebiete außer Belgien zu beobachten. Andererseits entscheiden die Modellagenten in späteren Jahren, wenn die erwarteten Strompreise aufgrund der Stilllegungen wieder ansteigen, neue Kraftwerke zu bauen. Die Zubaumengen am Ende der Simulation könnten allerdings auf den (erneuten) Aufbau von Überkapazitäten hindeuten.

Wie sich die modellendogenen Kraftwerkszubaute und -rückbauten auf die verschiedenen konventionellen Energieträger aufteilen, ist in Abbildung 6-16 dargestellt. Im deutschen Marktgebiet sind sowohl Steinkohle-, Gas- als auch Ölkraftwerke von Stilllegungen betroffen. In Frankreich dominiert der Rückbau von ölbefeuerten Kraftwerken; in den Niederlanden werden besonders viele Gaskraftwerke stillgelegt. Der Umfang an Stilllegungen in Belgien fällt absolut gesehen gering aus; die Aufteilung auf Gas- bzw. Ölkraftwerke ist dabei ähnlich. Der Zubau in späteren Jahren des Simulationszeitraums konzentriert sich in allen Marktgebieten vor allem auf gasbefeuerte Kraftwerke.



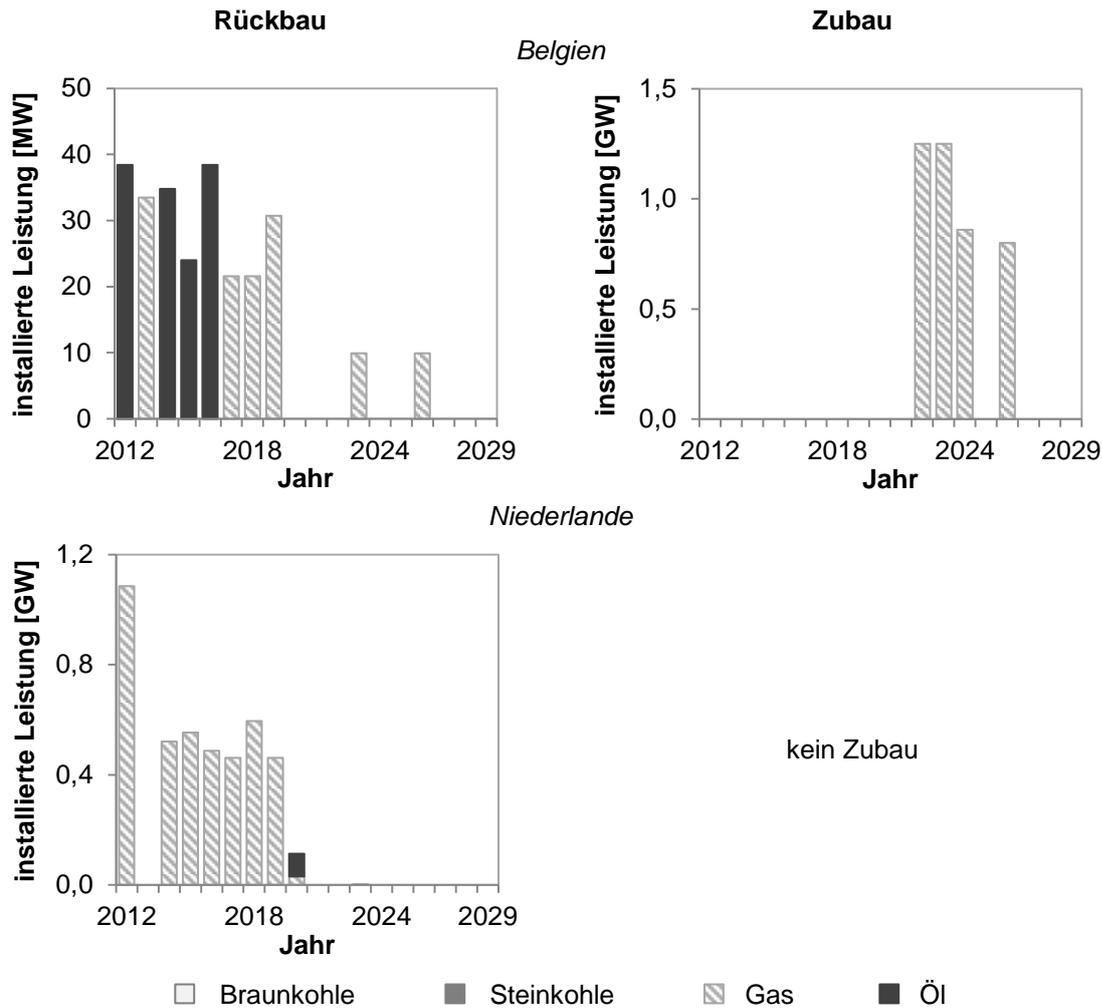


Abbildung 6-16 Aufteilung der modellendogenen Kraftwerkszubauten und -rückbauten nach Jahren, simulierten Marktgebieten und Energieträgern

Ergänzend illustriert Abbildung 6-17 die Entwicklung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks in den simulierten Marktgebieten. Die jeweiligen Graphiken zeigen für jedes Simulationsjahr die installierte Kraftwerksleistung aufgeschlüsselt nach Energieträgern sowie die maximal auftretende Residualnachfrage. In der Fallstudie kommt es zwischen Simulationsbeginn und -ende aufgrund der Stilllegungen in allen Marktgebieten zu einem Rückgang der absolut installierten konventionellen Kraftwerksleistung. Verglichen mit der jeweiligen maximalen Residualnachfrage handelt es sich dabei zu Simulationsbeginn tendenziell um den Abbau von Überkapazitäten. Allerdings fällt diese Reduktion, das niederländische Marktgebiet ausgenommen, so stark aus, dass in der zweiten Hälfte der Simulation die maximale Residualnachfrage unter Berücksichtigung einer Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerksleistung von kleiner 100 % kaum mehr ohne Importe oder andere Maßnahmen gedeckt werden kann. Dieser Trend fällt vor allem in Belgien extrem aus. Dort kann der Ausstieg aus der Kernenergienutzung, 2021 immerhin 39,4 % der installierten Leistung, nicht zeitnah kompensiert werden, so dass zwischenzeitlich eine hohe Abhängigkeit von einer Marktkopplung entsteht (vgl. Abschnitt 6.3.2). Hinsichtlich der Energieträger ist der hinterlegte vollständige Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland bis 2023 und in Belgien bis 2025 erkennbar. Diese Entwicklungen sowie der Neubau von Gaskraftwerken sorgen für eine Verschiebung der relativen Anteile der Energieträger. Während die absolut

installierte Leistung von gasbefeuerten Kraftwerken fast unverändert bleibt, steigt der relative Anteil im Gesamtsystem von 28,6 % im Jahr 2012 auf 38,9 % im Jahr 2030. Bei allen anderen fossilen Brennstoffen findet dagegen ein Rückgang statt.

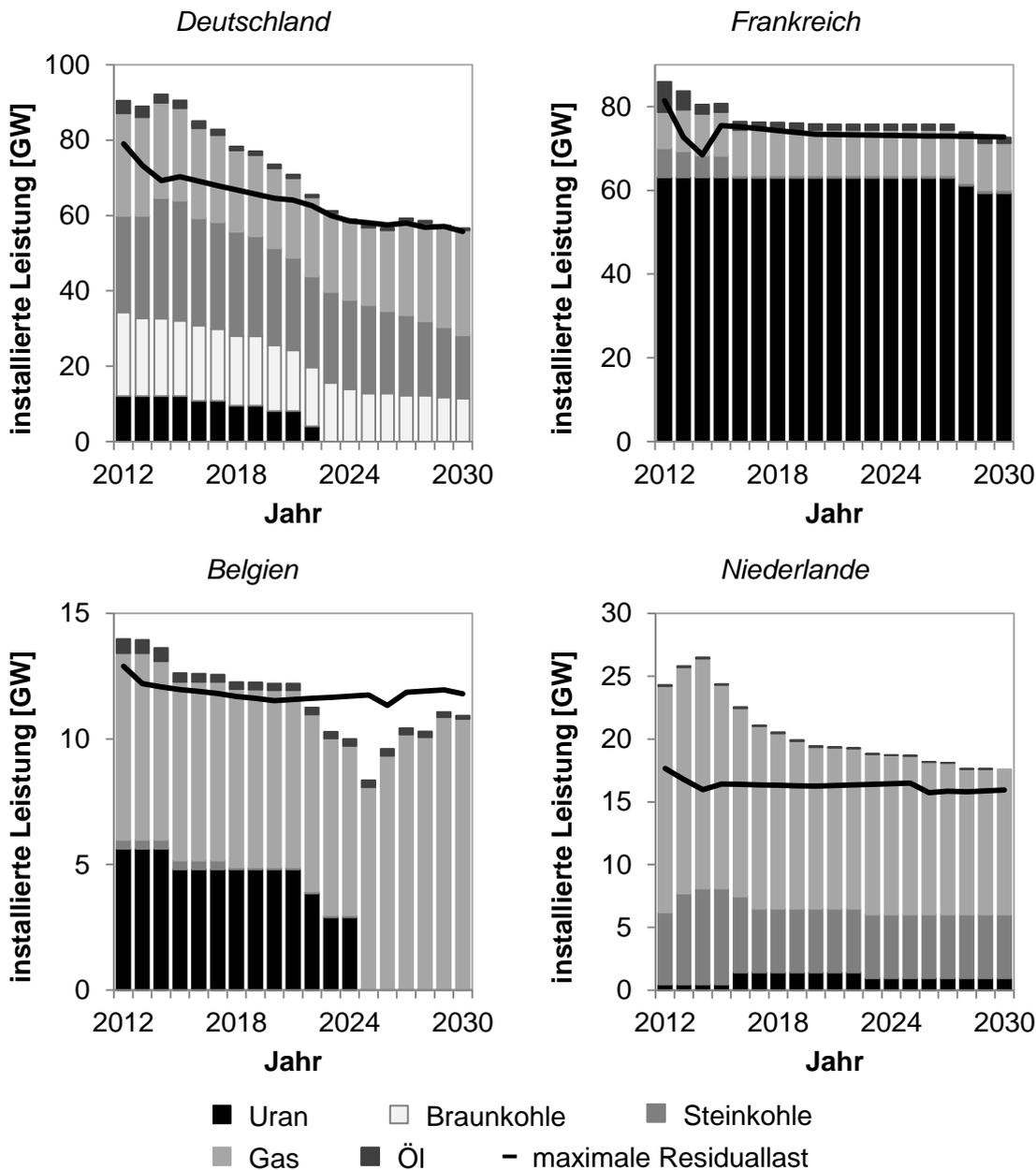


Abbildung 6-17 Entwicklung der konventionellen Kraftwerksparks in den simulierten Marktgebieten

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in einem Marktgebiet basiert maßgeblich auf den Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiberagenten gemäß dem in Abschnitt 4.3 beschriebenen Algorithmus. Die Entscheidungen sind dabei lediglich von ökonomischen Überlegungen abhängig. In der Praxis können darüber hinaus weitere nicht direkt ökonomische Faktoren eine mehr oder weniger große Rolle spielen. Beispielsweise kann im Simulationsmodell keine Überprüfung erfolgen, ob die gesetzlichen Voraussetzungen für eine vorzeitige Stilllegung in Deutschland erfüllt wären (vgl. Abschnitt 2.4.2.2). Die gezeigten Ergebnisse sind vor diesem Hintergrund entsprechend kritisch zu sehen (vgl. Abschnitt 7.2).

Schlussendlich bestimmen der Kraftwerkspark und die unterstellten Entwicklungen der weiteren fundamentalen Einflussfaktoren (vgl. Abschnitt 5.3) die stündlichen Spotmarktpreise in den abgebildeten Marktgebieten. Im Jahresmittel ergeben sich die in Abbildung 6-18 dargestellten Pfade. Das relativ niedrige Strompreisniveau zu Beginn des Simulationszeitraums begründet die oben gezeigten Kraftwerksstilllegungen. Analog sind die ansteigenden Strompreise um das Jahr 2025 Ausdruck einer zunehmenden Knappheit an Erzeugungskapazitäten, was insbesondere auf die Marktgebiete Deutschland, Belgien und Niederlande zutrifft. Kraftwerksbetreiber beziehen derartige Entwicklungen aufgrund der unterstellten ökonomischen Rationalität in ihre Strompreisprognosen ein, wodurch im Modell grundsätzlich eine entsprechende Kongruenz zwischen den realisierten Strompreisniveaus und den jeweiligen Erwartungen sowie schließlich den Investitionsentscheidungen auftritt.

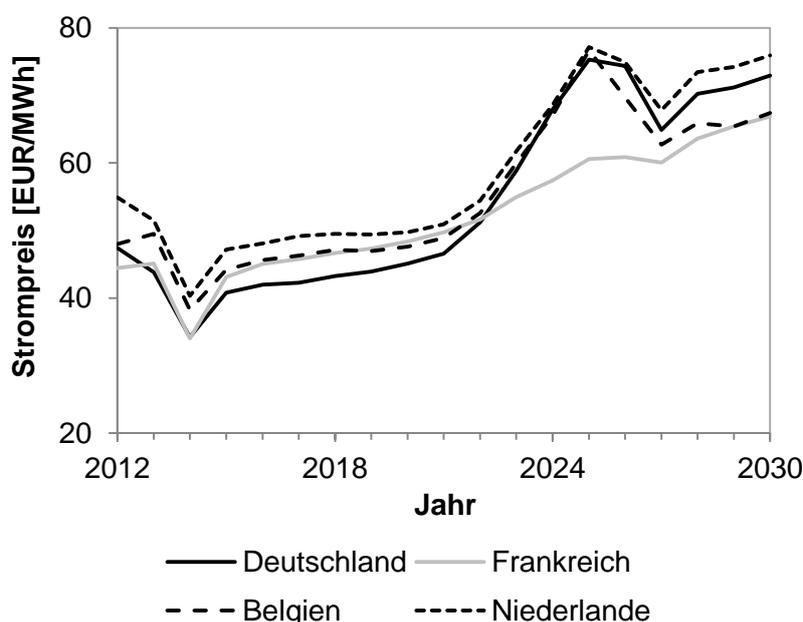


Abbildung 6-18 Jahresmittelwerte der simulierten Großhandelsstrompreise in den abgebildeten Marktgebieten (2012-2030)

6.3.2 Deterministische Untersuchungsergebnisse

Im Folgenden wird die Auswertung der deterministischen Simulationsergebnisse hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugungssicherheit im Gesamtsystem sowie in den einzelnen Marktgebieten dargestellt. Abschnitt 6.3.3 integriert darüber hinausgehend eine Monte-Carlo-Simulation für eine probabilistische Untersuchung. Die Simulationsergebnisse können einerseits dahin gehend ausgewertet werden, welchen Einfluss eine Marktkopplung auf die kurzfristige Erzeugungssicherheit hat. Andererseits können die Ergebnisse Indizien liefern, in welchem Ausmaß gekoppelte EOMs Anreize setzen, damit ausreichend Erzeugungsleistung durch die Kraftwerksbetreiber vorgehalten wird.

Erzeugungssicherheit wird, wie in Abschnitt 4.5.1 beschrieben, mittels der Kennzahl LOLE gemessen. Ein Ausfallereignis wird immer dann registriert, wenn in der jeweiligen Stunde die Stromnachfrage nicht vollständig durch die verfügbaren Kraftwerke, Speicher und Austauschmöglichkeiten gedeckt werden kann. Exemplarisch zeigt Abbildung 6-19 für zwei

Tage im Jahr 2025 die stündlich aufgelöste Einlastung der verschiedenen Erzeugungsanlagen aggregiert nach Energieträgern, nachdem der Spotmarkt in Deutschland im Rahmen der Marktkopplung geräumt wurde. Im dargestellten Beispiel kommt es dabei in Stunde 18 und 19 des ersten Tages zu zwei Ausfallereignissen; in den restlichen Stunden kann die Nachfrage vollständig bedient werden. Die jeweils nicht gedeckte Energiemenge ist in der Grafik entsprechend als Fläche abgetragen. Der Mechanismus zur Marktkopplung sorgt dafür, dass die Erzeugungskapazitäten im Gesamtsystem wohlfahrtsmaximierend eingesetzt werden. Dementsprechend schwanken auch die Ergebnisse hinsichtlich des kommerziellen Stromausstauschs zwischen den Marktgebieten, wie ebenfalls im dargestellten Ausschnitt zu erkennen ist.

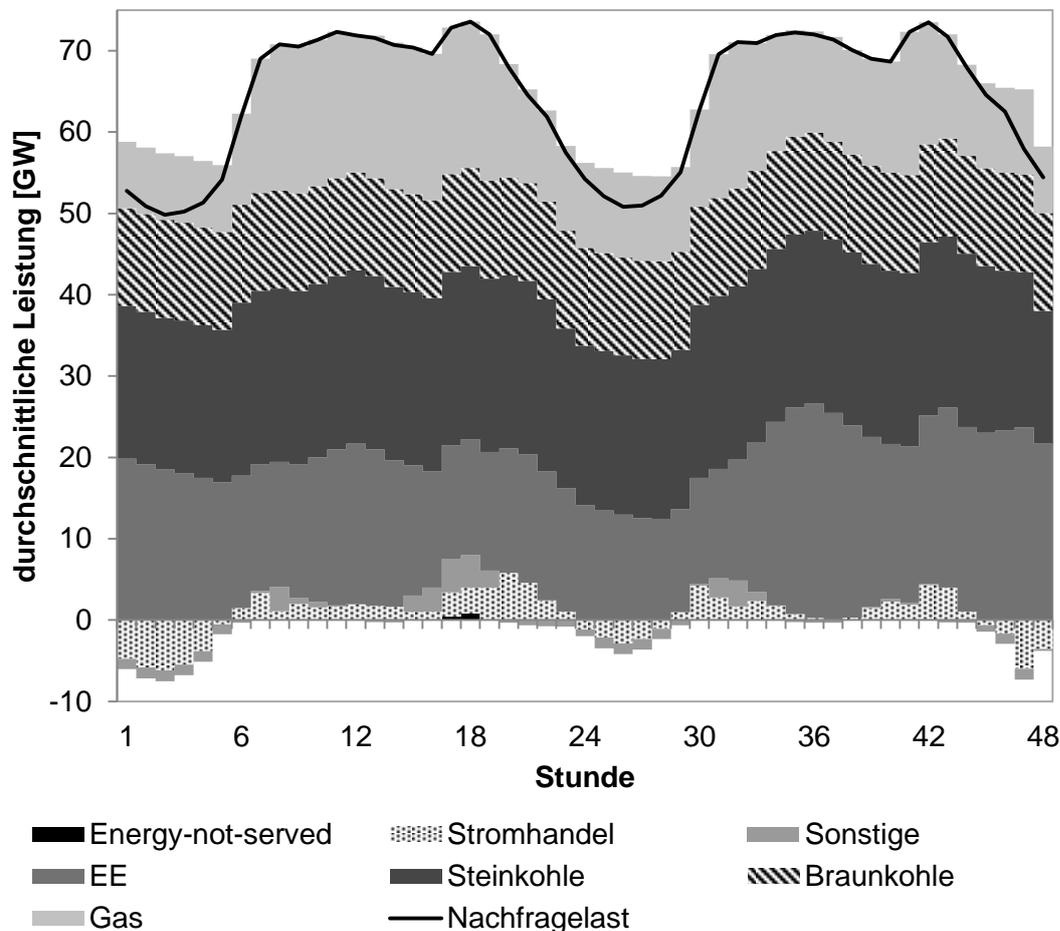


Abbildung 6-19 Stündlicher Kraftwerkseinsatz in Deutschland aggregiert nach Energieträgern (24./25. Januar 2025)

Zur Berechnung der Indikatoren für Erzeugungssicherheit werden die stündlichen Ergebnisse für alle Marktgebiete über jeweils ein Jahr aggregiert (vgl. Tabelle 4-3). Dementsprechend stellt Tabelle 6-6 für die verschiedenen Kopplungsszenarien die jährliche Anzahl an simulierten Ausfallereignissen im Gesamtsystem sowie in jedem Marktgebiet dar. Dabei wird bestätigt, dass mit steigender Marktkopplung die Erzeugungssicherheit zunimmt, d. h. die Anzahl der Ausfallereignisse im System sowie in jedem Marktgebiet ist mit einer Marktkopplung geringer als im isolierten Fall. Analog fällt der LOLE-Wert zusätzlich bei unlimitierten Übertragungsmöglichkeiten. Zudem zeigt sich, dass besonders das Marktgebiet

Belgien stark auf eine Marktkopplung angewiesen ist. Bei isolierter Betrachtung steigt der LOLE-Wert in Belgien während der Simulation zeitweise (2025) auf 1.624 Stunden bzw. knapp 20 % aller Jahresstunden. Im Vergleich dazu liegt der Wert im gleichen Jahr mit einer Marktkopplung bei 5 Stunden.

Tabelle 6-6 Jährliche Anzahl an simulierten Ausfallereignissen im Gesamtsystem und in jedem Marktgebiet für die verschiedenen Kopplungsszenarien

Jahr	System			Deutschland		Frankreich		Belgien		Niederlande	
	isoliert	Marktkopplung	unlimitiert	isoliert	Marktkopplung	isoliert	Marktkopplung	isoliert	Marktkopplung	isoliert	Marktkopplung
2012	4	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0
2013	43	0	0	0	0	0	0	43	0	0	0
2014	12	0	0	0	0	0	0	12	0	0	0
2015	17	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0
2016	14	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0
2017	10	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
2018	14	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0
2019	10	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
2020	11	0	0	0	0	0	0	9	0	2	0
2021	11	0	0	0	0	0	0	9	0	2	0
2022	47	1	0	3	0	0	0	45	0	2	1
2023	248	2	4	16	2	0	0	248	0	6	0
2024	415	7	4	36	6	0	0	414	1	7	1
2025	1627	15	11	47	11	0	0	1624	5	8	3
2026	418	16	7	48	8	0	0	402	3	15	8
2027	113	4	4	19	2	0	0	93	0	20	3
2028	159	10	6	23	3	0	0	121	1	56	8
2029	80	7	6	23	4	1	0	20	0	63	5
2030	93	8	7	23	5	1	0	34	1	66	4

Weiter wird deutlich, dass es im Marktkopplungsszenario in allen Marktgebieten, Frankreich ausgenommen, ab 2022 zu einem leichten Anstieg der simulierten Ausfallereignisse kommt. Zur Einordnung der Simulationsergebnisse können die derzeitigen, jeweils national gesetzlich geregelten Anforderungen hinsichtlich der LOLE-Werte pro Jahr herangezogen werden. Wie in Abschnitt 2.2.1.3 dargestellt, werden in Frankreich und Belgien jeweils drei Stunden sowie in den Niederlanden vier Stunden pro Jahr vorgegeben. Verglichen damit kommt es in

Frankreich in keinem Jahr, in Belgien im Jahr 2025 und in den Niederlanden in den Jahren 2026, 2028 und 2029 zu einer Verletzung der Anforderungen. In Deutschland, wo mit elf Ausfallereignissen im Jahr 2025 das Maximum im Ergebnisdatensatz des regulären Marktkopplungsszenarios auftritt, besteht ebenso wenig wie für die gesamte CWE-Region eine vergleichbare Vorgabe.

Schließlich zeigt sich, dass selbst bei unbegrenzter Kopplung keine vollständige Vermeidung von Ausfallereignissen erreicht wird, d. h. es treten einige wenige Situationen auf, in denen die Gesamtnachfrage im System trotz theoretisch ausreichender Übertragungskapazitäten nicht vollständig gedeckt werden kann.

6.3.3 Stochastische Simulation für das Marktgebiet Deutschland

Zusätzlich zur deterministischen Ausführung des Simulationsmodells wird in diesem Abschnitt eine Monte-Carlo-Simulation (vgl. Abschnitt 4.5.2 und Abschnitt 4.6) integriert, um die Sensitivität der Ergebnisse hinsichtlich der stochastisch modellierten Eingangsdaten (Nachfrage, Erzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen, Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke) zu verdeutlichen. Im Rahmen der MCS wird für das letzte Simulationsjahr die stündliche Räumung des Spotmarktes einschließlich der Marktkopplung im Sinne eines Zufallsexperiments wiederholt. Die Anzahl der Wiederholungen wird auf $N^{MCS} = 100$ gesetzt.

In Abbildung 6-20 ist die relative Häufigkeit der LOLE-Werte für Deutschland im Jahr 2030 über alle Monte-Carlo-Läufe abgetragen. Es zeigt sich, dass die Anzahl der Ausfallereignisse wie zu erwarten nicht konstant über alle Simulationsläufe ist und sich auf den Bereich zwischen 0 und 52 Ereignisse verteilt. Der Erwartungswert beträgt 8,3 (95 %-Konfidenzintervall: [6,213;10,307]), der Median 5 und der Modus 0 (Tabelle 6-7). Da es sich um eine rechtsschiefe Verteilung (2,045) mit definitionsgemäß nur positiven Werten handelt, sind in der Graphik zum Vergleich zusätzlich zwei angepasste Exponentialverteilungen dargestellt.

Die Verteilung der LOLE-Werte kann auch zur Angabe der Häufigkeit bestimmter Niveaus von Erzeugungssicherheit herangezogen werden. Ein Sicherheitsniveau von 99,9 %, gleichbedeutend mit höchstens neun Ausfallereignissen pro Jahr¹⁰⁷, wird in 71 % der Fälle erreicht, ein Niveau von 99,8 %, gleichbedeutend mit höchstens 17 Ausfallereignissen, in 87 %.

¹⁰⁷ Gemäß der Definition und Messung von Erzeugungssicherheit (vgl. Abschnitt 2.2.1) ist ein direkter Vergleich mit Kennzahlen zur Versorgungsqualität nicht möglich. Beispielsweise misst der *System Average Interruption Duration Index* die durchschnittliche Dauer der tatsächlichen Versorgungsunterbrechung der Endverbraucher innerhalb eines Jahres (Bundesnetzagentur 2015b).

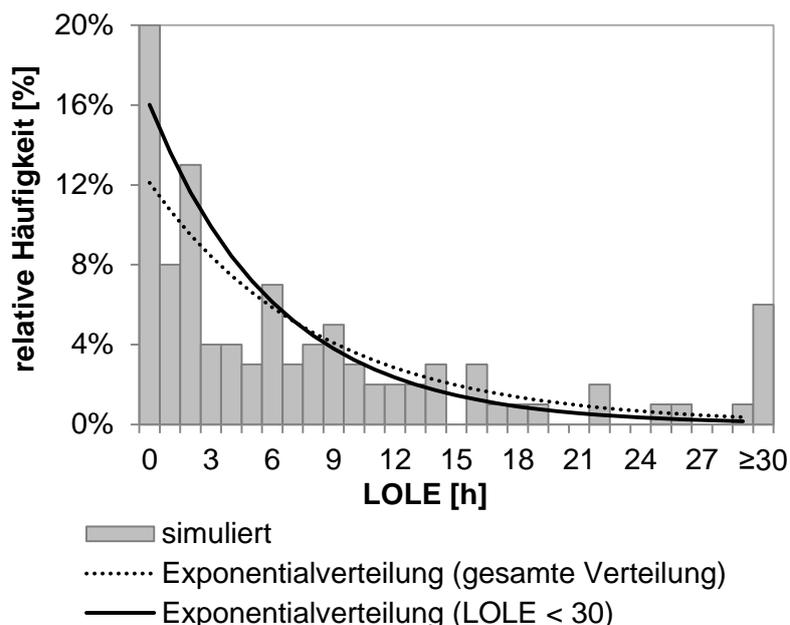


Abbildung 6-20 Histogramm der LOLE-Werte für Deutschland (2030)

Die Ergebnisse verdeutlichen die Sensitivität der Untersuchungen in Bezug auf die Eingangsdaten. Mithilfe einer stochastischen Simulation kann somit die Wirksamkeit verschiedener Entwicklungen in Stromsystemen und deren Ausgestaltungen umfassender analysiert werden. In Kombination mit den Risikopräferenzen der Marktteilnehmer, insbesondere der verschiedenen Verbrauchertypen, kann weiter eine bessere Abwägung zwischen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit getroffen werden. Können Versorgungsunterbrechungen kurzfristig in Kauf genommen bzw. durch zusätzliche Mechanismen doch noch vermieden werden, kann möglicherweise auch ein Niveau an Erzeugungssicherheit unter 100 % mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit akzeptiert werden. Dieses kann möglicherweise zu deutlich geringeren Kosten erreicht werden.

Tabelle 6-7 Momente der Verteilung der LOLE-Werte für Deutschland (2030)

Moment	Wert	Moment	Wert
Erwartungswert	8,3	Varianz	109,1
Median	5	Standardabweichung	10,4
Modus	0	Variationskoeffizient	1,3
Minimum	0	Schiefe	2,0
Maximum	52	Wölbung	4,4

6.4 Grenzüberschreitende Effekte bei der Einführung einer strategischen Reserve

Zur Untersuchung potentieller Wechselwirkungen in gekoppelten Elektrizitätssystemen durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird die definierte Fallstudie dahin gehend abgewandelt, dass exemplarisch in einem Marktgebiet (Deutschland) eine wie in Abschnitt 4.4.1 beschriebene strategische Reserve implementiert wird. Dabei erfolgt im Modell ebenfalls die Abbildung einer grenzüberschreitenden Aktivierung der strategischen Reserve. Die anderen potentiellen grenzüberschreitenden Effekte, Verzerrung der Energiemarktergebnisse durch eine preisbasierte Aktivierung und Berücksichtigung von Interkonnektoren bei der Dimensionierung (vgl. Abschnitt 4.4.2), sind im Modell nicht abgebildet. Alle sonstigen Modell- und Datenannahmen bleiben unverändert gegenüber den vorangegangenen Untersuchungen (vgl. Kapitel 5).

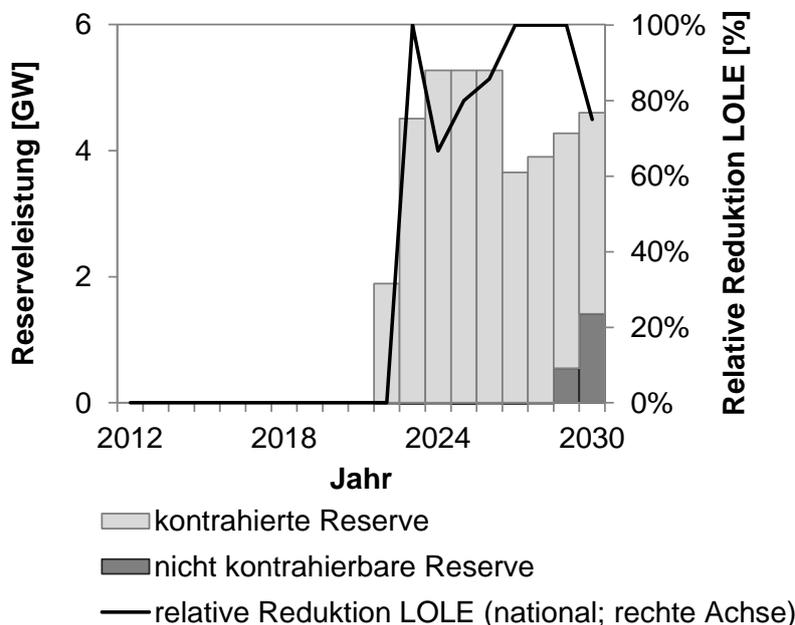


Abbildung 6-21 Kontrahiertes Volumen der strategischen Reserve und Einfluss auf Ausfallereignisse im implementierenden Marktgebiet

Die Ergebnisse zeigen zunächst, dass durch die Einführung der strategischen Reserve die Erzeugungssicherheit im Marktgebiet, in welchem die strategische Reserve implementiert ist und wo sich dementsprechend auch die kontrahierten Kraftwerke befinden, ansteigt. Die Indikatoren, LOLE und Ausfallarbeit, sinken jeweils im Vergleich mit den Ergebnissen ohne strategische Reserve. In einzelnen Jahren (z. B. 2023) ist die kontrahierte Leistung ausreichend, um alle Ausfallereignisse zu verhindern (Abbildung 6-21). Die Kontrahierung der strategischen Reserve beginnt im Simulationsmodell unter den getroffenen Annahmen im Jahr 2022; zuvor wird durch den Betreiber der strategischen Reserve keine Lücke zwischen Spitzennachfrage und zur Verfügung stehender gesicherter Erzeugungsleistung prognostiziert. Die geplante Reservehöhe steigt anschließend auf bis zu 5,3 GW im Jahr 2025. Der Anstieg ist darauf zurückzuführen, dass konventionelle Kraftwerksleistung in größerem Umfang entweder aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen stillgelegt wird und gleichzeitig EE sowie Nachfragemanagement diesen Rückgang nicht adäquat kompensieren können. In den

Jahren 2024 bis 2026 wird das Maximum an kontrahierter Leistung erreicht; danach fällt die Leistung wieder ab, da zum einen das geplante Volumen zurückgeht und zum anderen in den letzten beiden Jahren nicht genügend geeignete Kraftwerke zur Verfügung stehen.

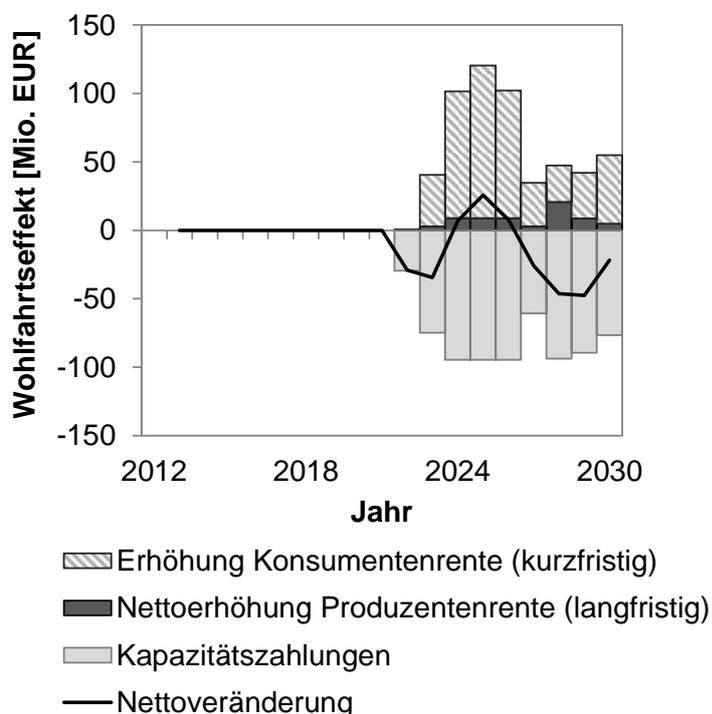


Abbildung 6-22 Jährliche Wohlfahrtseffekte der strategischen Reserve im implementierenden Marktgebiet (Ringler et al. 2017)

Insgesamt ergibt sich in der Simulation bei einer nationalen Aktivierung der strategischen Reserve ein negativer Wohlfahrtseffekt von kumuliert 164,5 Mio. EUR, d. h. die Kapazitätswahlungen fallen betragsmäßig höher als die durch die Vermeidung von Ausfallereignissen entstehenden Wohlfahrtsgewinne aus. In jenen Jahren mit den meisten Aktivierungen (2024-2026), ergibt sich ein positiver Nettowohlfahrtseffekt. In den übrigen Jahren kommt die strategische Reserve nicht ausreichend oft zur zusätzlichen Nachfragedeckung zum Einsatz, um die Kapazitätswahlungen, welche für die Erhaltung der Kraftwerke anfallen, auszugleichen (Abbildung 6-22). Der Einfluss einer strategischen Reserve auf die Gesamtwohlfahrt ist maßgeblich von der Parametrierung, insbesondere der daraus resultierenden Dimensionierung der strategischen Reserve, abhängig (vgl. Abschnitt 2.2.2.3). Grundsätzlich spielen dabei Faktoren wie beispielsweise die Entwicklung der gesicherten Leistungsbeiträge von EE-Technologien und von nachfrageseitigen Maßnahmen eine Rolle. Mithilfe einer strategischen Reserve können zwar Ausfallereignisse verhindert und die Konsumentenrente gesteigert werden, dagegen wirkt sich die Vorhaltung nicht benötigter Reserven nachteilig aus, da Kapazitätswahlungen an Kraftwerksbetreiber geleistet werden, obwohl die Reservekraftwerke nicht eingesetzt werden. Bei einer optimalen Ausgestaltung übersteigen die Wohlfahrtsgewinne die Ausgaben für die Vorhaltung ansonsten stillgelegter Kraftwerke. Bei der Parametrierung der strategischen Reserve in der Fallstudie wurde durch die leichte Überdimensionierung tendenziell das Ziel der Erhöhung von Erzeugungssicherheit priorisiert. Zusätzlich sind die numerischen Simulationsergebnisse in dieser Hinsicht kritisch zu betrachten, da die absoluten Wohlfahrtseffekte insbesondere

durch die Annahmen zur Zahlungsbereitschaft der Stromnachfrager bzw. dem VOLL bestimmt sind (vgl. Abschnitt 6.2.1).

Weiter ermöglicht eine grenzüberschreitende Aktivierung annahmegemäß die Vermeidung von Ausfallereignissen in Marktgebieten mit direkter Kuppelstelle zum implementierenden Marktgebiet. Wird eine solche grenzüberschreitende Aktivierung zugelassen, erhöht sich das jährliche Aktivierungsvolumen der strategischen Reserve um bis 72 % gegenüber einem rein nationalen Einsatz. Damit steigt entsprechend auch die Auslastung der kontrahierten Kraftwerke. Das zusätzliche grenzüberschreitende Aktivierungsvolumen entspricht genau der Reduktion der Ausfallarbeit in den angrenzenden Marktgebieten. Eine vollständige Vermeidung von einzelnen Ausfallereignissen in gekoppelten Marktgebieten tritt dabei relativ selten auf, z. B. 2024 und 2026 in je einer Stunde im belgischen und niederländischen Marktgebiet (Abbildung 6-23).

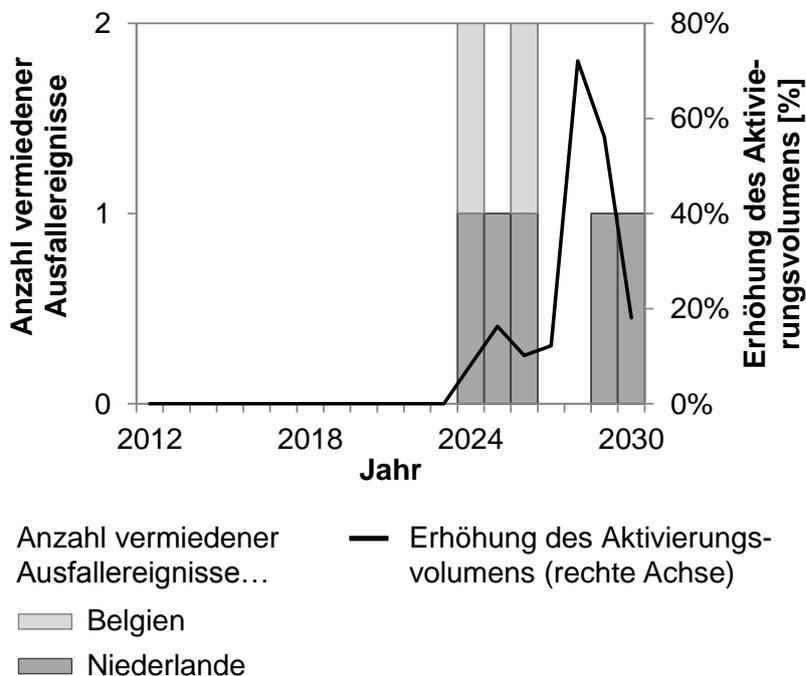


Abbildung 6-23 Anzahl vermiedener Ausfallereignisse in gekoppelten Marktgebieten und Erhöhung des Aktivierungsvolumens durch eine grenzüberschreitende Aktivierung der strategischen Reserve

Grundsätzlich ist die Stärke der grenzüberschreitenden Effekte als nicht sehr hoch einzustufen, was allerdings den Aktivierungsbedingungen geschuldet ist. Die strategische Reserve kann überhaupt nur in solchen Situationen grenzüberschreitend eingesetzt werden, in welchen nach Aktivierung im implementierenden Marktgebiet noch Reserveleistung vorhanden ist und der jeweilige Interkonnektor mit einem anderen Marktgebiet nicht schon durch die Energiemarkträumung ausgelastet wird. Letztere Konstellation tritt ohnehin nur auf, wenn sich in beiden Marktgebieten gleichzeitig ein Ausfallereignis einstellt.

Trotzdem führt die grenzüberschreitende Aktivierung der strategischen Reserve zu einer Erhöhung der Erzeugungssicherheit im Gesamtsystem. Der grenzüberschreitende Einsatz erfolgt zu jedem Zeitpunkt zusätzlich zur nationalen Aktivierung, d. h. das implementierende Marktgebiet wird dadurch nicht schlechter gestellt. Folglich wirkt sich die Einführung einer

grenzüberschreitenden Aktivierung auch positiv auf die Gesamtwohlfahrt aus, da lediglich bereits kontrahierte Reservekraftwerke besser ausgelastet werden.

6.5 Zusammenfassung

Die Modellprüfung, bestehend aus Validierung wesentlicher Modellgrößen und Verifikation des Modellkonzepts, ergab, dass das entwickelte Modell zur Untersuchung der Forschungsfragen geeignet erscheint. Insbesondere fällt die Validierung der Strompreise für die abgebildeten Marktgebiete, auch im Vergleich mit den Validierungen des bestehenden PowerACE-Modells, zufriedenstellend aus. Weiter zeigte sich, dass die Integration einer Marktkopplung zu einer leicht verbesserten Modellvalidierung führt und die Validierung der Marktkopplung für sich genommen ebenso akzeptable Ergebnisse liefert.

Im Hinblick auf die energiewirtschaftlichen Fragestellungen konnte mithilfe des Modells gezeigt werden, dass die Einführung bzw. der Ausbau der Marktkopplung eine Erhöhung der kurzfristigen Wohlfahrt und der Erzeugungssicherheit im abgebildeten Gesamtsystem bewirkt. Vor allem zwischen einer isolierten Betrachtung der Marktgebiete und dem Kopplungsszenario mit realistischen Übertragungskapazitäten ergibt sich ein Effekt in beträchtlichem Umfang. Darüber hinaus kann festgehalten werden, dass die Wohlfahrtsverteilung auf Marktgebiete und Marktteilnehmer asymmetrisch ausfällt, was unter anderem auf die Struktur des jeweils bestehenden Kraftwerksparks im Vergleich mit den gekoppelten Marktgebieten zurückzuführen ist. In Bezug auf die Erzeugungssicherheit in der CWE-Region lässt sich feststellen, dass die Marktkopplung einen wesentlichen Beitrag für die sichere Stromversorgung darstellt. Besonders für Belgien zeigt sich in der zweiten Hälfte der Simulation eine hohe Importabhängigkeit. Über die gesamte Simulationsdauer ergibt sich in der definierten Fallstudie mit EOMs in fast allen Marktgebieten ein leichter Anstieg der LOLE ab 2022. Weiter offenbarte die probabilistische Simulation von Erzeugungssicherheit einen erheblichen Einfluss stochastischer Einflussfaktoren. Schließlich konnte festgestellt werden, dass eine grenzüberschreitende Aktivierung einer strategischen Reserve zur Verbesserung der Erzeugungssicherheit und der Wohlfahrt im Gesamtsystem beiträgt.

Eine Interpretation der Ergebnisse und eine Einordnung in den energiewirtschaftlichen wie -politischen Kontext folgen in Kapitel 7.

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

Im folgenden Kapitel wird abschließend eine Diskussion, Interpretation und kritische Würdigung der durchgeführten Modellerweiterungen und -anwendungen vorgenommen. Entsprechend der Devise „modeling for insights, not numbers“ (Huntington et al. 1982) stehen nicht unmittelbar die numerischen Ergebnisse im Vordergrund, sondern die Ableitung allgemeiner Zusammenhänge im Hinblick auf die Schaffung eines europäischen Strommarktes (Abschnitt 7.1). Inwiefern die Ergebnisse und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen kritisch zu betrachten sind, wird in Abschnitt 7.2 dargelegt. Darauf basierend ergeben sich weitere Anwendungsmöglichkeiten des bestehenden Modellrahmens sowie Ansatzpunkte für zusätzliche originäre Modellerweiterungen (Abschnitt 7.3).

7.1 Schlussfolgerungen aus der Modellentwicklung und -anwendung

7.1.1 Schaffung eines europäischen Strommarktes

Erhöhung der Wohlfahrt und Erzeugungssicherheit durch Marktkopplung

Die Simulationsergebnisse zeigen im Allgemeinen, dass die Einführung einer Marktkopplung bzw. die Erhöhung der Übertragungskapazitäten in der kurzen Frist zu einem Anstieg der Wohlfahrt wie Erzeugungssicherheit im Gesamtsystem führt. Durch die zusätzlichen Stromaustauschmöglichkeiten kann unter sonst gleichen Bedingungen die Deckung der Stromnachfrage in den Marktgebieten zu geringeren Erzeugungskosten erreicht werden. Der Vergleich der in der Fallstudie untersuchten Kopplungsszenarien ergibt für die gesamte CWE-Region durchschnittlich jährliche Wohlfahrtssteigerungen von 0,3 Mrd. EUR bzw. 1,8 Mrd. EUR. Die Verteilung der Wohlfahrt auf die verbundenen Marktgebiete sowie auf Konsumenten, Produzenten bzw. den Betreiber der Marktkopplung kann dabei je nach Kraftwerkspark und Nachfragestruktur unterschiedlich ausfallen. Die Modellrechnungen zeigen, dass absolut betrachtet Belgien am stärksten und Frankreich am wenigsten von einer Marktkopplung im Vergleich zu einer isolierten Betrachtung profitiert. Um eine fehlende Marktkopplung unter Gesichtspunkten der Erzeugungssicherheit zu kompensieren, müsste in den einzelnen Marktgebieten die Erzeugungsleistung erhöht oder ein Anstieg von Ausfallereignissen in Kauf genommen werden. Zur Bestimmung eines optimalen Ausbaus der Grenzkuppelstellen mit dem vorliegenden Modell wären weitere Untersuchungen durchzuführen, um die jeweils notwendigen Investitionen gegen die Wohlfahrtsverluste infolge von Ausfallereignissen abzuwägen.

Im Hinblick auf die Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes ist somit grundsätzlich eine Erweiterung des europäischen Market Coupling bzw. die Erhöhung der Übertragungsleistung anzustreben. Hierfür stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, welche nach Kosten-Nutzen-Überlegungen geordnet realisiert werden sollten. An dieser Stelle sollen drei Maßnahmen hervorgehoben werden:

- Eine *technisch-institutionelle* Erhöhung der kommerziell für das Market Coupling verfügbaren Übertragungsleistung bestehender Interkonnektoren stellt eine

kostengünstige Maßnahme dar und ist mit verhältnismäßig geringem Widerstand umsetzbar. Neben der Steigerung der technischen Verfügbarkeit bestehender Interkonnektoren fallen darunter insbesondere mögliche Verbesserungen der Verfahren, welche zur Bestimmung der jeweils verfügbaren Übertragungsleistung eingesetzt werden. Von der aktuellen Einführung des flussbasierten Market Coupling in Europa ist eine entsprechende Zunahme zu erwarten (vgl. Abschnitt 2.3.2.3).

- In Bezug auf das grenzüberschreitende Engpassmanagement im Allgemeinen ist *administrativ-institutionell* eine Erweiterung des Market Coupling auf weitere Regionen in Europa (z. B. Osteuropa) bzw. generell eine Umstellung der Allokationsverfahren von expliziten auf implizite Auktionen zu befürworten. Ein entsprechender Vergleich wurde nicht im Rahmen dieser Arbeit, jedoch bereits vielfach in der Literatur angestellt (z. B. Ehrenmann und Neuhoff 2009). Verschiedene aktuelle Vorhaben in der Europäischen Union sehen weitere Verbesserungen in dieser Hinsicht vor.
- Schließlich ist der *physische* Aus- bzw. Neubau von Interkonnektoren eine weitere Option, um Marktgebiete in Europa stärker zu integrieren. Zweifellos erfordern derartige Projekte die Einbindung zahlreicher Parteien, erhebliche Investitionen und eine mehrjährige Planung wie Umsetzung.

Eine weitere Alternative kann in einer Anpassung der Gebotszonen im Rahmen des bestehenden Zonenpreissystems zur verbesserten Berücksichtigung der jeweiligen Netzsituation liegen. Auch aufgrund verschiedener Unvollkommenheiten in Strommärkten handelt es sich dabei um eine komplexe Entscheidung, bei welcher sowohl kurzfristige (z. B. Bjørndal und Jörnsten 2001; Ehrenmann und Smeers 2005) als auch langfristige Aspekte (z. B. Grimm et al. 2016) berücksichtigt werden sollten. Insgesamt stellt diese Option grundsätzlich einen starken Eingriff in das Marktdesign dar und vor allem das Zusammenlegen von Zonen aus unterschiedlichen Staaten erscheint momentan schwer absehbar.

Wie den Simulationsergebnissen zu entnehmen ist, kann eine Änderung der Marktkopplungssituation zu ungünstigeren Wohlfahrtsverteilungen für bestimmte Marktgebiete bzw. -akteure führen. Beispielsweise profitieren in Frankreich Produzenten zulasten der Konsumenten von einer Erhöhung der Übertragungskapazitäten. In solchen Fällen könnten sich Widerstände gegen entsprechende Anpassungen ergeben. Ein Ausgleich bzw. eine Entschädigung könnte durch eine geeignete Verteilung der Engpassrenten auf betroffene Gruppen oder durch die Ausgabe von zusätzlichen finanziellen Übertragungsrechten (z. B. Kristiansen 2005) erreicht werden.

Erzeugungssicherheit in der CWE-Region bis 2030

Die Simulationsergebnisse verdeutlichen in Bezug auf die modellierte Region Zentralwesteuropa erwartungsgemäß, dass das grenzüberschreitende Engpassmanagement in Form eines Market Coupling einen wesentlichen Baustein eines europäischen Strommarktes darstellt. Durch die Optimierung der Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten kann eine deutliche Steigerung der Erzeugungssicherheit erreicht werden. Mitunter zeigt sich, dass

künftig vor allem Belgien häufig auf den Import von Elektrizität aus verbundenen Marktgebieten angewiesen sein wird. Beispielsweise würde in Belgien ohne eine Marktkopplung in knapp 20 % aller Stunden des Jahres 2025 ein Ausfallereignis auftreten; durch die Importmöglichkeiten sinkt der Wert auf fünf Stunden. Eine gesonderte Untersuchung für den voraussichtlich ab 2019 zwischen Deutschland und Belgien installierten Interkonnektor ALEGrO offenbart außerdem, dass dieser die Integration der Strommärkte in Europa verbessern wird. Es kommt über den vollständigen Simulationszeitraum betrachtet zu einer Erhöhung der Wohlfahrt (2,9 Mrd. EUR), der Erzeugungssicherheit (48,9 % weniger Ausfallereignisse) sowie der Preiskonvergenz im Gesamtsystem. Weiter führt die Projektumsetzung zu einer besseren Ausnutzung der EE-Erzeugung (Reduktion der EE-Abregelung um 38,0 %).

Zudem deuten die Ergebnisse darauf hin, dass unter den getroffenen Annahmen die Erzeugungssicherheit im abgebildeten System innerhalb des Simulationszeitraums sinkt. Insbesondere ist eine Erhöhung der LOLE ab 2022 in allen Marktgebieten außer Frankreich zu erwarten. In Belgien und den Niederlanden kommt es dabei ab dem Jahr 2025 vereinzelt zu einer Überschreitung der aktuell gesetzlich vorgegebenen Ziele in Bezug auf die maximale Anzahl von Ausfallereignissen pro Jahr. In Deutschland, wo derzeit keine vergleichbare Vorgabe existiert, tritt mit elf Ausfallereignissen im Jahr 2025 das Maximum des Ergebnisdatensatzes auf. Diese Entwicklung kann als ein Indiz dafür gesehen werden, dass EOMs, welche nur die Vergütung gelieferter elektrischer Energie vorsehen, nicht genügend Investitionsanreize setzen, um eine 100 %ige Erzeugungssicherheit zu gewährleisten. Entsprechend den formulierten Zielen dieser Arbeit sind die durchgeführten Modelluntersuchungen und dargestellten Ergebnisse jedoch nicht ausreichend, um in dieser Hinsicht belastbare Ergebnisse zu liefern. Hierfür bedürfte es der zusätzlichen bzw. detaillierteren Berücksichtigung wesentlicher Einflussfaktoren und Entwicklungen (vgl. Abschnitt 7.2). Trotzdem untermauern die gezeigten Simulationsergebnisse die Relevanz der aktuellen Diskussion zum Marktdesign in Deutschland bzw. Europa.

Weiter kann vor diesem Hintergrund der in der vorliegenden Arbeit entwickelte und umgesetzte methodische Ansatz wertvolle Hinweise und Ansatzpunkte für das Vorgehen bei zukünftigen Analysen zur Erzeugungssicherheit in gekoppelten Märkten und zur Anpassung des Marktdesigns liefern (vgl. Abschnitt 7.1.2). Insbesondere die Modellierung von Stilllegungsentscheidungen basierend auf wirtschaftlichen Überlegungen und der probabilistische Ansatz zur Messung von Erzeugungssicherheit sollten in weitere Analysen Eingang finden. Damit kann die Arbeit zu einer umfassenderen Definition und Messung von Erzeugungssicherheit beitragen.

Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa

Im Rahmen der Diskussion um die langfristige Versorgungssicherheit in liberalisierten Elektrizitätssystemen stellen Kapazitätsmechanismen einen intensiv diskutierten und in einigen Ländern umgesetzten Ansatz dar. Gemäß dem allgemeinen Prinzip erhalten Kraftwerksbetreiber bereits eine Vergütung für die Vorhaltung von Leistung, anstatt ausschließlich auf Erlöse aus dem Energiemarkt angewiesen zu sein. Schwerpunktmäßig

bezieht sich die Diskussion von Kapazitätsmechanismen auf nationale Konzepte. Dementsprechend konzentriert sich die Mehrheit der Untersuchungen möglicher Effekte bei Einführung solcher Mechanismen auch auf einzelne Marktgebiete.

Jedoch stellt sich in gekoppelten Elektrizitätssystemen, deren Strommärkte physisch wie auch aus Handelssicht miteinander verbunden sind, ebenso die Frage, welche grenzüberschreitenden Effekte sich durch die unkoordinierte Einführung von einzelstaatlichen Lösungen grundsätzlich ergeben bzw. welche Vorteile sich aus einer entsprechenden Koordination ziehen ließen. Im Sinne eines europäischen Strombinnenmarktes sind Alleingänge zur Erhöhung der jeweils nationalen Versorgungssicherheit nur vertretbar, solange in anderen Marktgebieten keine für das Gesamtsystem nachteiligen Effekte entstehen. Beispielhaft wurde deshalb in der vorliegenden Arbeit die Einführung einer strategischen Reserve in einem Marktgebiet theoretisch und modellgestützt dahin gehend untersucht, ob bzw. welche grenzüberschreitenden Effekte auftreten können.

Dabei zeigt sich, dass eine grenzüberschreitende bzw. koordinierte Aktivierung einer strategischen Reserve eine zusätzliche Reduktion der Ausfallereignisse im Gesamtsystem ohne Nachteile für das implementierende Marktgebiet und eine Erhöhung der Gesamtwohlfahrt bewirken kann. Der Effekt in der Fallstudie ist mit sieben vermiedenen Ausfallereignissen absolut gesehen zwar gering, aber global betrachtet wohlfahrtssteigernd, da bereits kontrahierte Reservekraftwerke besser ausgelastet werden können. Eine entsprechende Koordination beim Einsatz sowie bei der Kostenallokation ist notwendig. Weiter könnte unter bestimmten Konditionen eine strategische Reserve mit preisbasierter Aktivierung den Energiemarkt in benachbarten Marktgebieten verzerren. Außerdem stellt sich bei der Dimensionierung des auszuschreibenden Volumens der strategischen Reserve die Frage, mit welcher sicheren Leistung Interkonnektoren berücksichtigt werden könnten. Die beiden letztgenannten Arten grenzüberschreitender Effekte wurden nicht modellgestützt betrachtet, stellen jedoch weitere Ansatzpunkte für eine mögliche Koordination dar.

Losgelöst von der Frage, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt notwendig sind bzw. in welcher Ausgestaltung sie eine effiziente und effektive Lösung darstellen, lässt sich aus den angestellten Überlegungen und ersten Modellergebnissen in dieser Arbeit im Hinblick auf die Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa allgemein ableiten, dass eine Koordination bei der Ausgestaltung möglichst anzustreben ist und potentielle positive wie negative Externalitäten zu prüfen sind. Auch aufgrund der begrenzten direkten Einflussmöglichkeiten durch die Europäische Kommission und der Vielzahl von Besonderheiten in nationalen Elektrizitätssystemen sollten die Schwerpunkte auf europäischer Ebene darauf liegen, die Zusammenarbeit bei der Ausgestaltung möglicher Mechanismen zu fördern, Richtlinien vorzugeben (z. B. Europäische Kommission 2014a) und Untersuchungen entsprechender Wechselwirkungen zu unterstützen.

Koordination und Standardisierung zur Schaffung eines europäischen Strommarktes

Über die konkrete Modellanwendung hinausgehend können weitere allgemeinere Empfehlungen auf dem Weg zu einem europäischen Strommarkt abgeleitet werden.

Grundsätzlich sollte es Aufgabe der Energiepolitik sein, zentrale Kriterien und Ziele für Europa (z. B. hinsichtlich Erzeugungssicherheit) zu definieren, deren Erreichung zu fördern sowie ein Monitoring zu implementieren. Dadurch wird der Aufbau eines vertrauenswürdigen („sicheren“) regulatorischen Umfelds, welches notwendig ist, um entsprechende Anreize für Akteure im Elektrizitätssystem zu setzen, begünstigt.

Angesichts der Größe und Heterogenität der EU bietet es sich an, eine Kernregion als Ausgangspunkt für eine integrierte Energiepolitik und für ein gemeinsames Marktdesign zu definieren. Dies wurde beispielsweise für Zentralwesteuropa bereits vor einigen Jahren angestoßen. Die Einführung des Trilateral Market Coupling zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden 2006 sowie die kontinuierliche Erweiterung können dabei als „Erfolgsgeschichte“ gewertet werden. Auf anderer Ebene besteht mit dem Pentalateral Energy Forum ebenso ein Gremium, welches sich unter anderem gezielt mit der Erzeugungssicherheit in der CWE-Region beschäftigt (z. B. Pentalateral Energy Forum 2015). Eine weitere Intensivierung und eine graduelle Ausweitung vergleichbarer Initiativen sind anzustreben. Darüber hinaus sollten auch gemeinsame Ziele hinsichtlich eines länderübergreifenden Niveaus an Erzeugungssicherheit formuliert und überwacht werden.

Die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedsstaaten sollte sich nicht auf ein Marktsegment bzw. eine Stufe der Bereitstellungskette von Elektrizität beschränken. Grundsätzlich können Harmonisierung und Standardisierung der Reduktion von Transaktionskosten dienen sowie die gesamtheitliche Koordination verbessern. Bestehende Hindernisse und Widerstände müssen dabei grundlegend analysiert werden. Bei der Integration der europäischen Märkte sind dabei neben Day-Ahead-Märkten ebenso Intraday-, Termin- und Reservemärkte zu betrachten (vgl. Netzkodizes). Außerdem ist eine Abstimmung bei der Vergütung von grenzüberschreitenden Infrastrukturprojekten notwendig. Nicht zu vernachlässigen sind zudem Wechselwirkungen mit anderen Rohstoffmärkten (z. B. Erdgas, Steinkohle) sowie mit Finanzmärkten.

Langfristig ist eine Grundsatzdebatte hinsichtlich des Subsidiaritätsprinzips und der Souveränität der Mitgliedsstaaten in Bezug auf eine europäische Energiepolitik anzustreben. Solange die Europäische Union als politische Institution nicht direkt den gesetzlichen Rahmen mitbestimmen kann, könnten weitere nationale Lösungen und Reregulierungsbestrebungen die Ausgestaltung eines echten europäischen Strommarktes verhindern (z. B. Auverlot et al. 2014).

7.1.2 Methodische Ansätze zur Modellierung von Strommärkten

Die in der vorliegenden Arbeit entwickelten und umgesetzten methodischen Erweiterungen stellen auf drei Ebenen einen originären Forschungsbeitrag dar.

Erstens sind aus energiewirtschaftlicher Sicht insbesondere die Berücksichtigung von wirtschaftlich bedingten Stilllegungen bei der Modellierung der langfristigen Entwicklung des Kraftwerksparks und der probabilistische Ansatz bei der Beurteilung von Erzeugungssicherheit hervorzuheben. Diese Aspekte werden der Anforderung einer detaillierten Berücksichtigung wesentlicher Einflussfaktoren sowie von Wechselwirkungen

bei der Untersuchung von Erzeugungssicherheit gerecht. Auch die vorliegende Arbeit kann keineswegs sämtliche Faktoren mit der gleichen Detailtiefe betrachten, jedoch wurden Aspekte integriert, welche bisher in Literatur und Praxis kaum direkt modelliert wurden. Somit können die umgesetzten Modellerweiterungen Impulse bei der Diskussion von Erzeugungssicherheit und der Gestaltung zukünftiger Strommärkte setzen. Bestätigen sich Mehrwert und Praktikabilität der vorgestellten Ansätze, ist eine entsprechende Integration in zukünftigen Analysen anzustreben.

Zweitens zeigt die Arbeit in Bezug auf das zugrunde liegende Simulationsmodell PowerACE zum einen, dass eine grundsätzliche Erweiterung des Modellansatzes auf weitere Marktgebiete neben Deutschland möglich und konstruktiv ist. Basierend auf der modellendogenen Bestimmung des Stromhandels zwischen den gekoppelten Marktgebieten und den entsprechenden Eingangsdaten lässt die durchgeführte Validierung den Schluss zu, dass die Anwendbarkeit auf andere Marktgebiete mit vergleichbaren Modellannahmen grundsätzlich gegeben ist. Für die Zukunft erscheinen trotz alledem weitere Detailanalysen sowie Modellerweiterungen (z. B. hinsichtlich national unterschiedlich ausgestalteter Marktsegmente) angebracht. Zum anderen verdeutlicht die Kombination verschiedener Module die Eignung des Simulationsrahmens für die Untersuchung relevanter energiewirtschaftlicher Fragestellungen. Es wurden unter anderem Module zur Strommarktkopplung, zur Bestimmung optimaler Investitionsentscheidungen aus Agentenperspektive, zur Durchführung einer Monte-Carlo-Simulation und zur integrierten Bestimmung verschiedener Indikatoren, insbesondere Wohlfahrt und Erzeugungssicherheit, verknüpft. Grundsätzlich trägt die Arbeit somit dazu bei, den Modellansatz auf neue Anwendungsgebiete und Forschungsfragen zu übertragen (vgl. Abschnitt 7.3).

Drittens ist die vorliegende Arbeit in den Kontext der agentenbasierten Modellierung und Simulation einzuordnen. Die agentenbasierte Simulation bildet dabei den grundsätzlichen Rahmen, innerhalb dessen wiederum verschiedene Methoden, etwa zur Abbildung des Agentenverhaltens, kombiniert werden. Beispielsweise basieren die umgesetzte Marktkopplung und das Kraftwerksinvestitionsmodell jeweils auf Optimierproblemen, welche mit Methoden aus dem Bereich des Operations Research gelöst werden. Darüber hinaus kommen Ansätze und Überlegungen aus der Ökonometrie (z. B. Regressionsmodell zur Schätzung von Preiseffekten einer Marktkopplung), Mikroökonomie (z. B. Wohlfahrtsanalyse, Abbildung einer begrenzten Preisnehmereigenschaft bei Investitionsentscheidungen) und Stochastik (z. B. Beschreibung stochastischer Zeitreihen mittels entsprechender Prozesse) zur Anwendung. Im Speziellen kann das Agentenmodell der Kraftwerksbetreiber hervorgehoben werden. Dabei werden beispielsweise im Rahmen der Ausbauplanung verschiedene Eigenschaften von Kraftwerksinvestitionen berücksichtigt, wofür ein Bündel an Methoden mit entsprechenden Anpassungen bzw. Erweiterungen notwendig ist. Unter anderem erfolgt dadurch die Berücksichtigung von verschiedenen techno-ökonomischen Merkmalen der Kraftwerksinvestitionen, von mehreren strategischen Entscheidungsoptionen und von Preiseffekten aufgrund eigener bzw. fremder Investitionen. Zusätzlich wurde die mögliche Integration von Unsicherheit und damit die Abbildung von begrenzter Rationalität der Entscheidungsträger aufgezeigt. Die Methodenkombination ermöglicht die Abbildung verschiedener Einflussfaktoren sowie Wechselwirkungen und

unterstreicht die Flexibilität der agentenbasierten Modellierung und Simulation als Rahmenwerk. Gleichzeitig bedeutet die Methodenvielfalt nicht nur einen entsprechenden Aufwand bei Implementierung und Anwendung, sondern auch, dass bestimmte andere Modellaspekte weniger detailliert abgebildet werden können (vgl. Abschnitt 7.2). Schließlich beschreibt die Arbeit umfassend den Prozess der Energiesystemanalyse. In diesem Rahmen werden unter anderem eine Modellvalidierung einschließlich einer statistischen Bewertung und eine umfangreiche Ergebnisauswertung vorgenommen. Insgesamt leistet die vorliegende Arbeit somit ebenfalls einen Beitrag dazu, das noch relativ junge Forschungsgebiet der ABMS zu erweitern (vgl. Abschnitt 3.3). Insbesondere können dabei die Flexibilität des Simulationsansatzes und die Eignung für Fragestellungen im Elektrizitätssektor betont werden.

7.2 Kritische Würdigung und Grenzen des eingesetzten Simulationsmodells

Für eine umfassendere Einordnung der dargestellten Modellergebnisse und Schlussfolgerungen sollen in diesem Abschnitt verschiedene Modellannahmen kritisch diskutiert werden. Grundsätzlich bedarf es bei der Modellentwicklung und -anwendung stets der Abwägung, welche Aspekte in welcher Tiefe berücksichtigt werden können. Inwiefern dabei die Auswahl des übergreifenden Modellansatzes bereits implizit zu bestimmten Festlegungen führen kann, wurde in Kapitel 3 erörtert. Im Folgenden werden darüber hinausgehend konkret einzelne Annahmen hinsichtlich Modellkonzept, Untersuchungsrahmen und Daten behandelt.

7.2.1 Modellkonzept

Fokus auf Spotmärkte für elektrische Energie

Das Modellkonzept legt einen klaren Fokus auf Spotmärkte für elektrische Energie. Das bedeutet, dass andere Strommarktsegmente (z. B. Regelleistungs-, Terminmärkte), wenn überhaupt, nur stark vereinfacht abgebildet werden. Jedoch beschreibt beispielsweise Swider (2006) verschiedene Wechselwirkungen zwischen Regelleistungs- und Spotmärkten und entsprechende Methoden zur Entscheidungsunterstützung. In vergleichbarer Weise werden Kapazitätsmechanismen mit Ausnahme einer strategischen Reserve (vgl. Abschnitt 4.4 und Abschnitt 6.4) und die Vermarktung von Abwärme aus der Stromerzeugung nicht berücksichtigt. Weiter handelt es sich bei dem angewendeten Simulationsmodell um ein Partialmodell in der Hinsicht, dass Wechselwirkungen mit Rohstoffmärkten und dem Markt für CO₂-Emissionszertifikate keine Rolle spielen. Annahmen über entsprechende Preisentwicklungen werden exogen vorgegeben. Tatsächlich beeinflussen jedoch die Ergebnisse der Strommärkte, welche mitunter durch die jeweiligen Erzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerke bestimmt sind, zu einem gewissen Grad die Nachfrage nach Brennstoffen sowie CO₂-Emissionszertifikaten und damit in Wechselwirkung deren Preise. Ein Beispiel für eine aktuelle Untersuchung von Wechselwirkungen zwischen Elektrizitäts- und CO₂-Märkten mithilfe einer agentenbasierten Simulation findet sich in Richstein et al. (2014). Grundsätzlich müssen Kraftwerksbetreiber entscheiden, auf welchen Märkten das

jeweilige Kraftwerk bzw. das Kraftwerksportfolio optimal vermarktet werden kann. Aufgrund der vereinfachten Berücksichtigung von Regelleistung in dieser Arbeit könnte unter anderem die für den Spotmarkt verfügbare Leistung abweichend auf Kraftwerkstypen verteilt sein; analog entfällt eine modellendogene Dynamik bei der relativen Entwicklung von Brennstoffpreisen. Die Berücksichtigung weiterer Märkte bzw. Marktsegmente ist in der vorliegenden Arbeit wegen der dadurch deutlich steigenden Komplexität und des nur indirekten Einflusses auf die Erzeugungssicherheit dennoch nicht zielführend.

Vereinfachte Abbildung von Spotmarktteilnehmern

Die Abbildung der Spotmarktteilnehmer im Modell weist einen unterschiedlichen Detailgrad auf. Während bei der Vermarktung konventioneller Kraftwerke eine Vielzahl technökonomischer Eigenschaften berücksichtigt wird, fällt die Abbildung anderer Marktteilnehmer stark vereinfacht aus. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird dabei vollkommen preisunelastisch und vorrangig vermarktet. Mit Einführung der Direktvermarktung in Deutschland in den vergangenen Jahren könnten sich jedoch teilweise abweichende Marktträumungssituationen ergeben (z. B. Wassermann et al. 2015). Der direkte Einfluss auf Erzeugungssicherheit, d. h. auf Situationen mit Knappheit und damit hohen Strompreiserwartungen, wird jedoch als gering eingeschätzt. Analog erfolgt auch die Abbildung der Stromnachfrage in der angewendeten Modellversion ohne Preiselastizität und jeweils aggregiert für das gesamte Marktgebiet. Zwar ist die Ausschöpfung der Nachfrageflexibilität aktuell nicht stark ausgeprägt, jedoch wurde in zahlreichen Untersuchungen ein hohes technisches Potential ermittelt (z. B. Gils 2014). Zur stärkeren Ausnutzung sind entsprechende technische Voraussetzungen sowie Anreize zur Verhaltensänderung zu schaffen. Aufgrund eines dann nicht mehr vernachlässigbaren Einflusses bei der Bestimmung von Ausfallereignissen wird im Simulationsmodell, auch wegen der unzureichenden Datenlage, vereinfacht unterstellt, dass ein im Laufe der Simulationsdauer steigendes Volumen an unterbrechbaren Verträgen in den Marktgebieten vorhanden ist. Diese können in Zeiten sehr hoher Knappheit aktiviert werden, um Ausfallereignisse zu verhindern. Wegen der zunehmenden Bedeutung der EE-Vermarktung und von Nachfrageflexibilität werden in Abschnitt 7.3.2 erste Modellerweiterungen in diesem Zusammenhang vorgestellt.

Mit Speicher gibt es eine weitere Art von Marktteilnehmern, welche nur ansatzweise in das Simulationsmodell integriert ist. Der simulierte Einsatz bestehender Pumpspeicherkraftwerke basiert auf historischen Pump- und Erzeugungsprofilen, welche entsprechend einer Preisprognose für den Spotmarkt auf die Stunden des Folgetages verteilt werden. Dadurch wird in der Simulation unter anderem implizit unterstellt, dass es zu keinen Investitionen in Speicher kommt. In Bezug auf Pumpspeicherkraftwerke in Zentralwesteuropa erscheint diese Annahme aufgrund der geringen Ausbaupotentiale und der aktuell fehlenden Wirtschaftlichkeit (z. B. FfE 2014) gerechtfertigt. Allerdings sollten zukünftig die weitere Entwicklung von alternativen Speichersystemen (z. B. Batteriespeicher) sowie der Ausbau von Pumpspeichern in benachbarten Marktgebieten (z. B. Schweiz, Skandinavien) beobachtet und deren Einfluss auf Erzeugungssicherheit untersucht werden.

Investitionsplanung

Weiter beruht das Modul zur Investitionsplanung auf verschiedenen Vereinfachungen. Unter anderem werden bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Investitionsoptionen nicht alle Vermarktungsmöglichkeiten für konventionelle Kraftwerke, sondern nur die erwarteten Erlöse aus dem Verkauf elektrischer Energie am Spotmarkt in Betracht gezogen. Tatsächlich existiert in der Praxis jedoch eine Vielzahl weiterer Vermarktungsoptionen bzw. Einnahmequellen (z. B. Regelleistungsmärkte, Abgabe von Wärme, Kapazitätsmechanismen), welche jeweils die Wirtschaftlichkeit einer Option absolut bzw. in Relation zu Investitionsalternativen erhöhen können (z. B. Westner und Madlener 2012).

Eine besondere Schwierigkeit sowie eine hohe Ergebnissensitivität ergeben sich bei der Parametrierung der Kraftwerksinvestoren hinsichtlich der Erwartung zukünftiger Preise, insbesondere von Preisspitzen. Während die stündliche Preisprognose bei ausreichend Erzeugungskapazitäten auf der entsprechend prognostizierten Merit-Order und damit auf den exogen vorgegebenen Erzeugungskosten basiert, stellt sich in Knappheitssituationen die Frage, welcher Strompreis angenommen werden kann und wie häufig ein Investor derartige Preisspitzen erwartet. Da es sich dabei um unsichere, zukünftige Zahlungsströme handelt, spielen „weiche“ Faktoren, wie Risikoeinstellung des Investors und Vertrauen in die zukünftige Strommarktregulierung, eine nicht unwesentliche Rolle. Beispielsweise können anhaltende Diskussionen über die mögliche Einführung von Kapazitätsmechanismen oder über die Regulierung von Marktpreisobergrenzen das Vertrauen von Investoren in zukünftige Preisspitzen entscheidend beeinträchtigen (z. B. NREL 2013).

Die dargestellten Investitionen der Kraftwerksbetreiber resultieren aus einer Entscheidungssituation unter Nebenbedingungen (z. B. Budgetrestriktion). Unabhängig davon, in welchen der in der Literatur bestehenden Ansätze begrenzter Rationalität (Todd und Gigerenzer 2003) das gewählte Vorgehen schlussendlich einzuordnen wäre, wird in der Arbeit grundsätzlich ein rationales, ausschließlich ökonomisch motiviertes Verhalten unterstellt. Bezogen auf große Erzeugungsunternehmen mag diese Unterstellung gerechtfertigt und zur Untersuchung der Fragestellungen zielführend sein, jedoch ist in Zukunft davon auszugehen, dass vermehrt neue, alternative, teils unerfahrene Strommarktteilnehmer in Erscheinung treten werden. Dann ist es durchaus denkbar, dass bei Entscheidungen auf dem Strommarkt nicht mehr nur wirtschaftliche Motive eine Rolle spielen, sondern vermehrt auch Überlegungen beispielsweise in Bezug auf Energieautarkie, Reputation und Umweltschutz.

Verzicht auf eine detaillierte Netzmodellierung

In der vorliegenden Arbeit wird auf eine detaillierte Netzbetrachtung verzichtet, wobei in dieser Hinsicht verschiedene Aspekte differenziert werden können. Zunächst werden die für das grenzüberschreitende Engpassmanagement verfügbaren Übertragungskapazitäten exogen als NTC-Werte vorgegeben. Am 20. Mai 2015 wurde allerdings die bisher koordinierte Bestimmung der Nettoübertragungskapazitäten in der CWE-Region durch ein flussbasiertes Verfahren abgelöst, wobei der eigentliche Algorithmus des Market Coupling davon im

Grunde unberührt bleibt. Führt das lastflussbasierte Verfahren im Vergleich zum NTC-Verfahren zu einer Erhöhung der jeweils für den Stromhandel verfügbaren Übertragungskapazitäten, ist davon auszugehen, dass die dargestellten grenzüberschreitenden Effekte unterschätzt werden. Diese und weitere Auswirkungen der lastflussbasierten Bestimmung auf Markträumungsergebnisse sind zukünftig zu untersuchen (z. B. Chao et al. 2000). Außerdem abstrahiert die Arbeit von intrazonalen Netzengpässen. Für die durchgeführten Modellrechnungen sind diese nicht direkt relevant, da sie entsprechend der aktuellen Ausgestaltung europäischer Strommärkte bei der Energiemarkträumung keine Rolle spielen. Bei einer flussbasierten Bestimmung der Übertragungskapazitäten wäre jedoch ein Netzmodell der beteiligten Marktgebiete erforderlich, falls diese nicht nur vereinfacht mithilfe eines einzigen Netzknotens dargestellt werden. Schließlich wird der Neu- bzw. Ausbau von Interkonnektoren nicht modellendogen bestimmt, sondern wird exogen anhand entsprechender Eingangsdaten vorgegeben (vgl. Abschnitt 5.3 und Abschnitt 6.2.2). Netzausbauinvestitionen hängen ebenso wie Kraftwerksinvestitionen von einer Vielzahl von Einflussfaktoren ab, insbesondere spielen jedoch die normalerweise regulierte Vergütung sowie die gesellschaftliche Akzeptanz eine entscheidende Rolle (z. B. de Nooij 2011).

7.2.2 Geographischer Untersuchungsrahmen

Die Anwendung des in der vorliegenden Arbeit entwickelten Modells zur Simulation von Stromgroßhandelsmärkten erfolgt zur Verdeutlichung von Wirkungszusammenhängen in Strommärkten für ein konkretes System, welches an die Region Zentralwesteuropa angelehnt ist (vgl. Abschnitt 5.1). Das erweiterte Simulationsmodell ermöglicht somit die gleichzeitige Abbildung mehrerer Marktgebiete sowie eine endogene Bestimmung des Stromaustauschs. Zum einen besitzt jedoch der Untersuchungsaufbau ebenso geographische Grenzen, weshalb es wie auch im Fall ohne Marktkopplung einer exogenen Vorgabe von Stromaustauschflüssen an den nach wie vor vorhandenen Systemgrenzen (z. B. Frankreich-Spanien) bedarf. Unverändert gegenüber dem ursprünglichen PowerACE-Modell werden dafür historische Zeitreihen in stündlicher Auflösung verwendet (Genoese 2010), wodurch eine Berücksichtigung von etwaigen Wechselwirkungen zwischen den abgebildeten und in der Praxis eigentlich gekoppelten Marktgebieten entfällt.

Zum anderen wird in der vorliegenden Arbeit unterstellt, dass die Großhandelsmärkte aller simulierten Marktgebiete identisch aufgebaut sind, d. h. die wesentlichen Differenzierungen zwischen den Marktgebieten ergeben sich aus den unterschiedlichen Eingangsdaten. Vor allem bei einer möglicherweise zunehmenden Umsetzung einzelstaatlicher Lösungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist diese Annahme kritisch in die Interpretation der Simulationsergebnisse einzubeziehen bzw. künftig sind ergänzend bestimmte Besonderheiten einzelner Marktgebiete in der Modellierung zu berücksichtigen. Im abgebildeten System wurde unter anderem in Frankreich vor Kurzem ein dezentraler Kapazitätsmarkt mit 2017 als erstem Lieferjahr eingeführt (MEDDE 2015). Insgesamt dient die Modellanwendung der Verdeutlichung grundsätzlicher Wechselwirkungen hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugungssicherheit in liberalisierten Strommärkten. Eine Verallgemeinerung ist dennoch nicht unbegrenzt möglich und stets unter Berücksichtigung von möglicherweise in den betrachteten Marktgebieten existierenden Spezifika zu bewerten.

7.2.3 Eingangsdaten

In Bezug auf die Eingangsdaten für die Simulation müssen verschiedene Vereinfachungen getroffen werden, auf welche im Folgenden anhand zweier Aspekte exemplarisch eingegangen wird. Einerseits ergeben sich Grenzen bei der Interpretation der Modellergebnisse aufgrund ungenauer Kenntnis der verwendeten Eingangsdaten (z. B. Stromerzeugungskosten). Andererseits unterliegen zukünftige Entwicklungen von Einflussgrößen zufälligen Schwankungen, welche in der Arbeit entweder im Rahmen von Energieszenarien durch Bildung einer Referenzentwicklung bewusst vernachlässigt (vgl. Abschnitt 5.1) oder mittels einer Monte-Carlo-Simulation vereinfacht integriert werden (vgl. Abschnitt 4.5.2).

Kosten der Stromerzeugung

Typischerweise sind die realen Kosten der Stromerzeugung nicht öffentlich. Wie in Abschnitt 2.1.2.1 gezeigt, setzen sich die kurzfristigen Grenzkosten aus zahlreichen Komponenten zusammen. Für einige Kostenbestandteile, wie beispielsweise Kosten für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate, können entsprechende Marktpreise herangezogen werden. Allerdings können die tatsächlichen Kosten der Kraftwerksbetreiber, unter anderem aufgrund von verschiedenen Absicherungsgeschäften, abweichen. Die in der Arbeit getroffene Annahme, dass alle Kraftwerksbetreiber in ihrer Kalkulation identische Spotmarktpreise ansetzen, setzt implizit voraus, dass Rohstoffmärkte eine hohe Effizienz aufweisen und dass Kraftwerksbetreiber aus einem entsprechenden Risikomanagement keinerlei Wettbewerbsvorteile ziehen können. Andere Bestandteile der Erzeugungskosten bedürfen noch stärker vereinfachender Annahmen. Beispielsweise liegen Informationen über Betriebskosten typischerweise nicht für einzelne Kraftwerke vor, sondern werden als Durchschnitt auf Technologieebene vorgegeben. Schließlich finden kalkulatorische bzw. strategische Überlegungen (z. B. Risikoaufschläge) keine explizite Berücksichtigung.

Monte-Carlo-Simulation

Die in Abschnitt 4.5.2 beschriebene MCS dient der Integration zufälliger Schwankungen von Einflussgrößen hinsichtlich der Erzeugungssicherheit. Indem dabei voneinander unabhängige stochastische Prozesse unterstellt werden, werden die zufälligen Einflüsse bei der Zeitreihengenerierung implizit ohne Berücksichtigung gemeinsamer Trends simuliert. Beispielsweise führt jedoch in der Realität die jeweilige Wetterlage im abgebildeten System nicht nur zwischen der Stromeinspeisung aus Wind bzw. PV und der Stromnachfrage, sondern auch zwischen den einzelnen Marktgebieten zu Abhängigkeiten. Mithilfe vektorautoregressiver Modelle könnten entsprechende Effekte abgebildet werden (z. B. Klöckl und Papaefthymiou 2010).

Speziell das zweistufige Markow-Modell zur Simulation der Verfügbarkeiten konventioneller Kraftwerke mit konstanten Übergangswahrscheinlichkeiten (vgl. Abschnitt 4.6.4) könnte auf verschiedene Arten erweitert werden. Erstens erfolgt im Rahmen dieser Arbeit keine

Unterscheidung zwischen geplanten (Revisionen) und ungeplanten (Störungen) Nichtverfügbarkeiten. Eine Möglichkeit wäre daher die Erweiterung zu einem dreistufigen Modell mit geplanten Revisionen als dritten Zustand (*three-stage Markov model*). Alternativ könnte die Revisionsplanung als eigenes Optimierproblem aus Sicht der Kraftwerksbetreiber betrachtet werden. Das bisherige zweistufige Ausfallmodell könnte weiterhin für Zeiträume außerhalb von Revisionen zur Modellierung zufälliger Störungen verwendet werden. Zweitens wird teilweise die unterstellte Exponentialverteilung als kritische Annahme gesehen. Unter anderem weisen Anderson und Davison (2005) darauf hin, dass insbesondere Instandsetzungszeiten nicht exponentialverteilt sind. Die Autoren schlagen stattdessen die Verwendung einer Weibull-Verteilung vor.

Schließlich werden die Konvergenzeigenschaften der umgesetzten MCS ebenso wenig systematisch geprüft wie der Einsatz von Methoden zu deren Verbesserung (z. B. Methoden zur Varianzreduktion) untersucht wird; vielmehr sollte in einem ersten Schritt die Anwendung der Grundprinzipien der MCS der Verdeutlichung der grundsätzlichen Abhängigkeit von Erzeugungssicherheit von stochastischen Einflussfaktoren dienen.

Aufgrund der verschiedenen notwendigen Vereinfachungen bei den Eingangsdaten wären bestimmte Detailauswertungen der Modellergebnisse nicht aussagekräftig (z. B. für konkrete Kraftwerksblöcke). Die Untersuchung von grundsätzlichen Wirkungszusammenhängen und Entwicklungen auf Makroebene sollte davon jedoch nicht systematisch beeinträchtigt sein.

7.3 Ausblick auf zukünftige Modellanwendungen und -erweiterungen

Abschließend werden weitere energiewirtschaftliche Fragestellungen vorgestellt, deren jeweilige Untersuchung grundsätzlich mithilfe des entwickelten Simulationsmodells realisiert werden kann. Dafür wird in Abschnitt 7.3.1 zunächst angenommen, den Modellrahmen in der bestehenden Form zu verwenden. Bereits im Rahmen eines Forschungsprojektes umgesetzte Weiterentwicklungen hinsichtlich der gezielten Analyse dezentraler Elektrizitätssysteme werden in Abschnitt 7.3.2 vorgestellt. Abschnitt 7.3.3 zeigt exemplarisch weiterführende Anwendungsmöglichkeiten, welche jedoch wesentliche Modellerweiterungen erfordern.

7.3.1 Weitere Anwendungsgebiete des bestehenden Modellrahmens

Auswirkungen einer Anpassung von Preis- bzw. Gebotszonen

Für eine optimale Auslastung bestehender Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten sollten Preis- bzw. Gebotszonen definiert werden, deren Grenzen systematisch von Engpässen betroffene Leitungen darstellen, was in letzter Konsequenz ein Nodal Pricing erfordern würde (z. B. Stoff 1997; Bjørndal und Jørnsten 2001; Holmberg und Lazarczyk 2012; Grimm et al. 2016). Die aktuelle Praxis im Rahmen der europäischen Strommarktkopplung sieht zumeist jedoch vor, dass Zonen entsprechend der Staatsgrenzen festgelegt sind. Zwar wurde historisch in erster Linie der Ausbau von Übertragungsnetzen innerhalb von Staaten gefördert, so dass grenzüberschreitende Kuppelstellen tatsächlich häufig ausgelastet sind, allerdings ergeben sich auch innerhalb der definierten Zonen kritische Netzsituationen. Es ist zudem zu erwarten,

dass sich deren Häufigkeit mit steigendem EE-Ausbau in Europa erhöht. Folglich stellt sich die Frage, wie eine alternative Definition der Grenzen von Preis- bzw. Gebotszonen in Deutschland bzw. in Europa Erzeugungssicherheit und Wohlfahrt beeinflusst (vgl. Höwedes et al. 2012; Breuer und Moser 2014). Ein konkreter Anwendungsfall ergibt sich beispielsweise aus der Empfehlung von ACER (2015), die deutsch-österreichische Stromhandelszone zu trennen. Für eine solche Untersuchung müssten die Eingangsdaten der Simulation angepasst werden, wozu insbesondere eine entsprechende Regionalisierung der Nachfrager und Erzeuger erforderlich wäre.

Geographische Erweiterung der Fallstudie

Die Fallstudie in der vorliegenden Arbeit beschränkt sich auf die Region Zentralwesteuropa und damit nur auf einen Ausschnitt des Gebiets, für welches im Rahmen des Zielmodells eines europäischen Engpassmanagements eine gemeinsame Preiskopplungslösung angestrebt wird. Eine geographische Ausweitung der Fallstudie könnte dazu dienen, Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes noch weitaus konkreter auf einzelne Marktgebiete zu beziehen. Neben einer Erweiterung der entsprechenden Datenbasis ist dafür in jedem Fall zu prüfen, inwiefern auch konzeptionelle Modellerweiterungen notwendig sind, um etwaige Eigenheiten der zusätzlichen Marktgebiete abzudecken (z. B. Speicherkraftwerke, Kapazitätsmechanismen). Darüber hinaus sind Überlegungen anzustellen, wie aus informationstechnischer Sicht die Simulationsdurchführung weiter verbessert werden kann, um Rechendauer und Speicherbedarf zu optimieren.

Berücksichtigung unsicherer Einflussfaktoren in der Investitionsplanung

Bei Investitionsentscheidungen handelt es sich um Entscheidungen unter großer Unsicherheit. Wie in Abschnitt 4.3.6.2 beschrieben, ist die Integration von Ereignisbäumen für Fundamentalfaktoren ein möglicher methodischer Ansatz, um die langfristig stochastische Entwicklung von Einflussfaktoren in Agentenentscheidungen zu berücksichtigen. Zwar besteht in der Parametrierung der zukünftigen Entwicklungen sowie der Risikoeinstellung des Investors eine besondere Herausforderung, jedoch könnte eine solche Modellanwendung dazu dienen, den Einfluss bestimmter Risikofaktoren (z. B. Unsicherheit über die Entwicklung der Gesamtstromnachfrage, regulatorisches Risiko) auf Kraftwerksinvestitionen und schlussendlich auf Erzeugungssicherheit zu untersuchen.

7.3.2 Erweiterungen des Simulationsmodells zur Untersuchung dezentraler Elektrizitätssysteme

Der starke EE-Ausbau in Deutschland verändert die Rahmenbedingungen für die Gestaltung und den Betrieb von Elektrizitätssystemen. Besondere Herausforderungen ergeben sich unter anderem durch die zunehmende Fluktuation der Stromerzeugung, die Erhöhung der Stromeinspeisung auf unteren Netzebenen, die größere Heterogenität unter den Akteuren sowie das verstärkte räumliche Auseinanderfallen von Stromverbrauch und -erzeugung. In

Kombination mit weiteren Entwicklungen bzw. Zielen im Rahmen der Energiewende (z. B. Erhöhung der Nachfrageflexibilität, verstärkte Nutzung von Elektromobilität) erscheint neben einer grenzüberschreitenden, europäischen Perspektive, wie sie in der vorliegenden Arbeit eingenommen wurde, auch die Untersuchung von Auswirkungen auf dezentraler Ebene besonders relevant. Unter anderem kann es sowohl durch die angestrebte Erhöhung der Nachfrageflexibilität (z. B. Strbac 2008; Gottwalt et al. 2011; Hillemacher 2014) als auch durch die verstärkte Nutzung von Elektromobilität (z. B. Galus et al. 2013; Ensslen et al. 2014; Flath et al. 2014) zu einer nachhaltigen Veränderung des Aufbaus und der Betriebsweise von Elektrizitätssystemen kommen. Vor diesem Hintergrund wurden innerhalb des Forschungsprojektes *Dezentrale Energiesysteme, Marktintegration und Optimierung (DEMO)*¹⁰⁸ entsprechende Fragestellungen in Bezug auf dezentrale Entwicklungen, Wechselwirkungen mit zentral organisierten Großhandelsmärkten und mögliche Konzepte zur Anpassung des Engpassmanagements in Verteilnetzen thematisiert. Die Projektziele umfassten unter anderem die Entwicklung einer geeigneten Simulationsumgebung basierend auf dem PowerACE-Modell, die notwendige Datenaufbereitung für ein exemplarisches dezentrales System sowie eine Modellanwendung zur Untersuchung der energiewirtschaftlichen Fragestellungen.

Im Rahmen des Projektes wurde ein flexibler Methodenbaukasten, welcher zur Untersuchung dezentraler Elektrizitätssysteme innerhalb eines übergeordneten Marktgebiets herangezogen werden kann, entwickelt. Im Zentrum steht ein erweitertes PowerACE-Modell zur detaillierten agentenbasierten Simulation der Einsatzplanung und von Lastflüssen innerhalb eines dezentralen Systems. Das *PowerACE-DEMO*-Modell zeichnet sich unter anderem durch folgende Eigenschaften aus:

- Ein modelliertes dezentrales System wird jeweils auf mehreren Ebenen beschrieben und durch die Entscheidungen verschiedener Softwareagenten verknüpft. Während die physische Ebene entsprechende Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten sowie Netzelemente umfasst, bildet die Marktebene Beziehungen des Stromhandels ab.
- Die Interaktion zwischen dezentralem System und übergeordnetem Marktgebiet erfolgt durch sogenannte Marktagenten, welche die dezentral anfallende Stromnachfrage bzw. -erzeugung am Großhandelsmarkt beschaffen bzw. verkaufen. Dabei kann unterschieden werden, ob Marktagenten für sich selbst oder im Auftrag anderer Akteure handeln.
- Für das dezentrale System werden eine Lastflussanalyse sowie ein Engpassmanagement durchgeführt. Die Lastflussrechnung basiert auf einem iterativen Newton-Raphson-Ansatz. Die Netzelemente werden dabei für den gesamten Zeitraum der Simulation als statisch angenommen (vgl. Ruppert et al. 2016).

¹⁰⁸ Das Forschungsprojekt wurde im Zeitraum 2013-2015 am KIT durchgeführt und durch die *Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg* gefördert (Förderkennzeichen A 302 13). Der Abschlussbericht ist Ringler et al. (2016b) zu entnehmen.

- Zudem liegen Schnittstellen zur Kopplung der agentenbasierten Simulationsumgebung mit jeweils eigenständigen detaillierten Submodellen, beispielsweise zur Simulation einer zeitlich und räumlich hochaufgelösten Wind- und PV-Einspeisung (Schermeier et al. 2015) oder zur Abbildung der Stromnachfrage von Haushalten mittels Bottom-up-Modellierung (Hayn et al. 2014), vor.

Der Modellablauf sieht die Durchführung mehrerer Schritte in jeder Stunde der Simulation vor. Zunächst geben Marktagenten basierend auf vorgegebenen Zeitreihen für Verbrauch bzw. Erzeugung oder entsprechenden Zahlungsbereitschaften bzw. Erzeugungskosten Spotmarktgebote ab. Nach der Räumung des Spotmarktes für das gesamte Marktgebiet können die Fahrpläne der physischen Einheiten im dezentralen System bestimmt werden. Auf dieser Basis wird eine Lastflussrechnung durchgeführt und bei Bedarf eine Engpassmanagementmethode angewendet (z. B. Einspeisemanagement gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Das PowerACE-DEMO-Modell wurde schließlich zur Untersuchung verschiedener Fragestellungen im Kontext der zunehmenden Dezentralisierung der Elektrizitätssysteme angewendet. Exemplarisch wurde das jeweils betrachtete dezentrale System an das Bundesland Schleswig-Holstein einschließlich seines 110 kV-Stromnetzes angelehnt.

Die ersten Untersuchungen bestätigen unter anderem, dass durch den Ausbau der Wind- und PV-Erzeugung auf dezentraler Ebene die Lastflüsse in Verteilnetzen zunehmend die vorgegebenen Grenzwerte überschreiten und dass entsprechend, beispielsweise durch Einspeisemanagement, gegengesteuert werden muss. Eine höhere regionale Auflösung bei der Ansteuerung von EE-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements in Form eines nodalen Ansatzes anstatt einer prädefinierten Einteilung in Zonen vermag die abzuschaltenden EE-Strommengen deutlich zu verringern (Schermeier 2015). Weiter beschreiben Ruppert et al. (2016), dass die verstärkte Installation von PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen teilweise zu einer Inversion der Lastflussrichtung und zu Spannungshaltungsproblemen führt. Dynamische Endkundenpreise können im Rahmen der durchgeführten Studie zu einer Nachfrageflexibilisierung beitragen, allerdings sind die Auswirkungen auf die Netzsituation von der Tarifgestaltung abhängig. In ähnlicher Weise ergeben Modellrechnungen, dass eine höhere Nachfrageflexibilität, deren indirekte Ansteuerung auf Großhandelsmarktpreisen basiert, in einigen Situationen zu einer ansteigenden Netzbelastung führen kann. Preissignale, welche nur aus einem zentralen Energiemarkt ohne Berücksichtigung von Netzsituationen abgeleitet werden, scheinen somit ungeeignet, um stets kritische Netzsituationen anzuzeigen (Ringler et al. 2015).

Ein potentieller Lösungsansatz zur Reduktion bzw. Behebung von Engpasssituationen in Verteilnetzen mit hoher EE-Einspeisung und Nachfrageflexibilität ist die Anpassung des Marktdesigns durch Einführung regionaler Flexibilitätsmechanismen (z. B. BDEW 2015; bne 2014; VDE ETG 2014). Diese Mechanismen sollen durch eine ökonomische Berücksichtigung der Netzsituation in dezentralen Systemen die Nutzung lokaler

Flexibilitätpotentiale ermöglichen. Dadurch soll der sichere Betrieb von Verteilnetzen verbessert und langfristig Netzausbau vermieden werden.

Die Untersuchungen im Rahmen des DEMO-Projektes verdeutlichen, dass die Berücksichtigung von Wechselwirkungen zwischen zentralen und dezentralen Elementen eines Elektrizitätssystems notwendig ist, um systemweite Auswirkungen von Maßnahmen und Entwicklungen analysieren zu können. Aus methodischer Sicht bietet sich die ABMS als flexibler Modellierungsansatz der Energiesystemanalyse dafür an, Herausforderungen beim bevorstehenden Übergang zu einem „intelligenteren“ Elektrizitätssystem zu untersuchen (z. B. Bale et al. 2015; Ringler et al. 2016a). Künftig soll das im Projekt entwickelte Modell für weitere Fragestellungen angewendet werden. Angestrebt sind unter anderem eine Abbildung von dezentralen Speichersystemen, Ergänzungen um weitere Engpassmanagementmethoden in Verteilnetzen sowie die Übertragung auf andere dezentrale Systeme (z. B. mit abweichenden EE-Ausbaupfaden).

7.3.3 Weiterentwicklungen des Modellkonzepts

Abbildung zusätzlicher Marktsegmente bzw. -mechanismen

Der derzeitige Fokus des in dieser Arbeit angewendeten Strommarktsimulationsmodells liegt auf dem Spotmarkt für elektrische Energie. Außerdem wurde die Auswirkung eines Kapazitätsmechanismus in Form einer strategischen Reserve untersucht. Zukünftig könnte das Modell um zusätzliche Marktsegmente bzw. -mechanismen erweitert werden, wobei dies jeweils ebenfalls unter Berücksichtigung einer Kopplung von Marktgebieten erfolgen sollte. Eine solche Kopplung bietet weiteres Potential für Wohlfahrtsgewinne und Verbesserungen in Bezug auf Versorgungssicherheit. Eine besondere Herausforderung bei einer entsprechenden Modellerweiterung liegt in der Anpassung der Verhaltensmodelle der modellierten Marktteilnehmer, da gegebenenfalls eine strategische Abwägung der Opportunitäten auf den verschiedenen Märkten erforderlich ist.

Konkret könnten zum einen alternative Kapazitätsmechanismen (z. B. zentraler Kapazitätsmarkt, dezentraler Kapazitätsmarkt) untersucht werden. Dazu könnten unter anderem die Arbeiten aus Keles et al. (2016), im Rahmen welcher bereits eine Abbildung weiterer Kapazitätsmechanismen in der gleichen Modelllogik vorgenommen wurde, herangezogen werden. Anschließend könnten diese Mechanismen mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modul zur Marktkopplung verknüpft werden. Durch dieses Vorgehen könnten weitere Wechselwirkungen in einem europäischen Stromsystem mit national unterschiedlichen Marktdesignoptionen analysiert werden. Zum anderen existieren in der Praxis verschiedene Umsetzungen bzw. Projekte zur regionalen Kopplung weiterer Marktsegmente. Beispielsweise gibt es seit einigen Jahren eine gemeinsame Ausschreibung von Primärregelleistung für die Märkte von Deutschland, Belgien, den Niederlanden, der Schweiz und Österreich (50Hertz Transmission 2016). Weiter strebt die Europäische Kommission die Umsetzung eines integrierten grenzüberschreitenden Intraday-Marktes an (EPEX SPOT 2016f).

Detaillierte Abbildung von Stromspeichern

Stromspeicher stellen grundsätzlich Flexibilitätsoptionen dar, welche zur Herstellung des jederzeitigen Gleichgewichts zwischen Nachfrage und Angebot in Elektrizitätssystemen beitragen können. Im Zuge der Energiewende werden Speicher aufgrund ihrer Fähigkeiten zur Aufnahme überschüssiger EE-Einspeisung und zur bedarfsgerechten Entleerung als besonders relevant angesehen. Mithilfe einer detaillierten Abbildung von Stromspeichern im Simulationsmodell könnten bestehende Speicherkraftwerke realistischer in die simulierten Spotmärkte integriert werden. Alleine in Deutschland gibt es aktuell Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von mehr als 8,3 GW (ENTSO-E 2015c), wobei der Einsatz auf Spotmärkten meist nicht im Vordergrund steht. Bei einer Ausweitung des geographischen Rahmens der Simulation, z. B. auf die Schweiz und Österreich, könnte die Relevanz von Wasserspeicherkraftwerken gegebenenfalls noch erheblich ansteigen. Die Modellierung von Speichern ist zudem vor dem Hintergrund eines möglicherweise stattfindenden Ausbaus in den kommenden Jahren zu sehen. Auch wenn der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland nur begrenzt möglich ist und aktuell auch nicht wirtschaftlich scheint (z. B. FfE 2014), könnte ein entsprechender Zubau in anderen Marktgebieten realisiert werden. Des Weiteren könnten auch andere Speichertechnologien (z. B. dezentrale Batteriespeicher) zukünftig eine größere Verbreitung finden. Soll neben der Speichereinsatzplanung das Modell auch um eine Speicherausbauentscheidung erweitert werden, sind nach Möglichkeit weitere Einsatzgebiete von Speichern (z. B. Erbringung von Systemleistungen) zu berücksichtigen.

Weiterentwicklung des Entscheidungsmodells der Kraftwerksbetreiber

Eine Erweiterung des Entscheidungsmodells der Kraftwerksbetreiber ist in mehrfacher Hinsicht denkbar. Unter anderem könnte die reine Betrachtung von Gewinngrößen bei der Investitionsplanung um eine Berücksichtigung von Risikokennzahlen ergänzt werden. Ein möglicher Ansatz ist die Optimierung des (*Conditional*) *Value-at-Risk* von Kraftwerksinvestitionen (z. B. Kettunen et al. 2011). In diesem Zusammenhang ist zudem die Betrachtung von Portfolioeffekten im engeren Sinn relevant. Vergleichbar mit der finanzwirtschaftlichen Portfoliotheorie stellt sich für einen Stromerzeuger die Frage der optimalen Zusammensetzung des Kraftwerksportfolios in Bezug auf Rendite und Risiko (z. B. Roques et al. 2008). Wie Kraftwerksinvestitionen wiederum Finanzierungsstruktur und dadurch Kapitalkosten beeinflussen, könnte durch Integration eines umfassenden Finanzierungsmodells realisiert werden. Beispielsweise könnte zur Beschreibung der Abhängigkeit zwischen Fremdkapitalzinssatz und Verschuldungsgrad ein Kreditmodell herangezogen werden (z. B. Merton 1974). Eine weitere Möglichkeit stellt die Einbindung von zusätzlichen Lernalgorithmen auf verschiedenen Ebenen dar. Entsprechende Erweiterungen könnten Untersuchungen hinsichtlich der Zusammensetzung des zukünftigen Erzeugungsmix von Energieversorgungsunternehmen und dessen Eignung für ein Elektrizitätssystem mit hohem Anteil fluktuierender EE zulassen.

Erweiterung der Ergebnisauswertungen

Im Sinne einer gesamtheitlichen Energiesystemanalyse können die Ergebnisse der Modellanwendungen Ansatzpunkte für verschiedene weitergehende Untersuchungen bilden. Bei entsprechenden Ergebnisauswertungen sollten grundsätzlich dieselben Standards, wie etwa bei der Entwicklung des zugrunde liegenden Modells, Anwendung finden. In dieser Hinsicht sind diverse Erweiterungen denkbar. Zum einen könnten die simulierten Strompreise als Input für andere Modelle bzw. Untersuchungen dienen (z. B. für Investitionsrechnungen für Energieeffizienzmaßnahmen). Aufgrund potentiell bestehender Wechselwirkungen ist ein unidirektionaler Datenaustausch jedoch nur bis zu einem gewissen Grad sinnvoll. Im angedeuteten Beispiel kann es zu einer Rückkopplung auf die Strompreise kommen, sobald genügend viele Effizienzmaßnahmen realisiert worden sind. Zum anderen könnten die Modellergebnisse als solche noch vertiefter ausgewertet werden. Ein Beispiel wäre die detaillierte Analyse der im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation generierten Daten, welche auch als Paneldaten (Jahresstunden als heterogene Individuen und Monte-Carlo-Ziehungen als temporale, stochastische Dimension) aufgefasst werden können. Mithilfe eines logistischen Panelmodells mit festen Effekten könnte die Sensitivität von Ausfallereignissen in Abhängigkeit der stochastischen Einflussfaktoren geschätzt werden.

8 Zusammenfassung

Bei der Schaffung eines gemeinsamen Strombinnenmarktes steht Europa am Scheideweg. Die Fortsetzung der erfolgreichen Entwicklungen der vergangenen Jahre bei der Kopplung von Strommärkten und bei der Kooperation von verschiedenen Akteuren steht möglicherweise auf dem Spiel, sollte bei der Ausgestaltung von europäischen Strommärkten keine grundlegende Einigkeit bzw. Koordination erreicht werden. Dies betrifft unter anderem die Einführung von Kapazitätsmechanismen, aber beispielsweise auch die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.

Die vorliegende Arbeit hatte die Untersuchung grundsätzlicher Wechselwirkungen in kommerziell gekoppelten Strommärkten, wie sie in Europa vorzufinden sind, zum Ziel. Erzeugungssicherheit, eine Form von Versorgungssicherheit, wird direkt durch den kurzfristigen grenzüberschreitenden Stromhandel sowie durch die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks beeinflusst. Je stärker die Strommarktkopplung, desto größer ist auch deren Einfluss auf Marktpreise und damit auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Indirekt existiert somit eine weitere Kausalkette hinsichtlich der Entwicklung von Erzeugungssicherheit. Neben der Frage, welchen Einfluss bestimmte Aspekte des Strommarktdesigns auf die effektive Erreichung von Erzeugungssicherheit haben, interessiert auch die wirtschaftliche Effizienz der zugrunde liegenden Maßnahmen. In der Arbeit wurden aktuelle und zukünftige Wechselwirkungen in europäischen Strommärkten für eine konkrete Fallstudie unter Vornahme einer Quantifizierung wesentlicher Effekte der Marktkopplung betrachtet. Die Untersuchungsergebnisse dienen schlussendlich der Ableitung von Handlungsempfehlungen für Energiepolitik sowie -wirtschaft und liefern einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um ein adäquates Strommarktdesign in Europa.

Zur Untersuchung wurde ein bestehendes agentenbasiertes Strommarktsimulationsmodell für Großhandelsmärkte um wesentliche energiewirtschaftliche Module erweitert. Das weiterentwickelte Modell beinhaltet die Abbildung impliziter Auktionen zum grenzüberschreitenden Engpassmanagement zwischen miteinander verbundenen Marktgebieten (Marktkopplung bzw. Market Coupling). Im Rahmen ihrer Investitionsplanung prüfen die abgebildeten Kraftwerksbetreiber mehrere strategische Realloptionen, beispielsweise die mögliche Stilllegung von konventionellen Kraftwerken aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen. Zur Messung der Entwicklung von Elektrizitätssystemen werden zudem die energiepolitischen Zielgrößen Wirtschaftlichkeit und Erzeugungssicherheit mithilfe einer mikroökonomischen Wohlfahrtsanalyse bzw. durch einen ausfallereignisbasierten Ansatz operationalisiert. Im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation können zusätzlich Datenunsicherheiten berücksichtigt werden, indem jeweils die Eingangszeitreihen der stündlichen Nachfrage, der Einspeisung aus Wind- sowie Photovoltaikanlagen und der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke stochastisch erzeugt werden. Aus methodischer Sicht handelt es sich bei dem entwickelten Modell schließlich um eine neuartige Methodenkombination bestehend aus einer agentenbasierten Simulation als Modellrahmen, mehreren klassischen Optimierproblemen (z. B. zur Durchführung des Market Coupling), einer stochastischen Simulation und einzelnen spieltheoretischen sowie ökonometrischen Ansätzen. Das Modell ist in der Programmiersprache Java implementiert

und kann auf vielfältige Weise parametrisiert werden. In der vorliegenden Arbeit wurde das Modell im Rahmen einer Fallstudie für Zentralwesteuropa mit einem unterstellten Energieszenario bis zum Jahr 2030 sowie für verschiedene Kopplungsszenarien angewendet. Ergänzend wurde der Untersuchungsaufbau so angepasst, dass die Einflüsse eines neuen Interkonnektors im untersuchten System und einer in einem Marktgebiet implementierten strategischen Reserve isoliert werden konnten.

Die Untersuchungsergebnisse bestätigen einerseits verschiedene Erwartungen hinsichtlich der Wechselwirkungen in gekoppelten Strommärkten und eröffnen andererseits Einblicke in bisher wenig untersuchte Aspekte. Ceteris paribus ermöglicht eine Strommarktkopplung eine Erhöhung der kurzfristigen Wohlfahrt im Gesamtsystem. Ausfallereignisse wirken sich dagegen besonders stark negativ auf die Wohlfahrtsentwicklung aus. Zudem ist die Wirkung der Marktkopplung asymmetrisch in Bezug auf die Wohlfahrtsverteilung auf Marktgebiete und -akteure. Beispielsweise profitieren in Frankreich Produzenten zulasten der Konsumenten von einer Erhöhung der Übertragungskapazitäten, weil durch die damit einhergehende Preiskonvergenz im System die relativ niedrigen Erzeugungskosten des französischen Kraftwerksparks immer weniger nur den lokalen Konsumenten zugutekommen. Dabei kann es für einzelne Marktgebiete bzw. -akteure auch zu einem Konflikt zwischen den Zielen Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit kommen. Neben der Wohlfahrtswirkung zeigt sich erwartungsgemäß auch im Hinblick auf Erzeugungssicherheit ein grundsätzlich positiver Einfluss der Marktkopplung. Die konkreten Ergebnisse für Zentralwesteuropa ergeben besonders für das belgische Marktgebiet eine zukünftig sehr hohe Abhängigkeit von Importen in Spitzenlastzeiten. Zusätzlich zeigen die Untersuchungsergebnisse, dass es in Belgien und den Niederlanden ab dem Jahr 2025 vereinzelt zu einer Überschreitung der aktuell gesetzlich vorgegebenen Ziele in Bezug auf die maximale Anzahl von Ausfallereignissen pro Jahr kommt. In Deutschland, wo derzeit keine vergleichbare Vorgabe existiert, tritt mit elf Ausfallereignissen im Jahr 2025 das Maximum auf. Zu dieser Entwicklung kommt es in der Fallstudie, obwohl der ab 2019 zwischen Deutschland und Belgien installierte Interkonnektor die Integration der Strommärkte in Europa grundsätzlich verbessert. Die durchgeführte Monte-Carlo-Simulation verdeutlicht den wesentlichen Einfluss stochastischer Eingangsdaten auf die Ergebnisse zur Erzeugungssicherheit. Schließlich deuten erste Simulationsergebnisse darauf hin, dass eine Koordination bei der Einführung einer strategischen Reserve vorteilhaft für das Gesamtsystem ausfällt. Dazu wurde in einer abgewandelten Fallstudie angenommen, dass in Deutschland eine strategische Reserve implementiert wird, während das Marktdesign in den anderen Ländern unverändert bleibt. Mithilfe des Simulationsmodells konnte unter anderem gezeigt werden, dass eine grenzüberschreitende Aktivierung der Reserve die Erzeugungssicherheit auch in benachbarten Marktgebieten erhöhen kann. Der Effekt ist mit sieben zusätzlich vermiedenen Ausfallereignissen absolut gesehen gering, dennoch ist diese Art der Koordination wohlfahrtssteigernd für das Gesamtsystem.

Aus den Untersuchungsergebnissen lassen sich verschiedene Schlussfolgerungen unter energiewirtschaftlichen und -politischen sowie methodischen Gesichtspunkten ableiten. Damit die Schaffung eines europäischen Strombinnenmarktes erfolgreich fortgeführt werden kann, sollten verschiedene Maßnahmen ergriffen bzw. die bereits vorhandenen Bestrebungen intensiviert werden. Die positiven Effekte der Marktkopplung sollten soweit wie möglich

genutzt werden, indem diese, beispielsweise durch den Ausbau von Interkonnektoren und durch die Erweiterung auf zusätzliche Marktgebiete sowie Teilmärkte, weiter gestärkt wird. Die Empfehlungen gelten vorbehaltlich entsprechender Kosten-Nutzen-Analysen. Zudem kann der in der Fallstudie festgestellte Rückgang der Erzeugungssicherheit in Zentralwesteuropa ab 2022 ein Indiz dafür sein, dass ein Energy-only-Marktdesign nicht immer für ausreichend Erzeugungssicherheit sorgt. Weiterführende Analysen sind notwendig, um die entsprechende Fragestellung noch detaillierter zu beleuchten und um die Wirksamkeit von alternativen Marktdesignoptionen zu evaluieren. Auf einer übergeordneten Ebene sollte eine Vereinheitlichung im Sinne eines europäischen Strommarktdesigns, mindestens aber eine Angleichung und Anpassung nationaler Lösungen angestrebt werden. Zukünftig sollte auch eine Debatte der Kompetenzverteilung zwischen EU und Mitgliedsstaaten in dieser Hinsicht nicht gescheut werden. Insgesamt ist es wünschenswert, die Erreichung energiepolitischer Ziele zunehmend als eine europäische Aufgabe zu verstehen. Dafür ist neben der generellen Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses der Ziele auch die Definition von konkreten Zielgrößen und deren Monitoring erforderlich. Die in der vorliegenden Arbeit implementierten Methoden und gewonnenen Erkenntnisse können dazu entsprechend beitragen.

In den nächsten Jahrzehnten werden unter anderem die Schließung zusätzlicher konventioneller Großkraftwerke, die sich fortsetzende Steigerung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energiequellen, die zunehmende Nachfrageflexibilisierung und der notwendige Ausbau von Speichersystemen das europäische Elektrizitätssystem weiterhin fundamental verändern. Tief greifende Reformen bei der technischen wie institutionellen Gestaltung der Stromversorgung werden zur Bewältigung der entsprechenden Herausforderungen erforderlich werden.

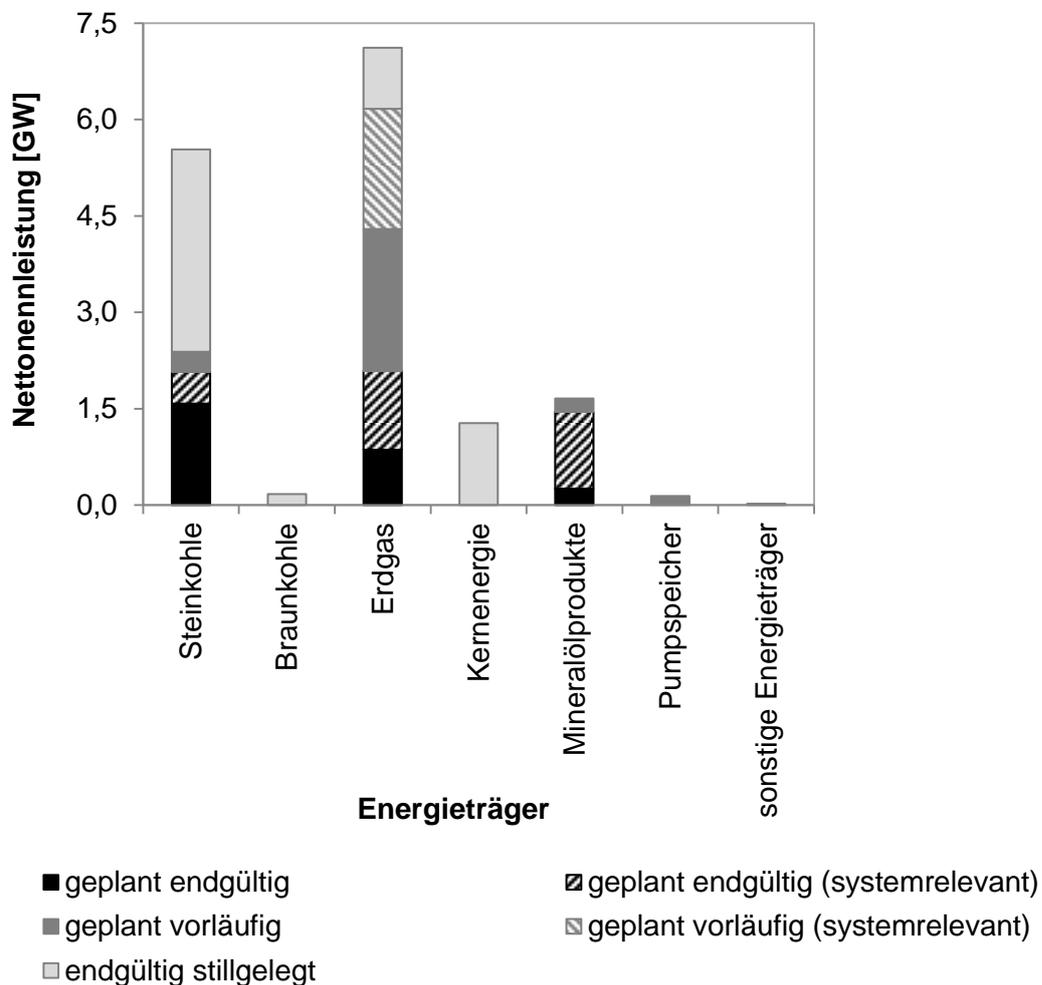
Anhang

A.1 Mikroökonomische Wohlfahrtseffekte in Strommärkten

	Konsumenten	Produzenten	Sonstige	Engpassrente	
Energietmarkt	kurzfristig	$W_{(t,s)}^{CON} = \sum_{con \in C} \max \left(W_t P_{(t,s),con} - P_{(t,s)}^{pur} \cdot Q_{(t,s),con}^{pur}, 0 \right) \geq 0$	$W_{(t,s)}^{PROD} = \sum_{prod \in P} \max \left(P_{(t,s)}^* \left(C_{(t,s),prod}^{mar} - C_{(t,s),prod}^{sold} \right) \cdot Q_{(t,s),prod}^{sold}, 0 \right) \geq 0$	$W_{(t,s)}^{CR} = \left P_{(t,s),A}^* - P_{(t,s),B}^* \right \cdot Q_{(t,s),A \leftrightarrow B}^{EX} \geq 0$	
	langfristig	$W_s^{PROD} = - \sum_{prod \in P} \left(C_{s,prod}^{fix} + C_{s,prod}^{inv} \right) \leq 0$	$W_{(t,s)}^{PROD,SR} = - \sum_{j \in J^{SR+}} \left(Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot C_{(t,s),j}^{mar} + P_{(t,s),j}^{SR,comp} \right) + Q_{(t,s)}^{SR,act} \cdot \left(P_{(t,s)}^{SR,act} - P_{(t,s)}^{max-reg} \right) = 0$	$W_{(t,s)}^{DWL,RES-curtail} = Q_{(t,s)}^{S-RES,curtail} \cdot P_{s,RES,sub} \leq 0$	<p>nicht betrachtet</p> <ul style="list-style-type: none"> - fixe Betriebskosten (Interkonnektoren, Marktkopplung)
Strategische Reserve	kurzfristig	$W_{(t,s)}^{CON,SR} = \sum_{con \in C^{SR+}} \left(Q_{(t,s),con}^{SR,act} \cdot \left(W_t P_{(t,s),con} - P_{(t,s)}^{SR,act} \right) + \sum_{j \in J^{SR+}} \left(Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot P_{(t,s)}^{SR,act} \right) - \sum_{j \in J^{SR+}} \left(Q_{(t,s),j}^{SR,act} \cdot P_{(t,s),j}^{SR,comp} \right) - Q_{(t,s)}^{SR,act} \cdot \left(P_{(t,s)}^{SR,act} - P_{(t,s)}^{max-reg} \right) \geq 0$	$W_{y,t}^{SR,OP} = 0$	<p>Betreiber Strategische Reserve</p>	<p>grenzüberschreitende Effekte</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Nachfragedeckung in gekoppelten Marktgebieten - Verteilung der Entschädigung der Produzenten zu regeln
	langfristig	$W_s^{CON,SR} = -Q_s^{SR,contr} \cdot P_s^{SR,cap} \leq 0$	$W_s^{PROD,SR} = - \sum_{j \in J^{SR}} \left(C_{s,j}^{fix} + Q_s^{SR,contr} \cdot P_s^{SR,cap} \right) \geq 0$	<p>nicht betrachtet</p> <ul style="list-style-type: none"> - fixe Betriebskosten 	<p>grenzüberschreitende Effekte</p> <ul style="list-style-type: none"> - keine direkten; Verteilung von Zahlungen zu regeln

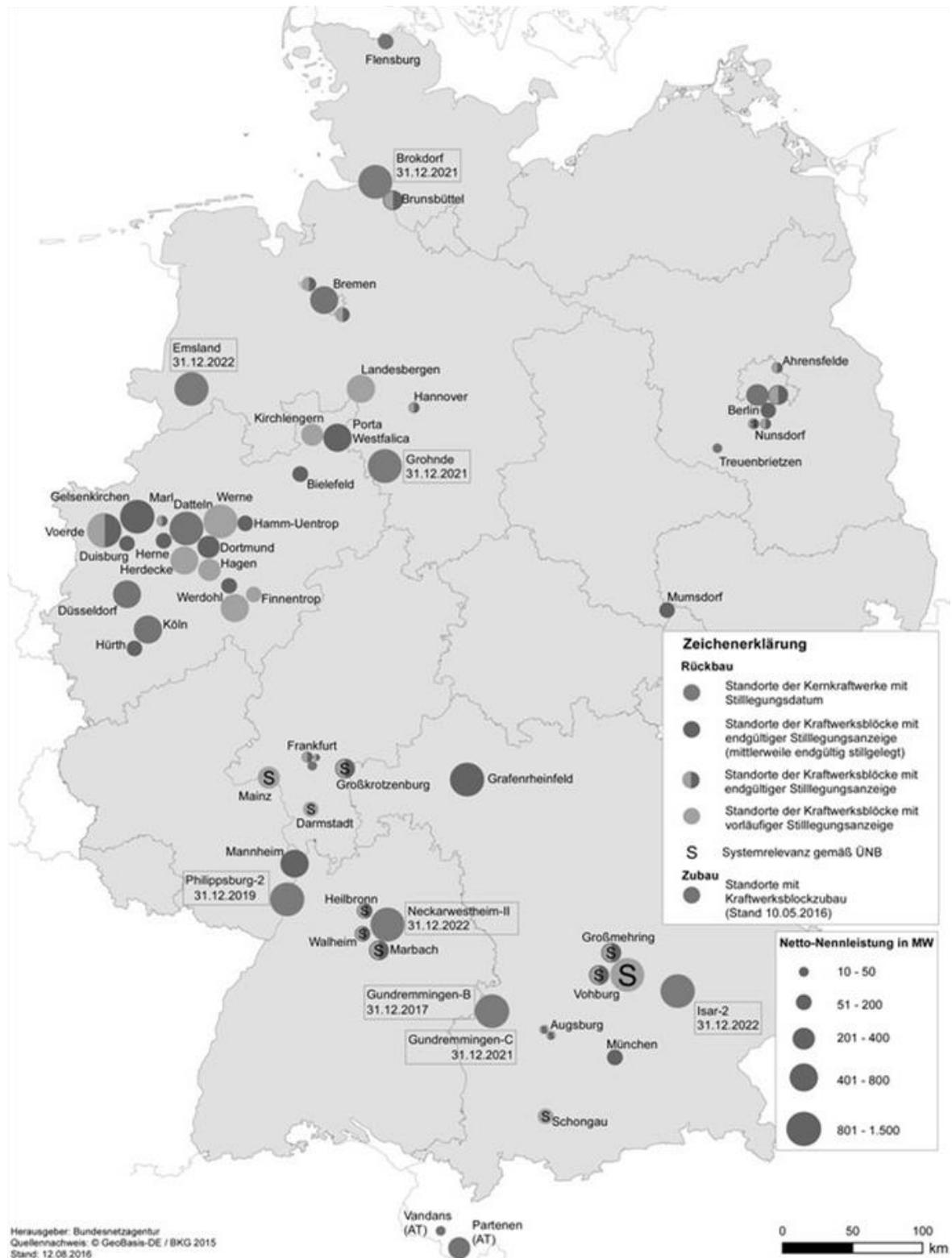
A.2 Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

Angezeigte Kraftwerksstilllegungen nach Energieträgern und Systemrelevanz (Stand: 12. August 2016)



Quelle: Bundesnetzagentur (2016a); Bundesnetzagentur (2016b)

Standorte mit erfolgtem und erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken



Quelle: Bundesnetzagentur (2016b)

A.3 Vereinfachte Schemata zum Jahresabschluss der Kraftwerksbetreiberagenten

Gewinn- und Verlustrechnung

Posten	Berechnungsgrundlagen in Strommarkt-simulationsmodell
+ Umsatzerlöse	Ergebnis der Spotmarkt-simulation (Preise, Kraftwerkseinsatzpläne) (<i>endogen</i>)
- Erzeugungskosten	Ergebnis der Spotmarkt-simulation (Kraftwerkseinsatzpläne) (<i>endogen</i>), variable und fixe Erzeugungskosten (<i>exogen</i>)
+/- außerordentliche Erträge/Aufwendungen	keine (Fiktion eines Independent Power Producer)
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
= EBITDA (<i>earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i>)	
- planmäßige Abschreibungen auf das Anlagevermögen	lineare Abschreibung aller Positionen des Anlagevermögens (<i>exogen/endogen</i>) über Abschreibungsdauer (<i>exogen</i>)
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
= EBIT (<i>earnings before interest and taxes</i>)	
- Steueraufwand	Steuerrate (<i>exogen</i>) auf EBIT
- Zinsaufwand	Nennwert Fremdkapitalpositionen, Fremdkapitalzinssatz (<i>exogen</i>)
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
= Jahresüberschuss	
- Ausschüttung an Eigenkapitelgeber	keine
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
= einbehaltene Gewinne (<i>retained earnings</i>)	

Kapitalflussrechnung

Posten	Berechnungsgrundlagen in Strommarkt-simulationsmodell
+ EBITDA	
- Steueraufwand	s. Gewinn- und Verlustrechnung
- Zinsaufwand	
<hr/>	
= (1) Cash-Flow aus laufender Geschäftstätigkeit (<i>operative cash flow</i>)	
+ Investitionen in das Anlagevermögen	Kraftwerksinvestitionen (<i>endogen</i>)
- Abgänge des Anlagevermögens	keine
<hr/>	
= (2) Cash-Flow aus der Investitionstätigkeit (<i>investive cash flow</i>)	
+ Aufnahme Eigenkapital	Kraftwerksinvestitionen (<i>endogen</i>), Eigenkapitalquote (<i>exogen</i>)
- Ausschüttung an Eigenkapitelgeber	keine
+ Aufnahme Fremdkapital	Kraftwerksinvestitionen (<i>endogen</i>), Fremdkapitalquote (<i>exogen</i>)
- Tilgung Fremdkapital	Rückzahlung Fremdkapitalpositionen jeweils zu Laufzeitende (<i>exogen</i>)
<hr/>	
= (3) Cash-Flow aus der Finanzierungstätigkeit (<i>finance cash flow</i>)	
(1) + (2) + (3)	
<hr/>	
= Veränderung Zahlungsmittelbestand	

Bilanz

Aktiva	Passiva
<i>Anlagevermögen (Kraftwerke)</i>	<i>Eigenkapital</i>
+ Investitionen	+ Aufnahme
- Abschreibungen	- Ausschüttung
- Abgänge	+ einbehaltene Gewinne
<hr/>	
	<i>Fremdkapital</i>
<i>Umlaufvermögen (Zahlungsmittelbestand)</i>	+ Aufnahme
+ Veränderung Zahlungsmittelbestand	- Tilgung

Notation

Variablen

\overrightarrow{act}	strategische Kraftwerksaktion
act^{build}	Neubau (strategische Kraftwerksaktion)
act^{cont}	keine Zustandsänderung (strategische Kraftwerksaktion)
act^{dec}	endgültige Stilllegung (strategische Kraftwerksaktion)
act^{moth}	Einmottung (strategische Kraftwerksaktion)
act^{react}	Reaktivierung (strategische Kraftwerksaktion)
β	Regressionskoeffizient
B^{spot}	individuelle Spotmarktgebotskurve
$B^{spot-ask}$	Menge aller Nachfragegebote
$B^{spot-sell}$	Menge aller Verkaufsgebote
c^{mar}	Grenzkosten
c^{markup}	Mark-up-Faktor
$c^{O\&M}$	sonstige variable Betriebskosten
c^{start}	Startkosten
$c^{start,actual}$	erwartete Startkosten
$c^{start,avoided}$	vermeidbaren Anfahrkosten
c^{var}	variable Erzeugungskosten
C^{fix}	Fixkosten
$\overrightarrow{C^{fix}}$	jährliche Fixkosten pro strategischem Kraftwerkszustand
$C^{fix,op}$	jährliche Fixkosten im Betriebszustand
C^{inv}	Investitionen
$\overrightarrow{C^{inv}}$	annuisierte Investitionen pro strategischer Aktion
$C^{inv,*}$	Investitionen bei optimaler Investitionspolitik
$C^{inv,dec}$	Stilllegungskosten
C^{start}	spezifische Kosten für einen Startvorgang
CM	Deckungsbeitrag
\overrightarrow{CM}	Deckungsbeitrag pro strategischem Kraftwerkszustand
CM^{op}	Deckungsbeitrag im Betriebszustand
C	Menge aller Konsumenten
C^{SR+}	Menge aller durch Aktivierung einer strategischen Reserve zusätzlich versorgten Konsumenten
D	Nachfragekurve

\mathcal{D}^{HOL}	Menge aller Sonn- bzw. Feiertage
\mathcal{D}^{SAT}	Menge aller Samstage
\mathcal{D}^{WD}	Menge aller Werkstage
ε	Störgröße
ε^{CO_2}	CO ₂ -Emissionsfaktor (energieträgerspezifisch)
$EENS$	nicht gedeckte Nachfrage innerhalb eines Untersuchungszeitraums
\mathcal{H}	Menge aller Zeitschritte eines Simulationszeitraums
\mathcal{J}	Menge aller Kraftwerksbetreiberagenten
\mathcal{J}	Menge aller Kraftwerke bzw. Investitionsoptionen
\mathcal{J}^{SR}	Menge aller kontrahierten Reservekraftwerke
\mathcal{J}^{SR+}	Menge aller im Rahmen einer strategischen Reserve aktivierten Kraftwerke
$\mathcal{K}^{shutdown}$	Menge aller Abschaltphasen
\mathcal{K}^{start}	Menge aller Startphasen
λ	Rate der Mittelwertrückkehr (mean reversion rate)
$LOLE$	Anzahl an Ausfallereignissen innerhalb eines Untersuchungszeitraums
$LOLP$	Anteil eines Untersuchungszeitraums mit Ausfallereignissen
MAE	mean absolute error
\mathcal{M}	Menge aller Marktgebiete
\mathcal{M}'	Menge aller angrenzender Marktgebiete
η	elektrischer Wirkungsgrad
N	Anzahl der Beobachtungen bzw. Messungen
N^{GLO}	maximale Anzahl globaler Iterationsschritte
N^{IND}	maximale Anzahl individueller Iterationsschritte
N^{MCS}	Anzahl der Monte-Carlo-Läufe
\vec{NP}	Vektor der Export- bzw. Importpositionen der Gebotszonen bei einem flussbasierten Market Coupling
NPV^*	Kapitalwert bei optimaler Investitionspolitik
NPV^0	Kapitalwert des Business-As-Usual-Ausbauplans
ΔNPV	absolute Wirtschaftlichkeit eines Zustandswechsels
$\hat{\Theta}$	zu schätzende Parameter
p^{CO_2}	Kosten für CO ₂ -Emissionszertifikate
p^{fuel}	Brennstoffkosten (energieträgerspezifisch)

\mathbf{P}	P-Matrix (Kovarianzmatrix)
P^*	Markträumungspreis
$P^{*,isolated}$	Markträumungspreis ohne Market Coupling
$P^{*,lol}$	Markträumungspreis bei einem Ausfallereignis
$P^{*,unlimited}$	gemeinsamer Marktpreis für alle Marktgebiete bei unlimitierter Übertragungsleistung
\hat{P}	Preisprognose
$\hat{P}^{\Delta markup}$	Preisanpassung infolge Knappheitssituation
$\hat{P}^{\Delta MC}$	Preisanpassung durch Marktkopplung
$\hat{P}^{\Delta tech}$	Preisanpassung aufgrund technischer Kraftwerksrestriktionen
\hat{P}^{local}	lokale Preisprognose
$P^{max-reg}$	regulierte Preisobergrenze
$P^{RES,sub}$	durchschnittlicher Vergütungssatz für EE-Erzeugung
$P^{S,max}$	Grenzkosten des teuersten Kraftwerks
$P^{spot-bid}$	Spotmarktgebotspreis (Verkauf)
$P^{SR,act}$	Aktivierungspreis der strategischen Reserve
$P^{SR,cap}$	spezifischer Kapazitätspreis
$P^{SR,comp}$	Kompensation für Kraftwerksbetrieb bei Aktivierung einer strategischen Reserve
\mathcal{P}	Menge aller Produzenten
\mathcal{P}^{INVEST}	Menge aller Perioden des Prognosezeitraums
PI	Kapitalwertrate
$PTDF$	Matrix der Power Transmission Distribution Factors
q	Gebotsannahmerate
$q^{D,norm}$	normierter Nachfragewert
$q^{S-WIND,norm}$	normierte Windeinspeisung
Q^*	Markträumungsvolumen
$Q^{*,lol}$	Markträumungsvolumen bei einem Ausfallereignis
$Q^{*,max-reg}$	Markträumungsvolumen bei Preisobergrenze
Q^D	Nachfrage
\tilde{Q}^D	zufälliger Nachfrageanteil
$Q^{D,peak}$	erwartete Spitzenlast
$Q^{D,seas}$	deterministischer saisonaler Nachfrageanteil
Q^{ENS_1}	nicht gedeckte Energiemenge vor nachfrageseitigen Maßnahmen und Aktivierung von Reserven

Q^{ENS_2}	nicht gedeckte Energiemenge
Q^{ENS_3}	nicht gedeckte Energiemenge nach Aktivierung einer operativen Reserve
Q^{EX}	Austausch (Import/Export)
$Q^{EX,max}$	maximale Übertragungsleistung eines Interkonnektor
$Q^{EX-FB,max}$	maximale Übertragungsleistung eines Interkonnektor bei einem FB-Ansatz
$Q^{EX-NTC,max}$	maximale Übertragungsleistung eines Interkonnektor bei einem NTC-Ansatz
Q^{IC}	Abruf unterbrechbarer Verträge
Q^{OR}	Aktivierung operative Reserve (Regelleistung)
Q^{PS}	in Pumpspeicher erzeugte bzw. eingespeicherte Strommenge
Q^{pur}	abgenommene Strommenge
Q^{RL}	Residualnachfrage
Q^S	Erzeugung in konventionellen Kraftwerken
$Q^{S,max}$	Erzeugungsmaximum
Q^{S-RES}	Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen
$Q^{S-RES,curtail}$	abgeregelte EE-Erzeugung
$Q^{S,secured}$	durchschnittlich sicher zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung
Q^{sold}	verkaufte Strommenge
$Q^{spot-bid}$	Spotmarktgebotsvolumen (Verkauf)
$Q^{SR,act}$	Aktivierungsvolumen einer strategischen Reserve
$Q^{SR,contr}$	zentral bestimmte Reservemenge
r	Diskontierungssatz
r^{avail}	durchschnittlicher Verfügbarkeitsfaktor
r^λ	Fehlerrate
r^μ	Instandsetzungsrate
$r^{HOL/WD}$	durchschnittliches Verhältnis der Stromnachfrage an Sonn- bzw. Feiertagen zu Werktagen
$r^{SAT/WD}$	durchschnittliches Verhältnis der Stromnachfrage an Samstagen zu Werktagen
RM	Reservemarge
$RMSE$	root mean square error
s	Standardabweichung der Stichprobe
\overrightarrow{state}	strategischer Kraftwerkszustand

$state^{decid}$	stillgelegt (strategischer Kraftwerkszustand)
$state^{moth/d}$	eingemottet (strategischer Kraftwerkszustand)
$state^{new}$	Neubauoption(strategischer Kraftwerkszustand)
$state^{op}$	in Betrieb (strategischer Kraftwerkszustand)
σ	Volatilität
$\sigma(SCAR)$	Knappheitsstufe
S	Angebotskurve
S^+	Angebotskurve bei Peak-Load-Pricing
$SCAR$	Knappheitsindikator
t_0	Teststatistik
t^{end}	letzte Stunde der jeweiligen Startphase
t^{start}	erste Stunde der jeweiligen Startphase
T	Signallänge
T^{eco}	angenommene wirtschaftliche Lebensdauer (in Jahren)
\mathcal{T}	Menge aller Zeitschritte einer Periode
\overline{TTF}	durchschnittliche TTF
\overline{TTR}	durchschnittliche TTR
μ	Mittelwert Ornstein-Uhlenbeck-Prozess
W	Standard-Wiener-Prozess
W^{CON}	Konsumentenrente
$W^{CON,SR}$	Veränderung der Konsumentenrente bei einer strategischen Reserve
W^{CR}	Engpassrente
$W^{DWL, lol}$	Wohlfahrtsverlust bei einem Ausfallereignis
$W^{DWL, max-reg}$	Wohlfahrtsverlust bei einer Preisobergrenze
$W^{DWL, RES-curtail}$	Wohlfahrtsverlust bei einer EE-Abregelung
W^{PROD}	Produzentenrente
$W^{PROD,SR}$	Veränderung der Produzentenrente bei einer strategischen Reserve
$W^{WG,MC}$	Wohlfahrtsgewinn bei einer Marktkopplung
WtP	Zahlungsbereitschaften
WtP^{max}	Obergrenze der Zahlungsbereitschaft
Y^{end}	letztes Jahr eines Modelllaufs
Y^{start}	Startjahr eines Modelllaufs
x	Wert einer Zeitreihe

\vec{x}	Eingangsdaten
x^0	empirischer Wert
X	Spektralwert
y	Messwert
\vec{y}	Verstärkungsvektor
\mathcal{Y}	Menge aller simulierten Jahre
ζ	Vergessensfaktor
Z	Zufallsvariable

Indizes

A	Beispielmarktgebiet
b	kritisches Netzelement
B	Beispielmarktgebiet
d	Tag
h	Stunde eines Jahres
h'	Stunde eines Tages
h',rep	repräsentative Stunde eines Tages
i	Agent
j	Kraftwerk/Investitionsoption
k	Rekursionsschritt
l	Interkonnektorleitung
n^{GLO}	globale Iteration
n^{IND}	individuelle Iteration
m	Marktgebiet
mo	Monat
p	Periode (Simulationsmodell)
s	Periode (allgemein)
t	Zeitpunkt innerhalb einer Periode (allgemein)
y	Jahr

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission (2016): Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (2014a): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (2014b): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/media/documents/Szenariorahmen_NEP2015_Entwurf_140430.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- ACER [Agency for the Cooperation of Energy Regulators] (2015): Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2015 of 23 September 2015. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2009-2015.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- ACER [Agency for the Cooperation of Energy Regulators] (2016): Cross Regional Roadmaps. http://www.acer.europa.eu/Electricity/Regional_initiatives/Cross_Regional_Roadmaps/Pages/Cross-Regional-Roadmaps.aspx (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- ACER [Agency for the Cooperation of Energy Regulators]; CEER [Council of European Energy Regulators] (2015): Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014. http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER_Market_Monitoring_Report_2015.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Agora Energiewende (2015): Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany – Descriptive Overview, Cross-border Impacts and Challenges. http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/kapazitaetsmodelle-deutschland-frankreich-vergleich/Agora_DE-FR-CRM_EN_web.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Aïd, R.; Campi, L.; Huu, A. N.; Touzi, N. (2009): A Structural Risk-Neutral Model of Electricity Prices. In: *International Journal of Theoretical and Applied Finance* 12 (7), S. 925-947.
- Anderson, C. L.; Davison, M. (2005): An Aggregate Weibull Approach for Modeling Short-Term System Generating Capacity. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (4), S. 1783-1789.

- Antunes, C. H.; Martins, A. G.; Brito, I. S. (2004): A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. In: *Energy* 29 (4), S. 613-627.
- APX [Amsterdam Power Exchange] (2015a): APX Group and EPEX SPOT integrate their businesses. <http://www.apxgroup.com/press-releases/apx-group-and-epex-spot-integrate-their-businesses>, abgerufen am 09.09.2016.
- APX-ENDEX [Amsterdam Power Exchange - European Energy Derivatives Exchange]; Belpex [Belgian Power Exchange]; EPEX SPOT [European Power Exchange] (2010): COSMOS description – CWE Market Coupling algorithm. http://www.belpex.be/wp-content/uploads/COSMOS_public_description.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Arango, S.; Larsen, E. R. (2011): Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades. In: *Energy Policy* 39 (5), S. 2457-2466.
- Arthur, W. B.; Durlauf, S. N.; Lane, D. A. (1997): The economy as an evolving complex system II. Addison-Wesley, Reading.
- Autoriteit Consument & Markt (2013): Analysis by the Netherlands Authority for Consumers and Markets (ACM) of the planned agreement on closing down coal power plants from the 1980s as part of the Social and Economic Council of the Netherlands' SER Energieakkoord. <https://www.acm.nl/en/download/publication/?id=12082>, abgerufen am 09.09.2016.
- Auverlot, D.; Beeker, E.; Hossie, G.; Oriol, L.; Rigard-Cerison, A.; Bettzüge, M. O.; Helm, D.; Roques, F. (2014): The Crisis of the European Electricity System – Diagnosis and possible ways forward. http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP_Report_European_Electricity_System_030220141.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Balci, O.; Sargent, R. G. (1981): A methodology for cost-risk analysis in the statistical validation of simulation models. In: *Communications of the ACM* 24 (4), S. 190-197.
- Bale, C. S.; Varga, L.; Foxon, T. J. (2015): Energy and complexity – New ways forward. In: *Applied Energy* 138, S. 150-159.
- Battle, C.; Vázquez, C.; Rivier, M.; Pérez-Arriaga, I. J. (2007): Enhancing power supply adequacy in Spain – Migrating from capacity payments to reliability options. In: *Energy Policy* 35 (9), S. 4545-4554.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2015): Smart Grids Ampelkonzept – Ausgestaltung der gelben Phase. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/\\$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150310-diskussionspapier-smart-grids-ampelkonzept-de/$file/150310%20Smart%20Grids%20Ampelkonzept_final.pdf), abgerufen am 09.09.2016.

- Bernal-Agustín, J. L.; Contreras, J.; Martín-Flores, R.; Conejo, A. J. (2007): Realistic electricity market simulator for energy and economic studies. In: *Electric Power Systems Research* 77 (1), S. 46-54.
- Billinton, R.; Li, W. (1994): Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods. Plenum Press, New York.
- Birge, J.; Louveaux, F. (2011): Introduction to Stochastic Programming. Springer, New York.
- Bjørndal, M.; Jørnsten, K. (2001): Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market. In: *The Energy Journal* 22 (1), S. 51-73.
- Black, F.; Scholes, M. (1973): The Pricing of Options and Corporate Liabilities. In: *Journal of Political Economy* 81 (3), S. 637-654.
- Block, S. (2007): Are “Real Options” Actually Used in the Real World? In: *The Engineering Economist* 52 (3), S. 255-267.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015a): Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland – unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, abgerufen am 09.09.2016.
- Bne [Bundesverband Neue Energiewirtschaft] (2014): Positionspapier Der Flexmarkt – Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität. http://www.bne-online.de/de/system/files/files/attachment/20141120%20Positionspapier_Flexmarkt_0.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Böckers, V.; Heimeshoff, U. (2014): The extent of European power markets. In: *Energy Economics* 46, S. 102-111.
- Bohn, R. E.; Caramanis, M. C.; Schweppe, F. C. (1984): Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time. In: *The RAND Journal of Economics* 15 (3), S. 360-376.
- Boiteux, M. (1964): Peak-Load Pricing. In: *Marginal Cost Pricing in Practice*, J. R. Nelson (Hrsg.), Prentice-Hall, Upper Saddle River.
- Bompard, E.; Ma, Y. C.; Napoli, R.; Gross, G.; Guler, T. (2010): Comparative analysis of game theory models for assessing the performances of network constrained electricity markets. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 4 (3), S. 386-399.

- Bonabeau, E. (2002): Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 99, S. 7280-7287.
- Botterud, A.; Ilic, M. D.; Wangensteen, I. (2005): Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (1), S. 254-263.
- Botterud, A.; Mahalik, M. R.; Conzelmann, G.; Figueiredo Silva, R.; Vilela, S.; Pereira, R. (2008): Multi-agent simulation of generation capacity expansion decisions. Beitrag *5th International Conference on the European Electricity Market (EEM 2008)*, Lissabon, 28.-30.05.2008.
- Brajkovic, J. (2010): Evaluating Investment in Base Load Coal Fired Power Plant Using Real Options Approach. Dissertation, University of Southampton, Southampton.
- Breuer, C.; Moser, A. (2014): Optimized bidding area delimitations and their impact on electricity markets and congestion management. Beitrag *11th International Conference on the European Energy Market (EEM 2014)*, Krakau, 28.-30.05.2014.
- Breuer, W.; Dyckhoff, H.; Hüwe, A.; Letmathe, P.; Lorz, O.; Madlener, R.; Thomes, P.; Walther, G. (2013): Ultralanglebige Investitionen – Definition und Problembeschreibung. http://www.wiwi.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaaaccqme, abgerufen am 09.09.2016.
- Brunekreeft, G.; Neuhoff, K.; Newbery, D. (2005): Electricity transmission: An overview of the current debate. In: *Utilities Policy* 13 (2), S. 73-93.
- Bublitz, A.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2014a): An agent-based model of the German electricity market with short-time uncertainty factors. Beitrag *11th International Conference on the European Energy Market (EEM 2014)*, Krakau, 28.-30.05.2014.
- Bublitz, A.; Renz, L.; Keles, D.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2015): An assessment of the newly proposed strategic reserve in Germany. Beitrag *12th International Conference on the European Energy Market (EEM 2015)*, Lissabon, 19.-22.05.2015.
- Bublitz, A.; Ringler, P.; Genoese, M.; Keles, D.; Fichtner, W. (2014b): Agent-Based Simulation of Interrelated Wholesale Electricity Markets. Beitrag *25th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA 2014)*, München, 01.-05.09.2014, S. 103-108.
- Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel – Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB. http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3, abgerufen am 09.09.2016.

- Bundesnetzagentur (2015a): Versorgungssicherheit. http://www.bundesnetzagentur.de/clin_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/versorgungssicherheit-node.html (Stand: 17.07.2015), abgerufen am 09.09.2016.
- Bundesnetzagentur (2015b): Verorgungsqualität - SAIDI-Werte 2006-2014. http://www.bundesnetzagentur.de/clin_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html;jsessionid=113CAD6422A4F82C39D5DF9AC23C6E32 (Stand: 20.08.2015), abgerufen am 09.09.2016.
- Bunn, D. W.; Gianfreda, A. (2010): Integration and shock transmissions across European electricity forward markets. In: *Energy Economics* 32 (2), S. 278-291.
- Caldecott, B.; McDaniels, J. (2014): Stranded generation assets: Implications for European capacity mechanisms, energy markets and climate policy. Working Paper, <http://www.smithschool.ox.ac.uk/research-programmes/stranded-assets/Stranded%20Generation%20Assets%20-%20Working%20Paper%20-%20Final%20Version.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Cameron, L. (2001): Transmission Investment. In: *The Electricity Journal* 14 (2), S. 25-38.
- Cappers, P.; Goldman, C.; Kathan, D. (2010): Demand response in U.S. electricity markets – Empirical evidence. In: *Energy* 35 (4), S. 1526-1535.
- Capros, P. (2011): Primes Energy System Model. http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/PRIMES%20Manual/PRIMES_ENERGY_SYSTEM_MODEL.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Carlsson, B. (1989): Flexibility and the theory of the firm. In: *International Journal of Industrial Organization* 7 (2), S. 179-203.
- Carpinelli, G.; Russo, A. (2014): Behavioral perspective of power systems' decision makers. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 58, S. 111-119.
- Carta, J. A.; Ramírez, P.; Velázquez, S. (2009): A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (5), S. 933-955.
- CEER [Council of European Energy Regulators] (2014): Assessment of electricity generation adequacy in European countries. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-ESS-32-03_Generation%20Adequacy%20Assessment%20Elec_10-Dec-2013.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Cepeda, M.; Finon, D. (2011): Generation capacity adequacy in interdependent electricity markets. In: *Energy Policy* 39 (6), S. 3128-3143.

- Chao, H.-p.; Peck, S. (1996): A market mechanism for electric power transmission. In: *Journal of Regulatory Economics* 10 (1), S. 25-59.
- Chao, H.-p.; Peck, S.; Oren, S. S.; Wilson, R. (2000): Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management. In: *The Electricity Journal* 13 (8), S. 38-58.
- Chuang, A. S.; Wu, F.; Varaiya, P. (2001): A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 16 (4), S. 885-891.
- Consentec (2012): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf), abgerufen am 09.09.2016.
- Coulon, M.; Howison, S. (2009): Stochastic behavior of the electricity bid stack: from fundamental drivers to power prices. In: *The Journal of Energy Markets* 2 (1), S. 29-69.
- Cour des Comptes (2012): Les coûts de la filière électronucléaire – Rapport public thématique. https://www.ccomptes.fr/content/download/1794/17981/version/6/file/Rapport_thematique_filiere_electronucleaire.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- CREG [Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz] (2013): Annual Report 2013 to the European Commission – Synopsis. http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National_Reporting_2013/NR_En/C13_NR_Belgium_Summary.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Czernohous, C.; Fichtner, W.; Veit, D.; Weinhardt, C. (2003): Management decision support using long-term market simulation. In: *Information Systems and e-Business Management* 1 (4), S. 405-423.
- de Hauteclocque, A.; Rious, V. (2011): Reconsidering the European regulation of merchant transmission investment in light of the third energy package – The role of dominant generators. In: *Energy Policy* 39 (11), S. 7068-7077.
- de Jong, H.; Hakvoort, R.; Sharma, M. (2007): Effects of Flow-based Market Coupling for the CWE region. Beitrag *4th European Congress Economics and Management of Energy in Industry*, Porto, 27.-30.11.2007, S. 1-9.
- de Maere d'Aertrycke, G.; Smeers, Y. (2010): The valuation of power futures based on optimal dispatch. In: *The Journal of Energy Markets* 3 (3), S. 27-50.
- de Menezes, L. M.; Houllier, M. A. (2015): Germany's nuclear power plant closures and the integration of electricity markets in Europe. In: *Energy Policy* 85, S. 357-368.
- de Nooij, M. (2011): Social cost-benefit analysis of electricity interconnector investment – A critical appraisal. In: *Energy Policy* 39 (6), S. 3096-3105.

- de Nooij, M.; Koopmans, C.; Bijvoet, C. (2007): The value of supply security. In: *Energy Economics* 29 (2), S. 277-295.
- de Vries, L. J. (2004): Securing the public interest in electricity generation markets. Dissertation, TU Delft, Delft.
- de Vries, L. J.; Hakvoort, R. (2002): An economic assessment of congestion management methods for electricity transmission networks. In: *Competition and Regulation in Network Industries* 3 (4), S. 425-467.
- de Vries, L. J.; Heijnen, P. (2008): The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms. In: *Utilities Policy* 16 (3), S. 215-227.
- DECC [Department of Energy & Climate Change] (2015): The Capacity Market (Amendment) Rules 2015. https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/431843/Capacity_Market_Rules_Amendments_2015_Signed.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- dena [Deutsche Energie-Agentur GmbH] (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) – Kurzfassung der zentralen Ergebnisse. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Kraftwerksstudie/Kurzanalyse_KuN-Planung_D_2020_2030_kurz.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Dieckhoff, C.; Appelrath, H.-J.; Fishedick, M.; Grunwald, A.; Höffler, F.; Mayer, C.; Weimer-Jehle, W. (2014): Zur Interpretation von Energieszenarien. http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Energieszenarien_2015-01-21_web.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Dieckmann, B. (2008): Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt. Dissertation, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Münster.
- Dixit, A. K.; Pindyck, R. S. (1994): Investment under uncertainty. Princeton University Press, Princeton.
- DLR [Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt]; FhG-IWES [Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik]; IFNE [Ingenieurbüro für neue Energien] (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. http://www.dlr.de/dlr/Portaldaten/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- DOE-NETL [Department of Energy - National Energy Technology Laboratory] (2013): Conventional Generation Asset Management with Renewable Portfolio Standards Using

- Real Options. <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/Conventional-Generation-Asset-Management.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Doquet, M.; Fourment, C.; Roudergues, J. (2011): Generation & transmission adequacy of large interconnected power systems: A contribution to the renewal of Monte-Carlo approaches. Beitrag *IEEE PES PowerTech Conference*, Trondheim, 19.-23.06.2011.
- Drogoul, A.; Vanbergue, D.; Meurisse, T. (2003): Multi-agent Based Simulation: Where Are the Agents? In: *Multi-Agent-Based Simulation II*, J. S. Sichman, F. Bousquet, P. Davidsson (Hrsg.), Springer, Berlin/Heidelberg, S. 1-15.
- Dyner, I.; Larsen, E. R. (2001): From planning to strategy in the electricity industry. In: *Energy Policy* 29 (13), S. 1145-1154.
- Eager, D. (2012): Dynamic Modelling of Generation Capacity Investment in Electricity Markets with High Wind Penetration. Dissertation, University of Edinburgh, Edinburgh.
- Eager, D.; Hobbs, B. F.; Bialek, J. (2012): Dynamic Long-Term Modelling of Generation Capacity Investment and Capacity Margins: a GB Market Case Study. EPRG Working Paper 1201, <https://www.repository.cam.ac.uk/bitstream/id/660800/cwpe1217.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- EEX [European Energy Exchange] (2015a): Geschäftsbericht 2014. <https://www.eex.com/blob/36104/09c20ae152b11782f93658135fcff5fc/eex-gb-2014-de-data.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Ehrenmann, A.; Neuhoff, K. (2009): A Comparison of Electricity Market Designs in Networks. In: *Operations Research* 57 (2), S. 274-286.
- Ehrenmann, A.; Smeers, Y. (2005): Inefficiencies in European congestion management proposals. In: *Utilities Policy* 13 (2), S. 135-152.
- Elberg, C. (2014): Cross-Border Effects of Capacity Mechanisms in Electricity Markets. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_14_11_Cross-Border_Effects_Of_Capacity_Mechanisms.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Elia (2013): ALEGrO – Project presentation. http://publications.elia.be/upload/UG_upload/2KH6XO13UB.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Elia (2014): Procedure for Constitution of Strategic Reserves – Applicable for the 2014 tendering. http://www.elia.be/~media/files/Elia/About-Elia/Users%20Group/Task-force-balancing/Strategic%20Reserves/UK_2014_Procedure_for_constitution_of_Strategic_Reserves.pdf, abgerufen am 09.09.2016.

- Elia (2015a): Règles de fonctionnement de la réserve stratégique. http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/Winter_2015-2016/SFR_Regles-Fonctionnement-Reserve-Strategique_03-2015.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Elia (2016): Grid projects – ALEGRO. <http://www.elia.be/en/projects/grid-projects/alegro/alegro-content> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- Ellenbeck, S.; Schmidt, P.; Battaglini, A.; Lilliestam, J. (2013): Der Strommarkt als soziale Institution – Eine erweiterte Perspektive auf die deutsche Diskussion um Kapazitätsmechanismen. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 3/2013, <http://ejournals.duncker-humblot.de/doi/pdf/10.3790/vjh.82.3.171>, abgerufen am 09.09.2016.
- Ensslen, A.; Ringler, P.; Jochem, P.; Keles, D.; Fichtner, W. (2014): About business model specifications of a smart charging manager to integrate electric vehicles into the German electricity market. Beitrag *14th IAEE European Energy Conference*, Rom, 28.-31.10.2014.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2014a): ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment – Consultation material. https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/ENTSO-E_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2014b): ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment – Updated Version after Consultation. https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2015a): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2016): Capacity Allocation and Congestion Management (CACM). <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/capacity-allocation-and-congestion-management/Pages/default.aspx> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2016): Network Code Overview. <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2010): Project Document – A report for the regulators of the Central West European (CWE) region on the final design of the market coupling solution in the region, by the CWE MC Project. http://static.epexspot.com/document/7616/01_CWE_ATC_MC_project_documentation.pdf, abgerufen am 09.09.2016.

- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2015a): Annual Report 2014. https://www.epexspot.com/document/33490/EPEX%20SPOT_Annual%20report_2014_SD.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2015b): Börsenordnung – Exchange Rules. https://www.epexspot.com/document/35414/20160819_EPEX_SPOT_RR_EN_.zip, abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2015c): EPEX SPOT und ECC verkürzen Intraday-Vorlaufzeit auf allen Märkten. https://www.epexspot.com/document/32479/2015-06-16_EPEX%20SPOT_Lead%20time%20reduction_E-D-F.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2015d): Handelsbedingungen – Operational Rules. https://www.epexspot.com/document/35414/20160819_EPEX_SPOT_RR_EN_.zip, abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016): Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen. <https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016): ELIX: Einem einzigen europäischen Marktpreis entgegen. http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/elix_einemeinzigen_europaeischen_marktpreis_entgegen (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016c): EUPHEMIA: Description and functioning. <https://www.epexspot.com/document/35377/Euphemia%20Public%20Presentation%20-%20August%202016>, abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016): Marktkopplung – Ein wesentlicher Schritt zur Marktintegration. <http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung> (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016): PCR: Price Coupling of Regions. https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/PCR_Price_Coupling_of_Regions (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange] (2016): XBID: Cross-Border Intraday Market Project. https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/xbid_cross_border_intraday_market_project (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- EPEX SPOT [European Power Exchange]; Nord Pool Spot; OMIE [OMI-Polo Español]; OPCOM [Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale]; GME [Gestore dei Mercati Energetici]; OTE [Operátor trhu s elektřinou]; TGE [Towarowa Giełda Energii] (2016): EUPHEMIA Public Description – PCR Market Coupling Algorithm. <https://>

- www.epexspot.com/document/35382/Euphemia%20Public%20Description%20-%20August%202016.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Epstein, J. M. (2006): *Generative social science – Studies in agent-based computational modeling*. Princeton University Press, Princeton.
- Europäische Kommission (2013): *Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130207_generation_adequacy_study.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Europäische Kommission (2014a): *Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 – 2014/C 200/01*.
- Europäische Kommission (2014b): *Quarterly Report Energy on European Gas Markets Volume 7 (issue 3; third quarter of 2014)*. <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/market-analysis>, abgerufen am 09.09.2016.
- Europäische Kommission (2016): *State aid to secure electricity supplies*. http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html (Stand: 13.04.2016), abgerufen am 09.09.2016.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (1996): *Richtlinie 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2003): *Richtlinie 2003/54/EG vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG*.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2009a): *Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG*.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2009b): *Verordnung (EG) Nr. 713/2009 vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden*.
- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2009c): *Verordnung (EG) Nr. 714/2009 vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003*.
- Fagiani, R.; Richstein, J. C.; Hakvoort, R.; de Vries, L. J. (2014): *The dynamic impact of carbon reduction and renewable support policies on the electricity sector*. In: *Utilities Policy* 28, S. 28-41.
- Fahrmeir, L.; Kneib, T.; Lang, S.; Marx, B. (2013): *Regression – Models, Methods and Applications*. Springer, Berlin/Heidelberg.

- FfE [Forschungsstelle für Energiewirtschaft] (2014): Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken. http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Finon, D.; Pignon, V. (2008): Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market. In: *Utilities Policy* 16 (3), S. 143-158.
- Flath, C. M.; Ilg, J. P.; Gottwalt, S.; Schmeck, H.; Weinhardt, C. (2014): Improving Electric Vehicle Charging Coordination Through Area Pricing. In: *Transportation Science* 48 (4), S. 619-634.
- Foley, A. M.; Ó Gallachóir, B. P.; Hur, J.; Baldick, R.; McKeogh, E. J. (2010): A strategic review of electricity systems models. In: *Energy* 35 (12), S. 4522-4530.
- Frenz, W. (2012): Europäische Grundfreiheiten. Springer, Heidelberg.
- Galus, M. D.; Vayá, M. G.; Krause, T.; Andersson, G. (2013): The role of electric vehicles in smart grids. In: *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 2 (4), S. 384-400.
- Geiger, A. (2011): Strategic power plant investment planning under fuel and carbon price uncertainty. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Genoese, F. (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Genoese, M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation. Nomos, Baden-Baden.
- Genoese, M.; Fichtner, W. (2012): PowerACE LAB: Experimentallabor Energiewirtschaft. In: *Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 41 (6), S. 335-339.
- Genoese, M.; Genoese, F.; Fichtner, W. (2012): Model-based analysis of the impact of capacity markets on electricity markets. Beitrag *9th International Conference on the European Energy Market (EEM 2012)*, Florenz, 10.-12.05.2012.
- Genoese, M.; Sensfuß, F.; Möst, D.; Rentz, O. (2007): Agent-Based Analysis of the impact of CO₂ Emission Trading on Spot Market Prices for Electricity in Germany. In: *Pacific Journal of Optimization* 3 (3), S. 401-424.
- Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: *Energy* 67, S. 1-18.

- Gore, O.; Viljainen, S. (2014): Challenges of cross-border trade between two markets with different designs. Beitrag *11th International Conference on the European Energy Market (EEM 2014)*, Krakau, 28.-30.05.2014.
- Gorenstin, B. G.; Campodonico, N. M.; Costa, J. P.; Pereira, M. V. F. (1993): Power system expansion planning under uncertainty. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8 (1), S. 129-136.
- Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C. (2011): Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices. In: *Energy Policy* 39 (12), S. 8163-8174.
- Götze, U. (2014): *Investitionsrechnung*. Springer, Berlin/Heidelberg.
- Graham, C.; Talay, D. (2013): *Stochastic Simulation and Monte Carlo Methods – Mathematical Foundations of Stochastic Simulation*. Springer, Berlin/Heidelberg.
- Granovetter, M. (2005): The Impact of Social Structure on Economic Outcomes. In: *Journal of Economic Perspectives* 19 (1), S. 33-50.
- Grimm, V.; Martin, A.; Weibelzahl, M.; Zöttl, G. (2016): On the long run effects of market splitting – Why more price zones might decrease welfare. In: *Energy Policy* (94), S. 453-467.
- Groschke, M.; Eßer, A.; Möst, D.; Fichtner, W. (2009): Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33 (1), S. 14-22.
- Grundmann, T. (1999): *Volkswirtschaftlich konsistente Energieszenarien zur CO₂-Reduktion – Eine Sektoranalyse mittels Kopplung von einem energietechnischen mit einem makroökonomischen Modell am Beispiel des IKARUS-Instrumentariums*. Dissertation, Universität Oldenburg.
- Guerci, E.; Rastegar, M. A.; Cincotti, S. (2010): Agent-based Modeling and Simulation of Competitive Wholesale Electricity Markets. In: *Energy Systems*, S. Rebennack, P. M. Pardalos, M. V. F. Pereira, N. A. Iliadis (Hrsg.), Springer, Berlin/Heidelberg, S. 241-286.
- Gyselen, L.; de Jonghe, C.; Belmans, R. (2014): Overview of Cross-Border Trading in Central West Europe. Beitrag *9th Conference on Energy Economics and Technology (ENERDAY 2014)*, Dresden, 11.04.2014.
- Hakvoort, R.; Harris, D.; Meeuwsen, J.; Hesmondhalgh, S. (2009): A system for congestion management in the Netherlands – Assessment of the options. <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2009/11/16/rapport-d-cision-en-brattle-group-a-system-for-congestion-management-in-the-netherlands/9202135-bijlage4.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.

- Hämäläinen, R. P.; Mäntysaari, J.; Ruusunen, J.; Pineau, P.-O. (2000): Cooperative consumers in a deregulated electricity market — dynamic consumption strategies and price coordination. In: *Energy* 25 (9), S. 857-875.
- Harp, S. A.; Brignone, S.; Wollenberg, B. F.; Samad, T. (2000): SEPIA – A simulator for electric power industry agents. In: *IEEE Control Systems Magazine* 20 (4), S. 53-69.
- Harthan, R. (2015): Integration of Renewable Energies into the German Power System and Their Influence on Investments in New Power Plants – Integrated Consideration of Effects on Power Plant Investment and Operation. Dissertation, Universität Leipzig, Leipzig.
- Hassler, U. (2016): Stochastic processes and calculus – An elementary introduction with applications. Springer, Cham/Heidelberg/New York/Dordrecht/London.
- Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2014): Residential bottom-up load modelling with price elasticity. Beitrag *14th IAEE European Energy Conference*, Rom, 28.-31.10.2014.
- Heffels, T. (2015): Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Helfrich, H. (2016): Wissenschaftstheorie für Betriebswirtschaftler. Springer Gabler, Wiesbaden.
- Hillemacher, L. (2014): Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Hobbs, B. F.; Rijkers, F. A.; Boots, M. G. (2005): The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling. In: *The Energy Journal* 26 (4), S. 69-97.
- Holmberg, P.; Lazarczyk, E. (2012): Congestion Management in Electricity Networks: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing. IFN Working Paper No. 915, <http://www.ifn.se/wfiles/wp/wp915.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Höwedes, A.; Breuer, C.; Madlener, R. (2012): Techno-ökonomische Bewertung eines veränderten Zuschnitts von Marktgebieten für elektrische Energie in Mitteleuropa. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36 (4), S. 285-298.
- Huntington, H. G.; Weyant, J.; Sweeney, J. (1982): Modeling for insights, not numbers: the experiences of the energy modeling forum. In: *OMEGA - The International Journal on Management Science* 10 (5), S. 449-462.
- Iacus, S. M. (2008): Simulation and Inference for Stochastic Differential Equations. Springer, New York.
- IEA [International Energy Agency] (2012): World Energy Outlook 2012, Paris.
- IEA [International Energy Agency] (2013): World Energy Outlook 2013, Paris.

- IEA [International Energy Agency]; NEA [Nuclear Energy Agency] (2010): Projected Costs of Generating Electricity. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- IEEE [Institute of Electrical and Electronics Engineers] (1979): IEEE Reliability Test System. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-98 (6), S. 2047-2054.
- Jacob, H. (1994): Investitionsrechnung. Gabler, Wiesbaden.
- Jakeman, A.; Letcher, R.; Norton, J. P. (2006): Ten iterative steps in development and evaluation of environmental models. In: *Environmental Modelling & Software* 21 (5), S. 602-614.
- Jennings, N. R.; Bussmann, S. (2003): Agent-based control systems – Why Are They Suited to Engineering Complex Systems? In: *IEEE Control Systems Magazine* 23 (3), S. 61-73.
- Jensen, S. G.; Meibom, P. (2008): Investments in liberalised power markets. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 30 (2), S. 113-124.
- Joskow, P. L. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. <http://economics.mit.edu/files/1190>, abgerufen am 09.09.2016.
- Joskow, P. L.; Tirole, J. (2000): Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks. In: *The RAND Journal of Economics* 31 (3), S. 450-487.
- Joskow, P. L.; Tirole, J. (2005): Merchant Transmission Investment. In: *The Journal of Industrial Economics* 53 (2), S. 233-264.
- Joskow, P. L.; Tirole, J. (2007): Reliability and competitive electricity markets. In: *The RAND Journal of Economics* 38 (1), S. 60-84.
- Just, S.; Weber, C. (2012): Strategic Behavior in the German Balancing Energy Mechanism: Incentives, Evidence, Costs and Solutions. Working Paper, http://www.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1204_StrategicBehaviorInTheGermanBalancingMechanism.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Karfopoulos, E.; Tena, L.; Torres, A.; Salas, P.; Jorda, J. G.; Dimeas, A.; Hatziargyriou, N. (2015): A multi-agent system providing demand response services from residential consumers. In: *Electric Power Systems Research* (120), S. 163-176.
- Keles, D.; Genoese, M.; Möst, D.; Ortlieb, S.; Fichtner, W. (2013): A combined modeling approach for wind power feed-in and electricity spot prices. In: *Energy Policy* 59, S. 213-225.
- Keles, D.; Renz, L.; Bublitz, A.; Zimmermann, F.; Genoese, M.; Fichtner, W.; Höfling, H.; Sensfuß, F.; Winkler, J. (2016): Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.

- Ketter, W.; Collins, J.; Reddy, P. (2013): Power TAC: A competitive economic simulation of the smart grid. In: *Energy Economics* 39, S. 262-270.
- Kettunen, J.; Bunn, D. W.; Blyth, W. (2011): Investment Propensities under Carbon Policy Uncertainty. In: *The Energy Journal* 32 (1), S. 77-117.
- Kilkki, O.; Kangasrääsiö, A.; Nikkilä, R.; Alahäivälä, A.; Seilonen, I. (2014): Agent-based modeling and simulation of a smart grid: A case study of communication effects on frequency control. In: *Engineering Applications of Artificial Intelligence* 33, S. 91-98.
- Klein, B.; Crawford, R. G.; Alchian, A. A. (1978): Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process. In: *The Journal of Law & Economics* 21 (2).
- Klöckl, B.; Papaefthymiou, G. (2010): Multivariate time series models for studies on stochastic generators in power systems. In: *Electric Power Systems Research* 80 (3), S. 265-276.
- Knops, H. P. A.; de Vries, L. J.; Hakvoort, R. (2001): Congestion management in the European electricity system: An evaluation of the alternatives. In: *Competition and Regulation in Network Industries* 2 (3), S. 311-352.
- Knuth, D. E. (1992): Two notes on notation. In: *American Mathematical Monthly* 99 (5), S. 403-422.
- Kowalska-Pyzalska, A.; Maciejowska, K.; Suszczyński, K.; Sznajd-Weron, K.; Weron, R. (2014): Turning green: Agent-based modeling of the adoption of dynamic electricity tariffs. In: *Energy Policy* 72, S. 164-174.
- Kremers, E.; Gonzalez de Durana, J. M.; Barambones, O. (2013): Multi-agent modeling for the simulation of a simple smart microgrid. In: *Energy Conversion and Management* 75, S. 643-650.
- Kremers, E.; Viejo, P.; Barambones, O.; Gonzalez de Durana, J. M. (2010): A Complex Systems Modelling Approach for Decentralised Simulation of Electrical Microgrids. Beitrag *15th IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems*, Oxford, 22.-26.03.2010, S. 302-311.
- Krey, V. (2006): Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum.
- Kristiansen, T. (2005): Markets for Financial Transmission Rights. In: *Energy Studies Review* 13 (1), S. 25-74.
- Küll, R.; Stähly, P. (1999): Zur Planung und effizienten Abwicklung von Simulationsexperimenten. In: *Simulation als betriebliche Entscheidungshilfe*, J. Biethahn, W. Hummeltenberg, B. Schmidt, P. Stähly, T. Witte (Hrsg.), Physica, Heidelberg, S. 1-21.

- Kumbaroğlu, G.; Madlener, R.; Demirel, M. (2008): A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. In: *Energy Economics* 30 (4), S. 1882-1908.
- Kurzidem, M. J. (2010): Analysis of Flow-based Market Coupling in Oligopolistic Power Markets. Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, Zürich.
- Lemming, J. (2003): Risk and Investment Management in Liberalized Electricity Markets. Dissertation, Technical University of Denmark, Lyngby.
- Li, W. (2014): Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications. John Wiley & Sons, Hoboken.
- Linnenberg, T.; Wior, I.; Schreiber, S.; Fay, A. (2012): Dezentrales Last- und Einspeisemanagement mittels eines marktbasiernten Agentensystems. Beitrag *VDE-Kongress Smart Grid – Intelligente Energieversorgung der Zukunft*, Stuttgart, 05.-06.11.2012.
- Lohwasser, R.; Madlener, R. (2009): Simulation of the European Electricity Market and CCS Development with the HECTOR Model. FCN Working Paper 6/2009, http://www.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaagvuyg, abgerufen am 09.09.2016.
- Madlener, R.; Stoverink, S. (2012): Power plant investments in the Turkish electricity sector – A real options approach taking into account market liberalization. In: *Applied Energy* 97, S. 124-134.
- Maier, M. W. (1998): Architecting principles for systems-of-systems. In: *Systems Engineering* 1 (4), S. 267-284.
- Marks, R. E. (2006): Market Design Using Agent-Based Models. In: *Handbook of Computational Economics, Volume 2. Agent-Based Computational Economics*, L. Tesfatsion, K. L. Judd (Hrsg.), Elsevier, North-Holland, S. 1340-1380.
- Mastropietro, P.; Rodilla, P.; Batlle, C. (2015): National capacity mechanisms in the European internal energy market – Opening the doors to neighbours. In: *Energy Policy* 82, S. 38-47.
- MEDDE [Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie] (2015): Règle du mecanisme de capacite. http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_01_29_regles_mecanisme_de_capacite.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Meeus, L. (2006): Power Exchange Auction Trading Platform Design. Dissertation, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven.
- Meeus, L. (2011): Implicit auctioning on the Kontek Cable – Third time lucky? In: *Energy Economics* 33 (3), S. 413-418.

- Meibom, P.; Barth, R.; Brand, H.; Hasche, B.; Swider, D.; Ravn, H.; Weber, C. (2007): Final Report for All Island Grid Study Work-stream 2(b): Wind Variability Management Studies, Roskilde.
- Merton, R. C. (1974): On the Pricing of Corporate Debt: The Risk Structure of Interest Rates. In: *The Journal of Finance* 29 (2), S. 449-470.
- Meyer, B. (2009): Object-oriented software construction. Prentice Hall, Upper Saddle River.
- Meyer, R.; Gore, O. (2015): Cross-Border Effects of Capacity Mechanisms – Do Uncoordinated Market Design Changes Contradict the Goals of the European Market Integration? In: *Energy Economics* 51, S. 9-20.
- Miller, J. H.; Page, S. E. (2007): Complex Adaptive Systems – An Introduction to Computational Models of Social Life. Princeton University Press, Princeton.
- Mirbach, T.; Schuetze, T. (2009): Considering start-up costs and risk premia in a power generation cost model. Beitrag *IEEE PowerTech Conference*, Bukarest, 28.06.-02.07.2009.
- Möst, D. (2010): Energy economics and energy system analysis. Habilitation, Universität Karlsruhe, Karlsruhe.
- Möst, D.; Fichtner, W. (2008): Einführung zur Energiesystemanalyse. Beitrag *Workshop Energiesystemanalyse*, Karlsruhe, 27.11.2008, S. 11-32.
- Möst, D.; Fichtner, W. (2010): Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading. In: *Energy Policy* 38 (6), S. 2898-2910.
- Möst, D.; Genoese, M. (2009): Market Power in the German Wholesale Electricity Market. In: *The Journal of Energy Markets* 2 (2), S. 47-74.
- Möst, D.; Keles, D. (2010): A survey of stochastic modelling approaches for liberalised electricity markets. In: *European Journal of Operational Research* 207 (2), S. 543-556.
- Muche, T. (2007): Investitionsbewertung in der Elektrizitätswirtschaft mit dem Realloptionsansatz. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 31 (2), S. 137-154.
- Müller, M.; Sensfuß, F.; Wietschel, M. (2007): Simulation of current pricing-tendencies in the German electricity market for private consumption. In: *Energy Policy* 35 (8), S. 4283-4294.
- Musgrave, R. A. (1956): A Multiple Theory of Budget Determination. In: *FinanzArchiv / Public Finance Analysis* 17 (3), S. 333-343.
- Myers, S. C. (1977): Determinants of corporate borrowing. In: *Journal of Financial Economics* 5 (2), S. 147-175.

- Nabe, C. (2006): Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt. Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin.
- Naylor, T. H.; Finger, J. M.; McKenney, J. L.; Schrank, W. E.; Holt, C. C. (1967): Verification of Computer Simulation Models. In: *Management Science* 14 (2), S. B92-B106.
- Neubauer, A. (2012): DFT - Diskrete Fourier-Transformation – Elementare Einführung. Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Neuhoff, K.; Barquin, J.; Bialek, J.; Boyd, R.; Dent, C.; Echavarren, F.; Grau, T.; von Hirschhausen, C.; Hobbs, B. F.; Kunz, F.; Nabe, C.; Papaefthymiou, G.; Weber, C.; Weigt, H. (2013a): Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity. In: *Energy Economics* 40, S. 760-772.
- Neuhoff, K.; Diekmann, J.; Kunz, F.; Rüster, S.; Schill, W.-P.; Schwenen, S. (2015): A Coordinated Strategic Reserve to Safeguard the European Energy Transition. DIW Discussion Paper 1495, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.510983.de/dp1495.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Neuhoff, K.; Diekmann, J.; Schill, W.-P.; Schwenen, S. (2013b): Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. DIW Wochenbericht 48, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432364.de/13-48-2.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Neuhoff, K.; Kunz, F.; Rüster, S.; Schwenen, S. (2014): Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen. DIW Wochenbericht 30, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.470702.de/14-30-3.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- NREL [National Renewable Energy Laboratory] (2013): Market Evolution: Wholesale Electricity Market Design for 21st Century Power Systems. <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57477.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Ochoa, C.; Gore, O. (2015): The Finnish power market: Are imports from Russia low-cost? In: *Energy Policy* 80, S. 122-132.
- Ochoa, C.; van Ackere, A. (2015): Winners and losers of market coupling. In: *Energy* 80, S. 522-534.
- Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zöttl, G. (2008): Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf, abgerufen am 09.09.2016.

- Ofgem [Office of Gas and Electricity Markets] (2014): Cost assessment consultation for the proposed GB-Belgium interconnector (Nemo). https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/04/nemo_cost_assessment_consultation.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Olsina, F.; Garcés, F.; Haubrich, H.-J. (2006): Modeling long-term dynamics of electricity markets. In: *Energy Policy* 34 (12), S. 1411-1433.
- Oren, S. S. (2003): Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets. Energy Policy and Economics Working Paper Series, <http://www.ieor.berkeley.edu/~oren/workingp/adequacy.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Papadaskalopoulos, D.; Strbac, G. (2011): Decentralized, Agent-based Participation of Load Appliances in Electricity Pool Markets. Beitrag *21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2011)*, Frankfurt, 06.-09.06.2011.
- Pellini, E. (2012): Measuring the impact of market coupling on the Italian electricity market. In: *Energy Policy* 48, S. 322-333.
- Pentalateral Energy Forum (2015): Generation Adequacy Assessment. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Pereira, A. J. C.; Saraiva, J. T. (2011): Generation expansion planning (GEP) – A long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs). In: *Energy* 36 (8), S. 5180-5199.
- Petit, M.; Finon, D.; Janssen, T. (2014): Carbon Price instead of Support Schemes: Wind Power Investments by the Electricity Market. CEEM Working Paper 2014-9, http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/CEEM_Working_Paper_9-Carbon_price_instead_of_support_schemes.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Pfenninger, S.; Hawkes, A.; Keirstead, J. (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, S. 74-86.
- Pflugler, B. (2013): Assessment of least-cost pathways for decarbonising Europe's power supply – A model-based long-term scenario analysis accounting for the characteristics of renewable energies. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Picot, A.; Reichwald, R.; Wigand, R. (2008): Information, Organization and Management. Springer, Berlin/Heidelberg.
- Pindyck, R. S.; Rubinfeld, D. L. (2009): Mikroökonomie. Pearson Studium, München.
- Pineau, P.-O. (2003): An Oligopolistic Investment Model of the Finnish Electricity Market. In: *Annals of Operations Research* 121 (1), S. 123-148.

- PJM [Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection] (2015): PJM Manual 18: PJM Capacity Market – Revision: 31. <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m18.ashx>, abgerufen am 09.09.2016.
- Praça, I.; Ramos, C.; Vale, Z.; Cordeiro, M. (2004): Intelligent Agents for the Simulation of Competitive Electricity Markets. In: *International Journal of Modelling and Simulation* 24 (2), S. 73-79.
- Preston, E. G. (1997): Reliability of Electric Generation with Transmission Constraints. Dissertation, University of Texas, Austin.
- Prognos; EWI [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln]; GWS [Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung] (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Projekt Nr. 12/10. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Ramachandran, B.; Srivastava, S. K.; Cartes, D. A. (2013): Intelligent power management in micro grids with EV penetration. In: *Expert Systems with Applications* 40 (16), S. 6631-6640.
- Ramchurn, S. D.; Vytelingum, P.; Rogers, A.; Jennings, N. R. (2011): Agent-Based Control for Decentralised Demand Side Management. Beitrag *10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2010)*, Taipeh, 02.-06.05.2011, S. 5-12.
- Rand, W. (2006): Machine Learning meets Agent-Based Modeling: When not to go to a bar. <https://ccl.northwestern.edu/papers/agent2006rand.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Renz, L.; Keles, D.; Fichtner, W. (2014): Modellgestützte Analyse von Designoptionen für den deutschen Elektrizitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Beitrag *13. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2014)*, Graz, 12.-14.02.2014.
- Richiardi, M. G. (2012): Agent-based computational economics: a short introduction. In: *The Knowledge Engineering Review* 27 (2), S. 137-149.
- Richstein, J. C.; Chappin, E. J. L.; de Vries, L. J. (2014): Cross-border electricity market effects due to price caps in an emission trading system: An agent-based approach. In: *Energy Policy* 71, S. 139-158.
- Ringler, P.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2013): Integration von Optimierverfahren in ein agentenbasiertes Strommarktsimulationsmodell – beispielhaft dargestellt an der Einlastung von Pumpspeicherkraftwerken. Beitrag *8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2013)*, Wien, 13.-15.02.2013.

- Ringler, P.; Keles, D.; Fichtner, W. (2015): Flexibilisierung der Stromnachfrage und deren Auswirkung in zukünftigen Elektrizitätssystemen – Eine Untersuchung mithilfe einer agentenbasierten Simulation von Strommärkten. Beitrag *VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft*, Düsseldorf, 25.-26.11.2015.
- Ringler, P.; Keles, D.; Fichtner, W. (2016a): Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, S. 205-215.
- Ringler, P.; Keles, D.; Fichtner, W. (2017): How to benefit from a common European electricity market design. In: *Energy Policy* 101, S. 629-643.
- Ringler, P.; Schermeyer, H.; Ruppert, M.; Bertsch, V.; Keles, D.; Fichtner, W. (2016b): Distributed Energy systems, Market integration, Optimization – Abschlussbericht. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe.
- Robinson, T. (2007): The convergence of electricity prices in Europe. In: *Applied Economics Letters* 14 (7), S. 473-476.
- Roop, J. M.; Fathelrahman, E. M. (2003): Modeling Electricity Contract Choice: An Agent-Based Approach. Beitrag *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, Rye Brook, 29.07.-01.08.2003, S. 193-204 (Bandnr. 6).
- Roques, F. (2008): Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms. In: *Utilities Policy* 16 (3), S. 171-183.
- Roques, F.; Newbery, D.; Nuttall, W. J. (2008): Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean-Variance Portfolio theory approach. In: *Energy Economics* 30 (4), S. 1831-1849.
- Royal Academy of Engineering (2013): GB electricity capacity margin – A report by the Royal Academy of Engineering for the Council for Science and Technology. <http://www.raeng.org.uk/publications/reports/gb-electricity-capacity-margin>, abgerufen am 09.09.2016.
- RTE [Réseau de Transport d'Electricité] (2014a): Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France (2014 Edition). http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_generation_adequacy_report.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- RTE [Réseau de Transport d'Electricité] (2014b): Statistiques Production Consommation Echanges 2013. www.rte-france.com/sites/default/files/statistiques_production_consommation_echanges_2013_accès_libre_v3.xlsx, abgerufen am 09.09.2016.
- RTE [Réseau de Transport d'Electricité] (2016): Introduction to interconnections. http://clients.rte-france.com/lang/an/clients_traders_fournisseurs/services_clients/dispositif_global.jsp (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.

- Ruppert, M.; Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2016): Impact of residential electricity tariffs with variable energy prices on low voltage grids with photovoltaic generation. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* (79), S. 161-171.
- Russell, S. J.; Norvig, P.; Davis, E. (2010): Artificial intelligence – A modern approach. Prentice-Hall, Upper Saddle River.
- Sánchez, J. J. (2008): Strategic Analysis of the Long-Term Planning of Electric Generation Capacity in Liberalised Electricity Markets. Dissertation, Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, Madrid.
- Sandbag (2014): Europe's failure to tackle coal – Risks for the EU low-carbon transition. https://sandbag.org.uk/site_media/pdfs/reports/Europes_failure_to_tackle_coal.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Sargent, R. G. (2013): Verification and validation of simulation models. In: *Journal of Simulation* 7, S. 12-24.
- Schermeyer, H. (2015): The Impact of Electricity from Renewable Energy Sources on Distribution Grid Congestion. Vortrag *38th IAEE International Conference*, Ankara, 25.05.2015, http://www.iaee.org/iaee2015/submissions/Presentations/SchermeyerEtAl_IAEE2015.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Schermeyer, H.; Schwarz, H.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2015): Stochastic simulation of photovoltaic electricity feed-in considering spatial correlation. Beitrag *SmartER Europe Conference*, Essen, 12.02.2015, S. 12-16.
- Schröder, A.; Bracke, M. (2012): Integrated Electricity Generation Expansion and Transmission Capacity Planning – An Application to the Central European Region. DIW Discussion Paper 1250, <http://www.econstor.eu/bitstream/10419/67075/1/730539490.pdf>, abgerufen am 09.09.2016.
- Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitch, R.; von Hirschhausen, C. (2013a): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. DIW Data Documentation 68, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Schröder, A.; Traber, T.; Kemfert, C. (2013b): Market Driven Power Plant Investment Perspectives in Europe – Climate Policy and Technology Scenarios until 2050 in the Model EMELIE-ESY. DIW Discussion Paper 1268, http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.415593.de/dp1268.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Schröder, D. (2010): Intelligente Verfahren – Identifikation und Regelung nichtlinearer Systeme. Springer, Berlin/Heidelberg.
- Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E. (1988): Spot Pricing of Electricity. Springer, Boston.

- Sensfuß, F. (2007): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector: An agent-based simulation approach. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Sensfuß, F.; Genoese, M.; Ragwitz, M.; Möst, D. (2007): Agent-based Simulation of Electricity Markets – A Literature Review. In: *Energy Studies Review* 15 (2), S. 19-47.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (8), S. 3086-3094.
- Sleisz, A.; Sores, P.; Raisz, D. (2014): Algorithmic properties of the all-European day-ahead electricity market. Beitrag *11th International Conference on the European Energy Market (EEM 2014)*, Krakau, 28.-30.05.2014.
- Sterman, J. D. (1991): A Skeptic's Guide to Computer Models. In: *Managing a Nation: The Microcomputer Software Catalog*, G. O. Barney, B. Kreutzer, M. Garrett (Hrsg.), Westview Press, Boulder, S. 209-229.
- Stoft, S. (1997): Transmission pricing zones – Simple or complex? In: *The Electricity Journal* 10 (1), S. 24-31.
- Stoft, S. (2002): *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons, Piscataway.
- Strbac, G. (2008): Demand side management – Benefits and challenges. In: *Energy Policy* 36 (12), S. 4419-4426.
- Swider, D. (2006): *Handel an Regelenenergie- und Spotmärkten*. Gabler, Wiesbaden.
- Swider, D.; Ellersdorfer, I.; Hundt, M.; Voß, A. (2007): Anmerkungen zu empirischen Analysen der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität. http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/VRE_Gutachten_Endfassung.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Swissgrid (2016): Market Coupling: Technische Voraussetzungen für die Kopplung wurden geschaffen. http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/power_market/market_coupling.html (Stand unbekannt), abgerufen am 09.09.2016.
- TenneT (2012): Bestimmungen der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der TenneT TSO GmbH. http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/congestion_management/bestimmungenubertragungskapazitat20120924_fin.PDF, abgerufen am 09.09.2016.
- TenneT (2015): Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2014-2030. http://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2014-2030.pdf, abgerufen am 09.09.2016.

- Tesfatsion, L. (2006): Agent-Based Computational Economics: A Constructive Approach to Economic Theory. In: *Handbook of Computational Economics, Volume 2. Agent-Based Computational Economics*, L. Tesfatsion, K. L. Judd (Hrsg.), Elsevier, North-Holland, S. 831-880.
- Todd, P. M.; Gigerenzer, G. (2003): Bounding rationality to the world. In: *Journal of Economic Psychology* 24 (2), S. 143-165.
- Torres, J. L.; García, A.; de Blas, M.; de Francisco, A. (2005): Forecast of hourly average wind speed with ARMA models in Navarre (Spain). In: *Solar Energy* 79 (1), S. 65-77.
- Traber, T.; Kemfert, C. (2011): Gone with the wind? – Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. In: *Energy Economics* 33 (2), S. 249-256.
- Trigeorgis, L. (1996): Real options – Managerial flexibility and strategy in resource allocation. MIT Press, Cambridge.
- Trigo, P.; Marques, P.; Coelho, H. (2010): (Virtual) Agents for running electricity markets. In: *Simulation Modelling Practice and Theory* 18 (10), S. 1442-1452.
- Tseng, C.-L.; Lin, K. Y. (2007): A Framework Using Two-Factor Price Lattices for Generation Asset Valuation. In: *Operations Research* 55 (2), S. 234-251.
- Valenzuela, J.; Mazumdar, M. (2001): Monte Carlo computation of power generation production costs under operating constraints. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 16 (4), S. 671-677.
- van Dam, K. H.; Houwing, M.; Lukszo, Z.; Bouwmans, I. (2008): Agent-based control of distributed electricity generation with micro combined heat and power—Cross-sectoral learning for process and infrastructure engineers. In: *Computers & Chemical Engineering* 32 (1-2), S. 205-217.
- Vásquez, P.; Olsina, F. (2010): Flexibility Value of Distributed Generation in Transmission Expansion Planning. In: *Distributed Generation*, N. D. Gaonkar (Hrsg.), InTech, Rijeka, S. 351-384.
- VDE ETG [Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik] (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierter Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilungsnetze, Frankfurt.
- Ventosa, M.; Baíllo, Á.; Ramos, A.; Rivier, M. (2005): Electricity market modeling trends. In: *Energy Policy* 33 (7), S. 897-913.

- Ventosa, M.; Denis, Rafael; Redondo, C. (2002): Expansion planning in electricity markets. Two different approaches. Beitrag *14th Power Systems Computation Conference (PSCC 2002)*, Sevilla, 24.-28.06.2002.
- VGB PowerTech (2011): Technisch-wissenschaftliche Berichte: Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2001-2010, Essen.
- Wagner, A. (2012): Residual demand modeling and application to electricity pricing. Berichte des Fraunhofer ITWM 213, http://www.itwm.fraunhofer.de/fileadmin/ITWM-Media/Zentral/Pdf/Berichte_ITWM/2011/bericht_213.pdf, abgerufen am 09.09.2016.
- Wagner, U.; Geiger, B.; Hardi, M.; Brückl, O.; Roth, H.; Tzscheuschler, P. (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Abschlussbericht, München.
- Waniek, D. (2010): Lastflussbasierte Bewertung von Engpässen im elektrischen Energieübertragungsnetz. Sierke, Göttingen.
- Wassermann, S.; Reeg, M.; Nienhaus, K. (2015): Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents – The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources. In: *Energy Policy* 76, S. 66-75.
- Weidlich, A. (2008): Engineering interrelated electricity markets – An agent-based computational approach. Physica, Heidelberg/London.
- Weidlich, A.; Veit, D. (2008): A critical survey of agent-based wholesale electricity market models. In: *Energy Economics* 30 (4), S. 1728-1759.
- Weron, R. (2014): Electricity price forecasting – A review of the state-of-the-art with a look into the future. In: *International Journal of Forecasting* 30 (4), S. 1030-1081.
- Westner, G.; Madlener, R. (2012): Investment in new power generation under uncertainty – Benefits of CHP vs. condensing plants in a copula-based analysis. In: *Energy Economics* 34 (1), S. 31-44.
- Wilson, R. (2002): Architecture of Power Markets. In: *Econometrica* 70 (4), S. 1299-1340.
- Wöhe, G.; Döring, U. (2010): Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Vahlen, München.
- Wooldridge, M. J. (1998): Agent-based computing. In: *Interoperable Communication Networks* 1 (1), S. 71-97.
- Wooldridge, M. J.; Jennings, N. R. (1995): Intelligent agents: theory and practice. In: *The Knowledge Engineering Review* 10 (2), S. 115-152.

- World Nuclear News (2012): Belgian reactors learn their fate. http://www.world-nuclear-news.org/NP-Belgian_reactors_learn_their_fate-0507127.html (Stand: 05.07.2012), abgerufen am 09.09.2016.
- Wu, L.; Shahidehpour, M.; Li, T. (2007): Stochastic Security-Constrained Unit Commitment. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (2), S. 800-811.
- Yu, J.; Zhou, J.-Z.; Yang, J.-J.; Wu, W.; Fu, B.; Liao, R.-T. (2004): Agent-based retail electricity market: modeling and analysis. Beitrag *3rd International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Shanghai, 26.-29.08.2004, S. 95-100.
- Zachmann, G. (2008): Electricity wholesale market prices in Europe – Convergence? In: *Energy Economics* 30 (4), S. 1659-1671.
- Zhang, T.; Nuttall, W. J. (2011): Evaluating Government's Policies on Promoting Smart Metering Diffusion in Retail Electricity Markets via Agent-Based Simulation. In: *Journal of Product Innovation Management* 28 (2), S. 169-186.
- Zheng, R.; Zhong, J. (2010): Generation adequacy assessment for power systems with wind turbine and energy storage. Beitrag *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT 2010)*, Gaithersburg, 19.-21.01.2010.
- Zhou, Z.; Chan, W. K.; Chow, J. H. (2007): Agent-based simulation of electricity markets: a survey of tools. In: *Artificial Intelligence Review* 28 (4), S. 305-342.
- Ziel, F.; Steinert, R.; Husmann, S. (2015): Forecasting day ahead electricity spot prices: The impact of the EXAA to other European electricity markets. In: *Energy Economics* 51, S. 430-444.

Datenbanken

- APX [Amsterdam Power Exchange] (2015b): Datenbank Marktdaten, <https://www.apxgroup.com/>.
- Bundesnetzagentur (2016a): Kraftwerksliste (Stand: 10.05.2016), http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- Bundesnetzagentur (2016b): Liste der Kraftwerksstilllegungsanzeigen (Stand: 12.08.2016), http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.
- ECN [Energy research Centre of the Netherlands] (2011): Data on renewable energy in the European Union Member States (Stand: 2011), <https://www.ecn.nl/projects/nreap/home>.

EEX [European Energy Exchange] (2015b): Datenbank Marktdaten, <https://www.eex.com/de/marktdaten>.

EEX [European Energy Exchange] (2015c): Transparenzplattform, <http://www.eex-transparency.com/>.

Elia (2015b): Grid data, <http://www.elia.be/en/grid-data>.

ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2015b): Consumption Data, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.

ENTSO-E [European Network of Transmission System Operators for Electricity] (2015c): Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>.

EurObserv'ER (2015): Datenbank Erneuerbare Energien, <http://www.eurobserv-er.org/>.

Platts (2009): World Electric Power Plants (WEPP) Database (Stand: März 2009), <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>.

RTE [Réseau de Transport d'Electricité] (2015): Portail Clients, <https://clients.rte-france.com>.