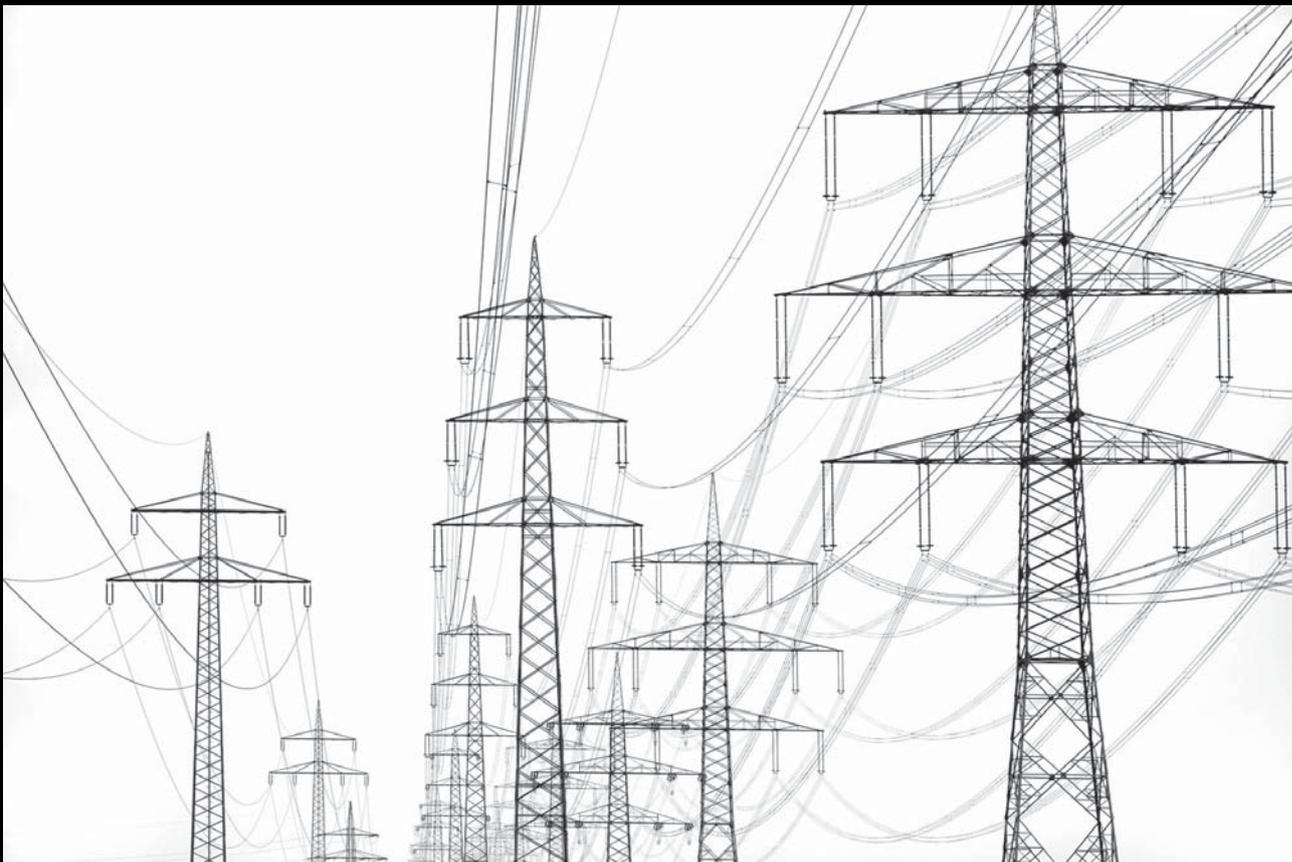


WESTFÄLISCHE
WILHELMS-UNIVERSITÄT
MÜNSTER

Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten

Björn Liebau





Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten

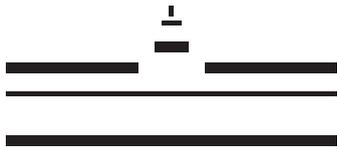
Inauguraldissertation
zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
durch die Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster
vorgelegt von
Björn Liebau
aus Hannover

Erster Berichterstatter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele
Zweiter Berichterstatter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig
Dekan: Prof. Dr. Thomas Apolte

Tag der mündlichen Prüfung: 11. Januar 2012

Björn Liebau

Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten



WESTFÄLISCHE
WILHELMS-UNIVERSITÄT
MÜNSTER

Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster

Reihe IV

Band 5

Björn Liebau

Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten

Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster

herausgegeben von der Universitäts- und Landesbibliothek Münster

<http://www.ulb.uni-muenster.de>

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Buch steht gleichzeitig in einer elektronischen Version über den Publikations- und Archivierungsserver der WWU Münster zur Verfügung.

<http://www.ulb.uni-muenster.de/wissenschaftliche-schriften>

Björn Liebau

„Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten“
Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster, Reihe IV, Band 5

© 2012 der vorliegenden Ausgabe:

Die Reihe „Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster“ erscheint im Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG Münster

www.mv-wissenschaft.com

ISBN 978-3-8405-0066-4 (Druckausgabe)

URN [urn:nbn:de:hbz:6-20479345378](http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:hbz:6-20479345378) (elektronische Version)

direkt zur Online-Version:

© 2012 Björn Liebau

Alle Rechte vorbehalten

Satz: Björn Liebau
Titelbild: © Tom Bayer, fotolia.de
Umschlag: MV-Verlag
Druck und Bindung: MV-Verlag



VORWORT

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie der Universität Münster. Sie wurde im Wintersemester 2011/2012 von der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät als Dissertation angenommen. Ich möchte an dieser Stelle all denjenigen meinen Dank aussprechen, die mich in dieser Zeit unterstützt haben.

Dies gilt ganz besonders meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr. Wolfgang Ströbele, der mir einen großen wissenschaftlichen Freiraum eingeräumt hat und mich mit vielen konstruktiven Ratschlägen gefördert hat. Herrn Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig möchte ich für die Übernahme des Zweitgutachtens danken.

Meinen Lehrstuhlkollegen Mark Andor, Markus Flaute, Kai Flinkerbusch, Matthias Janssen, Jörg Lings, Stefan Schramm, Daniel Schultz, Achim Voß und Magnus Wobben möchte ich für die vielen Diskussionen und Anregungen danken, die mir bei der Erstellung dieser Arbeit sehr geholfen haben. Rückblickend werde ich die ausgezeichnete Arbeitsatmosphäre am Lehrstuhl sehr vermissen. Einen großen Anteil daran hatte auch unsere Lehrstuhlsekretärin Frau Petra Voß, der ich für ihre unterstützenden Worte und all die kleinen und großen Dinge, die sie im Hintergrund für mich erledigt hat, ganz herzlich danken möchte.

Schließlich möchte ich meiner Freundin Birgit, meinen Eltern und meinen Freunden danken. Eure Geduld und Unterstützung haben mir stets den nötigen Rückhalt gegeben. Euch möchte ich diese Arbeit widmen.

Münster, im Frühjahr 2012

Björn Liebau

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Symbolverzeichnis.....	VIII
1 Einleitung.....	1
2 Stromwirtschaftliche Grundlagen	5
2.1 Das Gut „Strom“	5
2.2 Die stromwirtschaftliche Wertschöpfungskette	9
2.3 Angebot und Nachfrage	11
2.4 Anforderungen an die Netzregulierung	20
2.5 Anforderungen an das Strommarktdesign.....	22
2.5.1 Effiziente Bereitstellung der Netzstabilität	23
2.5.2 Effiziente Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten ..	35
2.5.3 Effiziente Anreize zur Anpassung an Strukturveränderungen	38
3 Das deutsche Strommarktdesign	40
3.1 Grundlegende Ausgestaltung.....	40
3.1.1 Produktmarkt.....	42
3.1.2 Regelleistungsmarkt.....	45
3.1.3 Bilanzausgleich	50
3.2 Analyse.....	54
3.2.1 Bereitstellung der Netzstabilität	54
3.2.2 Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten.....	72
3.2.3 Anreize zur Anpassung an Strukturveränderungen	74
3.3 Politischer Handlungsbedarf.....	76
3.3.1 Modifizierung der Regelleistungsausschreibungen	76
3.3.2 Modifizierung der Bilanzkreisabrechnung	79

INHALTSVERZEICHNIS

3.3.3 Standortorientierte Investitionsanreize	82
3.3.4 Verlässliche politische Rahmendaten.....	82
4 Weitergehende Markteingriffe	83
4.1 Die Förderung erneuerbarer Energien	83
4.1.1 Politische Ziele und ökonomische Legitimation	86
4.1.2 Ausgestaltung des Markteingriffs.....	92
4.1.2.1 Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang.....	92
4.1.2.2 Optionale Direktvermarktung.....	100
4.1.3 Analyse des Markteingriffs.....	104
4.1.3.1 Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang.....	104
4.1.3.2 Optionale Direktvermarktung.....	128
4.1.4 Politischer Handlungsbedarf	140
4.2 Der Atomausstieg.....	146
4.2.1 Politische Ziele und ökonomische Legitimation	146
4.2.2 Ausgestaltung des Markteingriffs.....	150
4.2.3 Analyse des Markteingriffs.....	156
4.2.4 Politischer Handlungsbedarf	173
5 Fazit	175
Literaturverzeichnis.....	181

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2.1:	Anteiliger Anschlusswert der Stromverwendungsgeräte in Deutschland zwischen 1890 und 1907	8
Abbildung 2.2:	Die Stromwirtschaftliche Wertschöpfungskette	11
Abbildung 2.3:	Tageslastkurven im Vergleich	12
Abbildung 2.4:	Technologiewahl in Abhängigkeit der Kostenparameter und der Jahreslastkurve	15
Abbildung 2.5:	Die merit order	16
Abbildung 2.6:	Opportunitätskosten bei einer Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten auf dem Regelleistungsmarkt.....	26
Abbildung 3.1:	Der deutsche Strommarkt	41
Abbildung 3.2:	Bestimmung des Netzregelverbundsaldo	51
Abbildung 3.3:	Arbeitspreisgebote für Sekundärregelleistung.....	59
Abbildung 3.4:	Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit vom Netzregelverbundsaldo.....	60
Abbildung 3.5:	Differenz zwischen dem Ausgleichsenergiepreis und dem day-ahead-Preis in Abhängigkeit vom Netzregelverbundsaldo.....	62
Abbildung 3.6:	Auswirkungen des Anpassungsverhaltens der Bilanzkreisverantwortlichen	67
Abbildung 3.7:	Leistungspreisgebote für positive und negative Sekundärregelleistung.....	70
Abbildung 3.8:	Korrelation zwischen den stündlichen day-ahead-Preisen und dem Netzregelzonensaldo	73
Abbildung 4.1:	Entwicklung der regenerativen Anlagenkapazität.....	84
Abbildung 4.2:	Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung.....	85
Abbildung 4.3:	Die Vermarktung der EEG-Stromerzeugung.....	98

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 4.4:	Der Produktmarkt mit dem System der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang für EEG-Anlagen	100
Abbildung 4.5:	Das Marktprämienmodell für EEG-Anlagen.....	103
Abbildung 4.6:	Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang	110
Abbildung 4.7:	Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Bonussystem.....	115
Abbildung 4.8:	Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang	121
Abbildung 4.9:	Ergebnisse der Effizienzanalyse verschiedener Fördermodelle für erneuerbare Energien	125
Abbildung 4.10:	Inverse der Preisdauerlinie des day-ahead-Markts ...	127
Abbildung 4.11:	Der optimale Produktionspfad im Referenzfall	158
Abbildung 4.12:	Der optimale Extraktionspfad von Ressourcenbesitzern im ressourcenökonomischen Grundmodell.....	161
Abbildung 4.13:	Der optimale Produktionspfad infolge der Reststrommengenregulierung.....	168
Abbildung 4.14:	Die optimalen Produktionspfade der Atomkraftwerksbetreiber in den einzelnen Ausstiegsszenarien	172

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1:	Flexibilitätsparameter der Erzeugungstechnologien	17
Tabelle 3.1:	Ausgleichsenergiepreise im Zeitraum von Januar bis April 2011	61
Tabelle 3.2:	Differenz zwischen Ausgleichsenergiepreis und day-ahead-Preis im Zeitraum von Januar und April 2011	63
Tabelle 3.3:	Netzregelverbundsaldo und EEG-Bilanzkreissaldo im Zeitraum von Januar bis April 2011	68
Tabelle 3.4:	Politische Zielsetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energien im Zeitablauf.....	74
Tabelle 4.1:	Degressionsfaktoren für Solaranlagen.....	95
Tabelle 4.2:	Die energieträgerspezifische Prämie	102
Tabelle 4.3:	Klassifizierung der untersuchten Förderinstrumente...	105
Tabelle 4.4:	Anzahl der Stunden mit negativen Preisen am day-ahead-Markt der EPEX Spot.....	126
Tabelle 4.5:	Potentielle Effizienzgewinne bei einer Direktvermarktung gegenüber der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber	130
Tabelle 4.6:	Effizienzwirkung des Marktprämienmodells	137
Tabelle 4.7:	Effizienzwirkung der Grünstromvermarktung	140
Tabelle 4.8:	Die Effizienzwirkung alternativer Fördersysteme für EEG-Bestandsanlagen.....	145
Tabelle 4.9:	Der Atomausstieg nach dem AtG 2002	152
Tabelle 4.10:	Die Laufzeitverlängerung nach dem AtG 2010	154
Tabelle 4.11:	Der Atomausstieg nach dem AtG 2012	156
Tabelle 4.12:	Parameterkonstellationen der Szenarien.....	171

SYMBOLVERZEICHNIS

<i>A</i>	Gebot bei einer eindimensionalen Auktion im Regelleistungsmarkt
<i>AEP</i>	Ausgleichsenergiepreis
<i>AP</i>	Arbeitspreisgebot im deutschen Regelleistungsmarkt
<i>B</i>	Einspeisevergütungssatz bei einem Bonussystem
<i>D</i>	Stromnachfrage im Reststrommengenmodell
<i>DB</i>	Deckungsbeitrag
<i>E</i>	Gebotsparameter für den Einsatz von Regelleistung bei einer mehrdimensionalen Auktion im Regelleistungsmarkt
<i>EMW</i>	Energieträgerspezifischer Marktwert im Marktprämienmodell
<i>EP</i>	Energieträgerspezifische Prämie im Marktprämienmodell
<i>ESVmV</i>	Einspeisevergütungssatz bei einem Einspeisevergütungssystem mit einem institutionellem Vorrang
<i>ESVoV</i>	Einspeisevergütungssatz bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang
<i>EW(X)</i>	Erwarteter Zahlungsstrom aus der Abrechnung der Ausgleichsenergielieferungen
<i>G</i>	Bewertung der Gebotsparameter durch die Übertragungsnetzbetreiber
<i>K</i>	Fixkosten
<i>KAS</i>	Fördersatz bei einer Kapazitätsausschreibung
<i>KR</i>	Konsumentenrente
<i>LP</i>	Leistungspreisgebot im deutschen Regelleistungsmarkt
<i>M</i>	Kapazität der Atomkraftwerke im Reststrommengenmodell

<i>ML</i>	Mindestauslastung eines Kraftwerks
<i>MP</i>	Marktprämie
<i>OK</i>	Opportunitätskosten
<i>PR</i>	Produzentenrente
<i>Q</i>	Höhe der Quote in einem Quotensystem
<i>R</i>	Reststrommenge
<i>RP</i>	Preis einer erschöpfbaren Ressource
<i>TVK</i>	Transaktions- und Versicherungskosten
<i>U</i>	Netzregelverbundsaldo
<i>V</i>	Gebotsparameter für die Vorhaltung der Regelleistung bei einer mehrdimensionalen Auktion im Regelleistungsmarkt
<i>VG</i>	Auszahlungen für die Vergütung der Gebote im Regelleistungsmarkt
<i>VML</i>	Verlust bei der Vermarktung der Mindestauslastung am Produktmarkt
<i>W</i>	Wohlfahrtsfunktion
<i>Z</i>	Zertifikatspreis bei einem Quotensystem
<i>a, b</i>	Bestandteile der Stromnachfrage im Produktmarktmodell
<i>c</i>	Grenzkosten
<i>f, g</i>	Bestandteile der Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung im Produktmarktmodell
<i>k, z, h, l</i>	Bestandteile der Stromnachfrage im Reststrommengenmodell
<i>p</i>	Strompreis
<i>q(t)</i>	Angebotspfad der Ressourceneigner beziehungsweise der Atomkraftwerksbetreiber im Reststrommengenmodell

SYMBOLVERZEICHNIS

t	Zeiteinheit
u, w	Grenzkostenbestandteile der fossilen Stromerzeugung im Reststrommengenmodell
v	Maximal mögliche regenerative Stromproduktion im Produktmarktmodell
x	Stromerzeugung
y	Stromnachfrage im Produktmarktmodell
α	Wahrscheinlichkeit, dass unvorhergesehene Störungen zu einem positiven Netzregelverbundsaldo führen
β	Verhaltensinduzierte Wahrscheinlichkeit für einen positiven Netzregelverbundsaldo
δ	Abrufwahrscheinlichkeit im Regelleistungsmarkt
λ	Knappheitsrente
φ	Vermarktete regenerative Stromproduktion im Produktmarktmodell
ψ	Zinssatz im Reststrommengenmodell

1 EINLEITUNG

Die Stromversorgung galt ebenso wie andere Netzindustrien lange als wettbewerblicher Ausnahmetatbestand entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Erst in den letzten Jahrzehnten hat sich im wissenschaftlichen und politischen Diskurs die Erkenntnis durchgesetzt, dass lediglich im Bereich der Stromnetze, nicht aber im Bereich der Stromerzeugung und des Stromvertriebs ein natürliches Monopol vorliegt. Darauf aufbauend wurde vielerorts ein als Liberalisierung bezeichneter Deregulierungsprozess eingeleitet, der zu einer Herausbildung von wettbewerblichen Strommärkten führen soll. Während das Potential der Liberalisierung in Form eines ökonomisch effizienten Stromversorgungssystems unumstritten ist, gibt es in Bezug auf die optimale Ausgestaltung der Liberalisierung weiterhin eine breite wissenschaftliche und politische Debatte. Grundsätzlich müssen zwei Bedingungen erfüllt sein, damit sich ein funktionsfähiger Strommarkt herausbilden kann:

- Eine effiziente Regulierung der Stromnetze. In diesen Bereich fallen unter anderem die Ausgestaltung der vertikalen Entflechtung der vormaligen Gebietsmonopolisten, die Methodik zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte sowie die Ausgestaltung der Vergabe von Engpasskapazitäten.
- Ein effizientes Strommarktdesign, um weitere Marktversagenstatbestände im Bereich der Stromerzeugung und Stromnutzung zu beseitigen. In diesen Bereich fallen unter anderem die Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte zur Bereitstellung der Netzstabilität, die Vermeidung von Investitionshemmnissen sowie die Ausgestaltung weitergehender staatlicher Lenkungseingriffe, die die Nutzung bestimmter Stromerzeugungstechnologien betreffen.

In der Frühphase der Liberalisierung hat sich die Forschung vor allem auf die Ausgestaltung der Netzregulierung konzentriert. Versorgungskrisen in

EINLEITUNG

einigen liberalisierten Strommärkten und die zunehmende Intensität und Bedeutung staatlicher Lenkungseingriffe rücken jedoch seit einigen Jahren verstärkt die Ausgestaltung des Marktdesigns in den Blickpunkt des wissenschaftlichen Interesses. Auf diesem Bereich liegt auch der Fokus der vorliegenden Arbeit, in der eine systematische Untersuchung des deutschen Strommarktdesigns vorgenommen wird. Dabei wird insbesondere aufgezeigt, wie sich die konkrete Ausgestaltung der unterschiedlichen Bausteine des Marktdesigns auf das Verhalten der Stromanbieter auswirkt. Das Ziel der Analyse besteht darin, Ineffizienzen in der bestehenden Ausgestaltung des Marktdesigns in Deutschland zu lokalisieren und geeignete Reformoptionen zu entwickeln.

Zu diesem Zweck erfolgt in Kapitel zwei zunächst eine mikroökonomische Fundierung der Besonderheiten des Gutes „Strom“. Darüber hinaus werden die für einen funktionsfähigen Strommarkt notwendigen regulatorischen Voraussetzungen herausgearbeitet. Entsprechend der Konzeption dieser Arbeit werden die Anforderungen an die Regulierung der Stromnetze dabei nur kurz skizziert, während das Hauptaugenmerk den Anforderungen an das Strommarktdesign gilt.

Das dritte Kapitel beginnt mit einer kurzen Erläuterung der grundlegenden Ausgestaltung des deutschen Strommarkts. Anschließend wird überprüft, ob das deutsche Strommarktdesign den in Kapitel zwei abgeleiteten Anforderungen gerecht wird. Dabei wird anhand formaler Analysen gezeigt, dass sich in verschiedenen Bereichen Ineffizienzen ergeben. Dies betrifft vor allem die Ausgestaltung des Auktionsdesigns auf dem Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarkt und das Abrechnungsverfahren für Bilanzkreisungleichgewichte. Zudem wird aufgezeigt, dass die Stromanbieter bislang keine Anreize haben, bei ihrer Standortentscheidung Netzrestriktionen zu berücksichtigen, und die Inkonsistenz der politischen Markteingriffe dazu führen kann, dass Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten unterbleiben. Zum Abschluss des Kapitels werden Handlungsempfehlungen entwickelt, mit denen die Effizienz des Strommarktdesigns erhöht werden kann.

Der deutsche Strommarkt wird darüber hinaus von zwei staatlichen Lenkungseingriffen geprägt, die die Technologiewahl beeinflussen. Durch die Förderung der erneuerbaren Energien soll der Anteil der regenerativen Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 35 Prozent erhöht werden. Gleichzeitig müssen durch den Atomausstieg bis zum Jahr 2023 alle Kernkraftwerke in Deutschland stillgelegt werden. Die Ausgestaltung dieser Lenkungseingriffe wird in Kapitel vier untersucht.

Der erste Teil des vierten Kapitels beschäftigt sich mit der Förderung der erneuerbaren Energien. Dazu wird ein einfaches Produktmarktmodell entwickelt, mit dem die Effizienzwirkung unterschiedlicher Förderinstrumente bewertet werden kann. Im Rahmen dieser Analyse wird gezeigt, dass das in Deutschland verwendete Förderinstrument der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang ab einer bestimmten regenerativen Anlagenkapazität zu hohen Wohlfahrtsverlusten führen kann. Es wird zudem nachgewiesen, dass dieser Schwellenwert in Deutschland bereits erreicht wurde. Ein weiterer wesentlicher Bestandteil der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ist das System der optionalen Direktvermarktung. Die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen können dadurch temporär aus dem Einspeisevergütungssystem aussteigen und ihre Anlagen eigenverantwortlich vermarkten. Auf diese Weise soll eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht werden. Es wird allerdings gezeigt, dass sich aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung des optionalen Direktvermarktungssystems vor allem hohe Mitnahmeeffekte ergeben. Auf Basis der Analyseergebnisse wird schließlich ein alternatives Fördersystem entwickelt, mit dem die Effizienz der Förderung erhöht werden kann.

Im zweiten Teil des vierten Kapitels wird die Ausgestaltung des Atomausstiegs analysiert. Der Atomausstieg erfolgt im Wesentlichen durch die Ausgabe von limitierten Produktionsrechten, den so genannten Reststrommengen. Es wird gezeigt, dass das Gut „Reststrommenge“ vergleichbare ökonomische Eigenschaften wie eine endliche Ressource hat. Die Auswirkungen der Reststrommengenregulierung auf die Angebotsent-

EINLEITUNG

scheidung der Atomkraftwerksbetreiber werden deshalb anhand eines um die wesentlichen Eigenschaften des Strommarkts erweiterten ressourcenökonomischen Grundlagenmodells analytisch und numerisch modelliert. Dadurch wird gezeigt, dass die Reststrommengenregulierung zu Ineffizienzen führt. Auf Basis dieser Ergebnisse werden schließlich Handlungsempfehlungen abgeleitet, mit denen die Ineffizienzen vermieden werden können.

Das abschließende fünfte Kapitel fasst die wichtigsten Ergebnisse der Arbeit zusammen. Darüber hinaus erfolgt ein Ausblick auf zukünftigen Forschungsbedarf.

2 STROMWIRTSCHAFTLICHE GRUNDLAGEN

2.1 DAS GUT „STROM“

Das ökonomische Gut „Strom“ entspricht aus physikalischer Sicht der Energieform „elektrische Energie“.¹ Die technische Nutzung dieser Energieform wurde durch die Erforschung elektrochemischer und magnetoelektrischer Prozesse zur Stromerzeugung im frühen 19. Jahrhundert ermöglicht. So entwickelte Alessandro Volta im Jahr 1800 die Voltasäule, mit der chemische Energie in Strom umgewandelt werden konnte. Diese Vorrichtung war die erste elektrochemische Stromquelle und bildet damit den Grundstein für die heutige Batterie- und Akkumulatortechnik. Im Jahr 1831 entdeckte Michael Faraday die Induktion, durch die mechanische Energie in Strom umgewandelt werden konnte. Schon ein Jahr später nutzte Antoine Pixii dieses Prinzip zum Bau der ersten magnetoelektrischen Kraftmaschine.²

Auch wenn elektrochemische Batterien und Akkumulatoren sowie magnetoelektrische Kraftmaschinen in der Folgezeit stetig weiterentwickelt wurden, verblieb insbesondere der hohe Materialbedarf bei gleichzeitig nur sehr geringen Wirkungsgraden problematisch.³ Eine großflächige Bereitstellung von Strom war deshalb erst nach der Entwicklung und Verbreitung der Dynamomaschine auf Basis des dynamoelektrischen Prinzips durch Werner von Siemens im Jahr 1866 möglich. Simultan zur

¹ Die ökonomische Definition des Begriffes „Strom“ ist damit von der physikalischen Bezeichnung „elektrischer Strom“ abzugrenzen, mit der die gerichtete Bewegung von Elektronen definiert wird. Nutzt man Strom im ökonomischen Sinne, beispielsweise zum Autofahren, so nutzt man nicht die gerichtete Bewegung der Elektronen selbst, sondern die dabei transportierte elektrische Energie, die mithilfe des Elektromotors in mechanische Energie umgewandelt wird. Für eine weitergehende Darstellung der physikalischen Hintergründe vgl. z.B. Halliday et al. (2003): S. 528ff., S. 598ff., S. 752ff und S. 778ff.

² Vgl. Fouquet (2008): S. 39.

³ Vgl. Wolter/Reuter (2005): S. 20f und 25.

magnetelektrischen Kraftmaschine wird auch hier mechanische Energie in Strom umgewandelt, allerdings mit deutlich höheren Wirkungsgraden und geringerem Materialbedarf. Die aus technischer Sicht herausragende Bedeutung dieser Erfindung zeigt sich darin, dass auch heutige Generatoren zur Stromerzeugung auf dem dynamoelektrischen Prinzip basieren.⁴

Aus ökonomischer Sicht stiftet die technische Verfügbarkeit von Strom keinen direkten Nutzen. Das Gut „Strom“ stellt vielmehr ein Komplementärgut dar, das nur in Verbindung mit anderen Produkten einen Nutzwert hat. Im frühen 19. Jahrhundert gab es nur wenige solcher Komplemente, weshalb die wirtschaftliche Stromverwendung entsprechend eingeschränkt war. Als problematisch erwies sich vor allem die Konkurrenz zu anderen Energieträgern. So entwickelte Humphry Davy beispielsweise im Jahr 1809 die Bogenlampe, mit der erstmals Licht aus Strom erzeugt werden konnte, die jedoch im Vergleich zu konkurrierenden Lichterzeugungstechnologien wie Stadtgas- oder Petroleumlampen deutlich teurer und aufwendiger in der Handhabung war. Aufgrund der hohen und nicht steuerbaren Leuchtkraft konnten Bogenlampen zudem nicht im Hausgebrauch verwendet werden, weshalb sie nur vereinzelt für Spezialanwendungen wie die Beleuchtung bedeutender öffentlicher Plätze, Opern, Fabriken und Baustellen sowie für den Betrieb von Leuchttürmen eingesetzt wurden.⁵

Trotzdem sollte der Lichtmarkt von entscheidender Bedeutung für die Entwicklung der Elektrizitätswirtschaft werden. Den Wendepunkt markierte dabei die von Thomas Edison im Jahr 1879 entwickelte Glühbirne, die universell einsetzbar war und Stadtgas- und Petroleumlampen in der Folgezeit mehr und mehr verdrängte. Für den Erfolg war allerdings nicht allein die Lampe, sondern vor allem das dahinter stehende Stromversorgungskonzept verantwortlich. Edisons Glühbirnen konnten im Vergleich zu vorherigen Stromlampen relativ einfach in ein Leitungsnetz integriert und anschließend kostengünstig von einem großen Zentralgenerator mit Strom

⁴ Vgl. Bohn/Marschall (1992): S. 41.

⁵ Vgl. Wolter/Reuter (2005): S. 38f und 44ff.

versorgt werden. Dieses Prinzip prägt bis heute die Elektrizitätswirtschaft.⁶ Die Entstehung der ersten Leitungsnetze durch die Entwicklung und Verbreitung der Glühbirne kennzeichnet somit den Ausgangspunkt der gesellschaftlichen Elektrifizierung.

Die Nachfrage nach Licht beschränkte sich allerdings auf wenige Stunden pro Tag, wodurch die Auslastung der Zentralgeneratoren entsprechend gering war. Die Stromproduzenten versuchten deshalb in der Folgezeit, auch in den übrigen Stunden die Voraussetzung für eine Stromnachfrage zu schaffen, um so einen konstanten Betrieb der Zentralgeneratoren zu ermöglichen. Sie unterstützten auf der einen Seite die Entwicklung weiterer Anwendungsmöglichkeiten für Strom und führten darüber hinaus tageszeitabhängige Tarife ein, um den Absatz der Komplemente und deren Gebrauch in Zeiten schwacher Lichtnachfrage zu erhöhen.⁷ Der Erfolg dieser Maßnahmen zeigt sich in Abbildung 2.1, in der die anteilige Leistung der angeschlossenen Stromverwendungsgeräte in Deutschland zwischen 1890 und 1907 abgetragen ist.

Wurde Strom in den Anfangsjahren fast ausschließlich zur Lichterzeugung verwendet, dominierten schon zu Beginn des 20. Jahrhunderts alternative Anwendungen wie Elektromotoren für den Antrieb von Straßenbahnen oder Hubmaschinen.⁸ Dies hatte auch Auswirkungen auf die Substituierbarkeit von Strom. In der Frühphase der Elektrifizierung konnte Strom durch die Fokussierung auf die Lichterzeugung noch relativ einfach durch konkurrierende Energieträger wie Stadtgas ersetzt werden. Heutzutage ist das Gut „Strom“ dagegen aufgrund der vielfältigen Anwendungsgebiete der elektrischen Antriebe und anderer elektrischer Geräte nicht mehr substituierbar.⁹

⁶ Vgl. Fouquet (2008): S. 109ff und Bohn/Marschall (1992): S. 45f.

⁷ Vgl. Wolter/Reuter (2005): S. 149f.

⁸ Eine zeitgenössische Darstellung der frühen Verwendungsmöglichkeiten für Strom liefert zum Beispiel Meyen (1915): S. 71ff und 193f.

⁹ Vgl. Ströbele et al. (2010): S. 205.

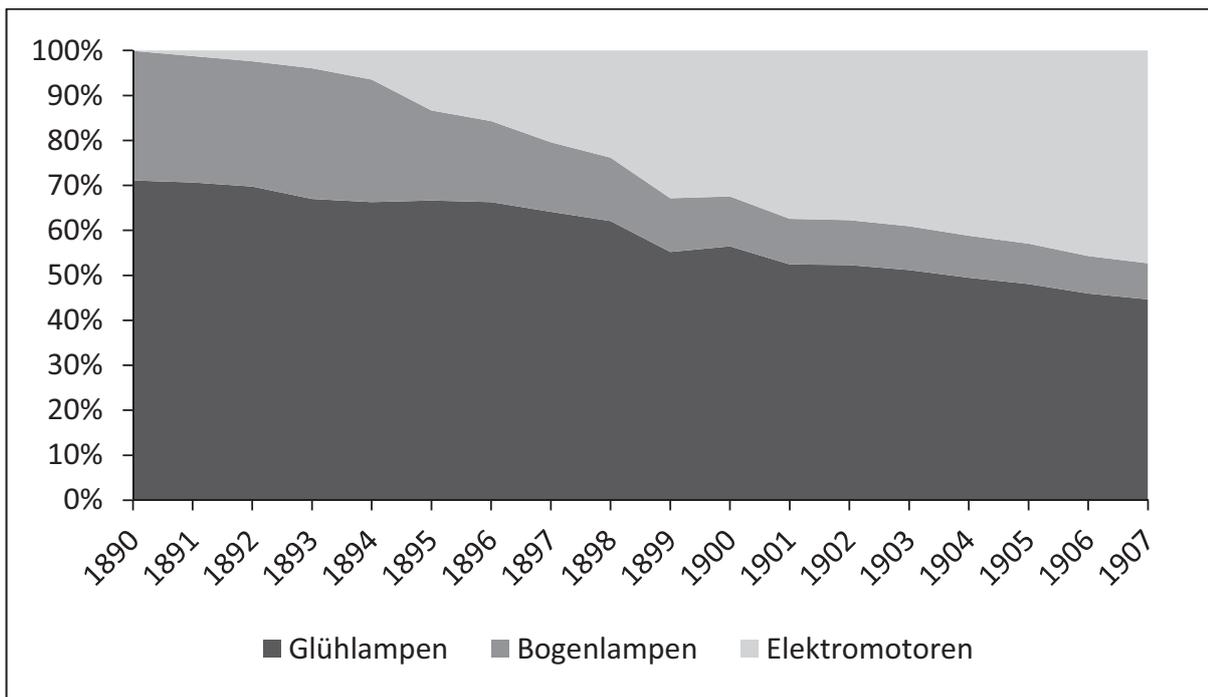


Abbildung 2.1: Anteiliger Anschlusswert der Stromverwendungsgeräte in Deutschland zwischen 1890 und 1907

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von Ott (1986): S. 2

Die anfangs verwendete Gleichstromtechnik wurde im Laufe der Zeit mehr und mehr durch die Wechselstromtechnik abgelöst.¹⁰ Wechselstrom lässt sich im Vergleich zu Gleichstrom verlustarm auf verschiedene Spannungsstufen transformieren. Da die Transportverluste bei der Stromübertragung mit zunehmender Stromspannung sinken, konnten durch die Wechselstromtechnik größere Entfernungen überbrückt werden.¹¹ Dadurch war es nicht mehr zwingend notwendig, Kraftwerke verbrauchsnahe innerhalb der Ballungszentren zu errichten, vielmehr konnten nun Standorte ausgewählt

¹⁰ Die Entwicklung der Stromübertragung mithilfe der Wechselstromtechnik wurde von George Westinghouse und Nikola Tesla, einem früheren Mitarbeiter von Thomas Edison, vorangetrieben. Edison selbst hat lange versucht, den Wechsel der Übertragungstechnik zu verhindern, um den Wert seiner Patente im Bereich der Gleichstromtechnik zu schützen. Für eine ausführliche Schilderung der Auseinandersetzung zwischen Edison und Westinghouse vgl. z.B. Davis (2003): S268ff.

¹¹ Zu beachten ist allerdings, dass sich die Stromspannung nicht beliebig hochskalieren lässt. Deshalb sind bei sehr großen Entfernungen sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) den Wechselstromleitungen überlegen.

werden, die in Bezug auf die Brennstoffversorgung, die Grundstückspreise sowie eventuelle Vorgaben für die Lärm- und Schadstoffemissionen günstigere Bedingungen aufwiesen. Die Wechselstromtechnik ermöglichte einen Zusammenschluss der lokal begrenzten Inselnetze, um auf diese Weise lokal unterschiedliche Nachfrageprofile miteinander zu kombinieren und die Auslastung der Kraftwerke weiter zu erhöhen. Mithilfe regionaler und überregionaler Hochspannungsleitungen entstanden so im Laufe der Zeit Netzverbände. Diese Entwicklung markiert den Ausgangspunkt des modernen stromwirtschaftlichen Systems.

2.2 DIE STROMWIRTSCHAFTLICHE WERTSCHÖPFUNGSKETTE

Das moderne stromwirtschaftliche System umfasst die Stufen Erzeugung, Übertragungsnetz, Verteilnetz und Verbrauch. Dabei treten sowohl im Bereich der Stromnetze als auch bei der Stromproduktion Größenvorteile auf. In beiden Fällen ergibt sich somit eine zumindest abschnittsweise subadditive Kostenstruktur. Entscheidend für das Vorliegen eines natürlichen Monopols ist nun, ob die subadditive Kostenstruktur im Bereich der relevanten Nachfrage vorliegt.¹² Empirische Studien zeigen, dass dies für den Bereich des Stromtransports zutrifft.¹³ Die Stufen Übertragungs- und Verteilnetz stellen demnach ein natürliches Monopol dar.

Im Bereich der Stromerzeugung zeichnen vergleichbare Studien ein anderes Bild.¹⁴ Größenvorteile ergeben sich hier lediglich bis zu einer bestimmten technologiespezifischen Kraftwerkskapazität, die deutlich unterhalb der Stromnachfrage innerhalb der heutigen Netzverbände liegt. Auf der Stufe der Stromerzeugung ist somit ein Wettbewerb unterschiedlicher Stromproduzenten volkswirtschaftlich sinnvoll.

¹² Vgl. Schumann et al. (2007): S. 299ff.

¹³ Vgl. z.B. Weiss (1975), Henderson (1985), Roberts (1986), Nelson/Primeaux (1988) und Thompson (1997).

¹⁴ Vgl. z.B. Christensen/Greene (1976) und Kamerschen/Thompson (1993).

Eine zielgerichtete Belieferung von Nachfragern durch bestimmte Kraftwerke ist dabei allerdings nicht möglich, weil der Stromtransport mithilfe der Wechselstromtechnik nicht direkt steuerbar ist. Strom wird vielmehr automatisch zu den Verbrauchspunkten transportiert.¹⁵ Eine Zuordnung der Stromproduktion einzelner Anbieter auf die entsprechenden Nachfrager kann deshalb nur bilanziell, nicht aber physikalisch erfolgen. Für die Stromnutzung ist es jedoch unerheblich, welches Kraftwerk den Strom physisch liefert, weil sich Strom in der Anwendung nicht unterscheidet und damit ein homogenes Gut darstellt.

Strom kann allerdings nur dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn die Netzfrequenz in jedem Moment stabil ist, weil Abweichungen zu Netzzusammenbrüchen und zur Beschädigung der angeschlossenen Kraftwerke und Geräte führen können.¹⁶ Die Gewährleistung von Netzstabilität ist somit eine grundlegende Voraussetzung für den Betrieb von Strommärkten. Da Strom nicht einfach vernichtet werden kann, müssen sowohl Angebots-, als auch Nachfrageüberhänge unmittelbar ausgeglichen werden. Ursache von Marktungleichgewichten können dabei sowohl unvorhergesehene Kraftwerksausfälle als auch eine Abweichung des Stromverbrauchs von der Nachfrageprognose sein.¹⁷ Von Ausgleichsmaßnahmen profitieren alle Marktteilnehmer gleichermaßen, so dass eine Nicht-Rivalität bezüglich der Nutzung der Netzstabilität vorliegt. Eine Exkludierbarkeit wäre zudem nur möglich, wenn Marktteilnehmer zeitgleich und gezielt vom Netzbetrieb ausgeschlossen werden könnten. Der überwiegende Teil der Stromnachfrager ist jedoch mit Stromzählern ausgestattet, mit denen eine unmittelbare Abschaltung nicht möglich ist.¹⁸ Die Exkludierbarkeit ist damit im Allgemeinen nicht gegeben, weshalb Netzstabilität ein öffentliches Gut darstellt.

¹⁵ Der Stromfluss wird durch die kirchhoffschen Gesetze beschrieben. Für die physikalischen Hintergründe vgl. z.B. Halliday et al. (2003): S. 780f.

¹⁶ Vgl. Joo et al. (2008): S. 862ff.

¹⁷ Vgl. Swider (2006): S. 7f.

¹⁸ Zu den technischen Details der Stromzähler vgl. z.B. Wolter/Reuter (2005): S. 94ff.

Entlang der stromwirtschaftlichen Wertschöpfungskette ergeben sich aufgrund der technischen und ökonomischen Eigenschaften des Gutes „Strom“ somit einige besondere Merkmale, die in Abbildung 2.2 zusammengefasst sind. Auch wenn der Stromtransport ein natürliches Monopol darstellt, kann Strom wettbewerblich produziert und vertrieben werden, solange die Netzstabilität gewährleistet ist.

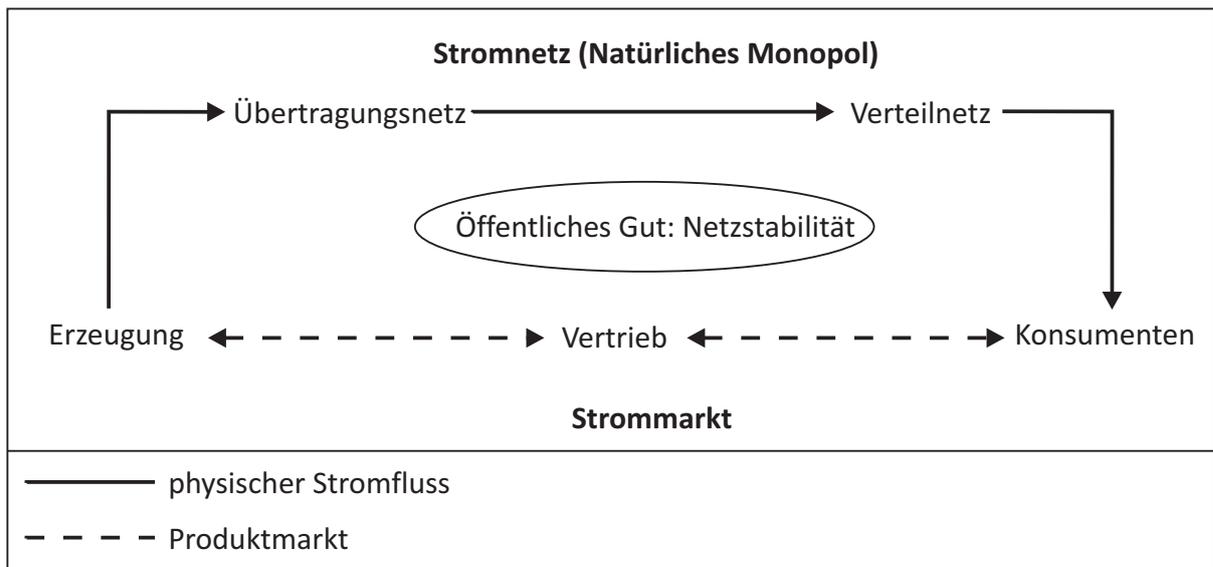


Abbildung 2.2: Die Stromwirtschaftliche Wertschöpfungskette

Quelle: Eigene Darstellung

2.3 ANGEBOT UND NACHFRAGE

Die fortschreitende Elektrifizierung in Verbindung mit den stetig wachsenden Anwendungsmöglichkeiten und veränderten Lebens- und Arbeitsgewohnheiten hat zu einer Angleichung des über den Tag verteilten Stromverbrauchs geführt. Abbildung 2.3 zeigt dies beispielhaft für Deutschland. Abgebildet sind die Lastganglinien des dritten Mittwochs im Dezember der jeweiligen Jahre.

Die grundlegende Struktur der Stromnachfrage hat sich allerdings nur unwesentlich verändert. Vormittags und am frühen Abend kommt es zu Nachfragespitzen, während in der Nacht die Stromnachfrage deutlich geringer ist. Neben den aufgezeigten Unterschieden im Tagesablauf ist die

Stromnachfrage in Deutschland zudem an Werktagen im Allgemeinen höher als an Wochenenden und Feiertagen sowie in Sommermonaten niedriger als in Wintermonaten.

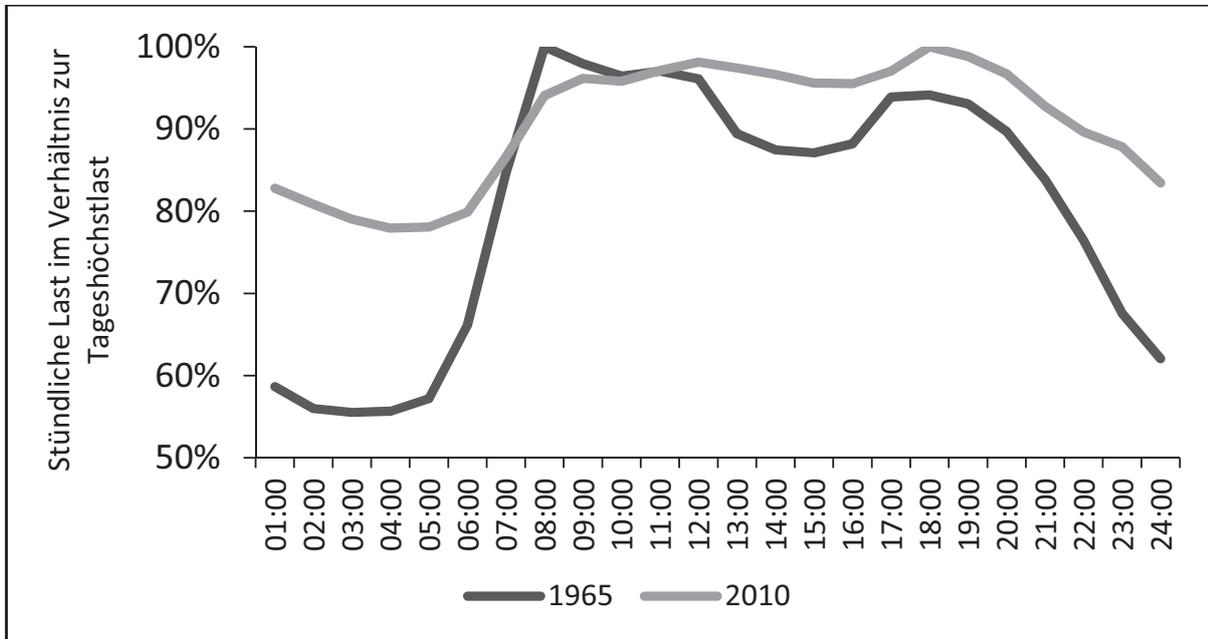


Abbildung 2.3: Tageslastkurven im Vergleich

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten vom Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (1966): S. 51 und dem Internetangebot der ENTSO-E (www.entso-e.eu)

Da Strom in kurzer Frist kaum substituierbar ist, reagiert die Nachfrage nur in sehr begrenztem Maße auf kurzfristige Preisänderungen.¹⁹ Für einen Großteil der Verbraucher gibt es dafür auch keinen Anreiz, weil mit der vorherrschenden Stromzählertechnik der Echtzeitverbrauch bisher nicht gemessen werden kann, wodurch eine zeitpunktgenaue Abrechnung des Stromverbrauchs nicht möglich ist.

Stromanbieter stehen somit einem un stetigen, nahezu preisunelastischen Nachfrageprofil mit periodischen Schwankungen gegenüber. Die Stromerzeugung kann dabei mithilfe unterschiedlicher Technologien erfolgen, die

¹⁹ Dies wird durch empirische Studien belegt, vgl. z.B. Beenstock et al. (1999), Al-Faris (2002) und Lijesen (2007).

sich grob anhand der eingesetzten Primärenergieträger unterscheiden lassen und jeweils unterschiedliche Kostenparameter aufweisen.²⁰ Eine Speicherung von Strom ist allerdings nur indirekt durch eine Umwandlung in andere Energieformen wie chemische oder mechanische Energie möglich. Dabei treten oftmals prohibitiv hohe Umwandlungsverluste auf, so dass Strom derzeit lediglich mithilfe von Pumpspeicherkraftwerken wirtschaftlich speicherbar ist. Pumpspeicherkraftwerke können wiederum aufgrund naturgeographischer Gegebenheiten nur in begrenztem Maße gebaut werden.²¹ Eine konstante Auslastung aller Kraftwerkskapazitäten ist somit nicht möglich, zum Teil werden Kraftwerke sogar nur für wenige Stunden eines Jahres benötigt, um extreme Nachfragespitzen abzudecken.

Die ökonomischen Konsequenzen des Zusammentreffens von periodischen Nachfrageschwankungen und eingeschränkter Speicherbarkeit für die Wahl der Erzeugungstechnologie durch die Stromanbieter können mithilfe der *peak-load-pricing*-Theorie abgeleitet werden, die von Steiner (1957) und Boiteux (1960) entwickelt wurde, und von Crew/Kleindorfer (1976) und Wenders (1976) auf den Fall unterschiedlicher Erzeugungstechnologien erweitert wurde. Die *peak-load-pricing*-Theorie wurde ursprünglich zur Ermittlung wohlfahrtsoptimaler Preise für öffentliche Versorgungsmonopole entwickelt. Joskow/Tirole (2007) haben allerdings gezeigt, dass sich die Ergebnisse auch auf ein wettbewerbliches Marktumfeld übertragen lassen.

Da ein Teil der Kraftwerke nicht ganzjährig ausgelastet werden kann, wird die kosteneffiziente Zusammensetzung des Kraftwerksparks nicht allein durch die kurzfristigen Grenzkosten determiniert, sondern auch durch die Fixkosten, die zum Aufbau der Kapazitäten erbracht werden müssen. Dies kann dazu führen, dass die gleichzeitige Nutzung verschiedener Erzeugungstechnologien mit unterschiedlichen Grenzkosten ökonomisch sinnvoll ist. Dabei kommen allerdings nur Erzeugungstechnologien

²⁰ Für eine Übersicht der einzelnen Stromerzeugungstechnologien vgl. z.B. Ströbele et al. (2010): S. 219ff.

²¹ Vgl. Deutsche Energie-Agentur (2010): S. 72.

$i = 1, \dots, n$ in Betracht, die sich bezüglich der beiden Kostenparameter Grenzkosten c und Fixkosten K jeweils auf- bzw. absteigend anordnen lassen:

$$c_1 < c_2 < \dots < c_n \text{ und } K_1 > K_2 > \dots > K_n \quad (2.1)$$

Sobald eine Technologie diese Reihung verletzt und gleichzeitig höhere Grenzkosten und höhere Fixkosten als eine andere Technologie hat, ist sie ineffizient und sollte daher nicht zum Einsatz kommen.²² Werden nun mehrere effiziente Erzeugungstechnologien betrachtet, so können Nachfragespitzen, die nur in wenigen Stunden eines Jahres auftreten, günstiger von der Erzeugungstechnologie mit den niedrigeren Fixkosten abgedeckt werden, solange der anteilige Fixkostenvorteil den Grenzkostennachteil ausgleicht. In welchem Maße die einzelnen Erzeugungstechnologien eingesetzt werden, hängt somit von der Häufigkeit der jeweiligen Nachfrageausprägungen im Jahresverlauf ab. Dies ist in Abbildung 2.4 veranschaulicht.

Der obere Teil der Abbildung zeigt die stilisierte Stromnachfrage für zwei unterschiedliche Strommärkte in Form der Jahreslastkurven. Im unteren Teil sind die totalen Kosten von verschiedenen Erzeugungstechnologien in Relation zur Einsatzzeit abgetragen. Technologie A hat die geringsten Grenzkosten und die höchsten Fixkosten und wird für die Abdeckung des größten Teils der Nachfrage verwendet. Anschließend wird Technologie B eingesetzt, während Technologie C aufgrund der niedrigen Fixkosten die Nachfragespitzen bedient. Die Ausprägung der Nachfrage ist in den betrachteten Strommärkten allerdings unterschiedlich, so dass der Strommarkt, der durch die Jahreslastkurve I repräsentiert wird, in der Relation zum Strommarkt, der durch die Jahreslastkurve II repräsentiert wird, höhere Spitzen- und Mittellastkapazitäten sowie geringere Grundlastkapazitäten benötigt.

²² Vgl. Crew/Kleindorfer (1976): S. 210.

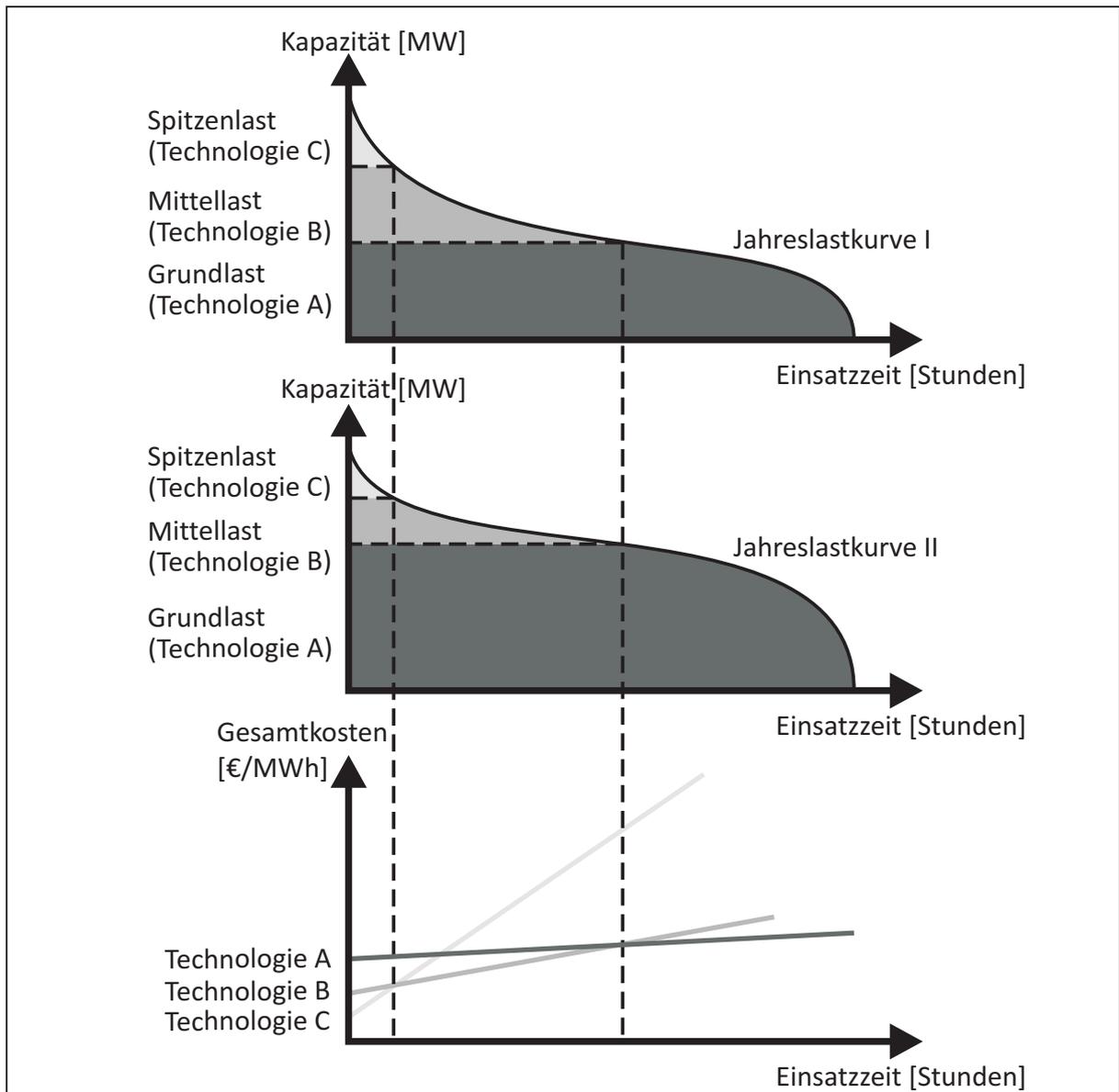


Abbildung 2.4: Technologiewahl in Abhängigkeit der Kostenparameter und der Jahreslastkurve

Quelle: Eigene Darstellung

Das Zusammentreffen von periodischen Nachfrageschwankungen und eingeschränkter Speicherbarkeit führt somit zu der für Strommärkte charakteristischen *merit order* mit steigenden Grenzkosten. Die Grenzkosten setzen sich dabei vornehmlich aus den Brennstoffkosten und eventuellen CO₂-Kosten zusammen. Letztere sind von den elektrischen

Wirkungsgraden der Stromerzeugungstechnologien und der CO₂-Intensität der eingesetzten Brennstoffe abhängig, so dass sich die anteiligen CO₂-Kosten zum Teil deutlich unterscheiden. Wie in Abbildung 2.5 veranschaulicht, sind Wasserkraftwerke in der *merit order* ganz links angeordnet, gefolgt von Atom-, Braunkohle-, Steinkohle-, Gas- und Ölkraftwerken. Je nach Ausmaß der Stromnachfrage sind somit unterschiedliche Erzeugungstechnologien preisbestimmend.

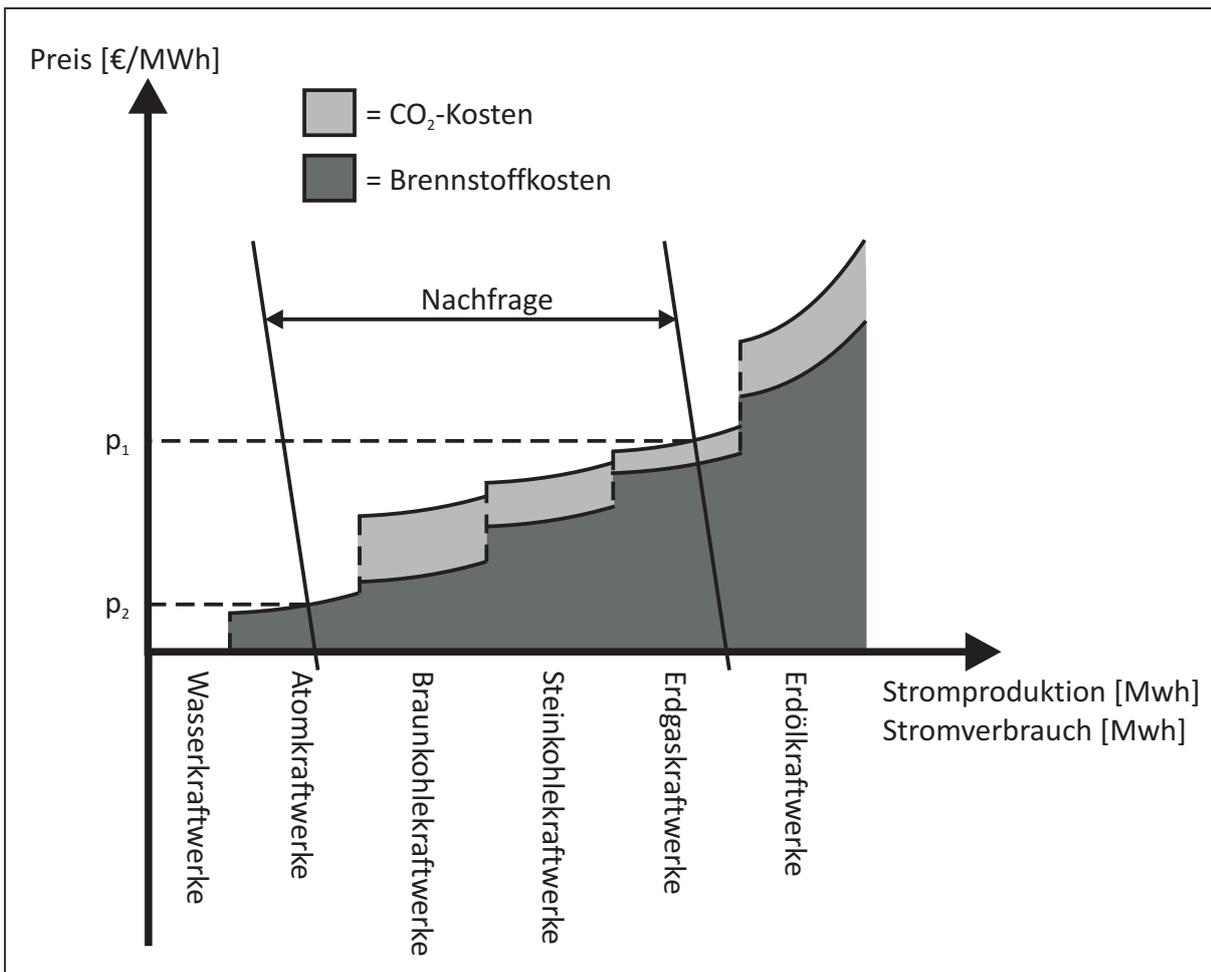


Abbildung 2.5: Die merit order

Quelle: Eigene Darstellung

In der bisherigen Argumentation wurde allerdings noch nicht berücksichtigt, dass – wie in Abbildung 2.3 veranschaulicht – binnen weniger Stunden starke Nachfrageschwankungen auftreten können. Aufgrund der geringen

Preiselastizität auf der Nachfrageseite erfordert dies auf der Anbieterseite ständige Produktionsanpassungen in zum Teil sehr kurzer Frist. Kraftwerke sind jedoch nicht beliebig flexibel, sondern unterliegen verschiedenen technischen Restriktionen.²³ So benötigt beispielsweise der Auf- und Abregelungsprozess der Kraftwerke eine gewisse Anpassungszeit. Zudem muss im Betriebszustand immer eine gewisse Mindestauslastung gewährleistet sein, weil ein Kraftwerk unterhalb dieser Auslastungsgrenze nicht mehr stabil gefahren werden kann. Wenn ein Kraftwerk vollständig heruntergefahren wird, benötigt es darüber hinaus im Allgemeinen eine Ruhezeit, bevor es wieder angefahren werden kann. Die wichtigsten Flexibilitätsparameter der einzelnen Erzeugungstechnologien sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst.

Kraftwerkstyp	Leistungs- anpassung pro Minute	Mindest- auslastung	Wirkungsgrad- verlust bei Min- destauslastung	Mindeststill- standszeit [Stunden]
Atom	5 %	45 – 55 %	5 %	> 24
Braunkohle (alt)	0,5 – 2 %	60 – 70 %	5 %	10-15
Braunkohle (neu)	2 – 2,5 %	40 – 50 %	5 %	6-15
Steinkohle (alt)	1,5 – 2,5 %	40 – 50 %	6 %	5-10
Steinkohle (neu)	3 – 6 %	30 – 40 %	6 %	3-10
Erdgas (GuD)	3 – 6 %	30 – 40 %	11 %	1-2
Erdgas (Dampfturbine)	6 %	30 – 40 %	6 %	1-2
Erdgas (Gasturbine)	20 %	20 – 25 %	22 %	0

Tabelle 2.1: Flexibilitätsparameter der Erzeugungstechnologien

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von eigenen Erhebungen und den Daten von Hundt et al. (2009), S. 24

Die ökonomische Bedeutung von kurzfristiger Einsatzflexibilität für die Wahl der Erzeugungstechnologie wurde erstmals von Stigler (1939) und Hart (1951) diskutiert. Aus ökonomischer Sicht lässt sich die Flexibilität eines Kraftwerks anhand der Steigung der durchschnittlichen variablen Kostenfunktion jenseits des Betriebsminimums bemessen. Kraftwerke mit

²³ Vgl. Ockenfels et al. (2008): S. 67.

einer eher flach verlaufenden durchschnittlichen variablen Kostenfunktion sind flexibler als Kraftwerke mit einer steil verlaufenden durchschnittlichen variablen Kostenfunktion, weil Produktionsanpassungen kostengünstiger vorgenommen werden können.²⁴ Anpassungskosten entstehen beispielsweise durch den in der Relation höheren Brennstoffverbrauch aufgrund von Wirkungsgradverlusten im Teillastbetrieb. Damit ist auch der relative CO₂-Ausstoss je produzierter Einheit Strom höher, so dass die anteiligen CO₂-Kosten ebenfalls steigen. An- und Abfahrvorgänge erhöhen zudem den Verschleiß. Aus der individuellen Sicht eines Kraftwerksbetreibers können die zeitlichen Betriebsrestriktionen darüber hinaus zu Opportunitätskosten führen, wenn ein Kraftwerk in Stunden, in denen es eigentlich wirtschaftlich betrieben werden könnte, nicht schnell genug wieder hochgefahren werden kann.

Die kurzfristige Angebotsplanung der Kraftwerksbetreiber stellt somit ein dynamisches Optimierungsproblem unter Berücksichtigung der Flexibilitätsnebenbedingungen dar. Die in Abbildung 2.5 dargestellte *merit order* kann deshalb nur zur groben Abschätzung mittelfristiger Preistrends verwendet werden, die kurzfristige Strompreisbildung lässt sich auf diese Weise dagegen nur eingeschränkt erklären. Die Anpassungs- und Opportunitätskosten führen dazu, dass Kraftwerksbetreiber in Situationen, in denen es zu einem schnellen Wechsel zwischen schwacher und starker Nachfrage kommt, eine Zahlungsbereitschaft für die Stromabnahme haben, so dass sie ihren Strom unterhalb der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatekosten anbieten.²⁵ Im Extremfall kann der Strompreis dadurch sogar für kurze Zeit negativ werden, wodurch der Stromkonsum und nicht die Stromproduktion entlohnt wird.

Solange die negativen Preisgebote das Resultat der dynamischen Angebotsplanung sind und neben den statischen kurzfristigen Grenzkosten auch die Anpassungs- und Opportunitätskosten berücksichtigen, stellen negati-

²⁴ Vgl. Mills (1984): S. 56.

²⁵ Solche Situationen können sich beispielsweise am frühen Montagmorgen ergeben, wenn die Stromnachfrage nach dem Wochenende wieder stark ansteigt.

ve Strompreise somit kein Marktversagen dar. Sie sind stattdessen ein effizientes Preissignal für eine höhere Flexibilität auf der Angebots- oder Nachfrageseite des Strommarkts.²⁶

Die Möglichkeit zur flexiblen Anpassung an Nachfrageschwankungen ist deshalb ebenfalls ein wichtiges Kriterium bei der Bewertung der einzelnen Erzeugungstechnologien, zumal die Stromnachfrage nicht deterministisch, sondern stochastisch verläuft und nur eingeschränkt prognostizierbar ist. Unsicherheit besteht allerdings auch in Bezug auf die Entwicklung der Inputpreise. Das CO₂-Preisrisiko wird durch eine Konzentration auf klimafreundliche Erzeugungstechnologien wie Erdgas, Atomkraft und erneuerbare Energien minimiert. Die Nutzung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien wie Wind- und Sonnenenergie schafft allerdings neue Risiken durch die unstete Verfügbarkeit. Brennstoffpreisrisiken wiederum werden durch eine Diversifizierung des Kraftwerksparks minimiert. Ein risikominimaler Kraftwerkspark ist somit nicht zwingend ein kostenminimaler Kraftwerkspark. Eine Möglichkeit, beide Faktoren zu berücksichtigen und auf diese Weise den wohlfahrtsoptimalen Kraftwerkspark zu bestimmen, ist die von Markowitz (1952) entwickelte *mean-variance-portfolio*-Theorie. Ursprünglich für die Bewertung von Finanzportfolios vorgesehen, wurde sie von Bar-Lev/Katz (1976) an die vorliegende Problematik angepasst. Modellierungen auf Basis dieser Methodik zeigen, dass die Berücksichtigung der verschiedenen Risiken tendenziell zu einer größeren Diversifizierung der Erzeugungstechnologien gegenüber einem rein kostenminimalen Kraftwerkspark führt. Darüber hinaus werden flexiblere Erzeugungstechnologien in größerem Maße eingesetzt.²⁷

²⁶ Vgl. Andor et al. (2010a): S. 92ff.

²⁷ Ein Großteil der Studien wie z.B. Roques et al. (2008) und White et al. (2007) fokussiert sich dabei auf das Brennstoffpreis- und das Strompreisrisiko. Die Auswirkungen allgemeiner Betriebsrisiken der Kraftwerke werden z.B. von Awerbuch/Berger (2003) modelliert. Die Folgen einer stärkeren Nutzung dargebotsabhängiger Stromerzeugungstechnologien für den optimalen Kraftwerkspark werden darüber hinaus von Awerbuch (2006) und Jansen et al. (2006) modelliert.

2.4 ANFORDERUNGEN AN DIE NETZREGULIERUNG

Strom ist ein leitungsgebundenes Gut. Die Teilnahme am Strommarkt ist somit nur möglich, wenn ein Zugang zum Stromnetz besteht. Wie in Kapitel 2.2 aufgezeigt wurde, stellen Stromnetze jedoch ein natürliches Monopol und damit einen wettbewerblichen Ausnahmereich dar, in dem eine monopolistische Struktur unvermeidlich ist. Da Kraftwerke eine spezifische Investition mit hohen versunkenen Kosten darstellen, ergibt sich ein hohes Diskriminierungspotential und dementsprechend eine *hold-up*-Problematik.²⁸ Eine grundlegende Voraussetzung für die Entstehung eines funktionierenden Wettbewerbs auf Strommärkten ist deshalb die institutionelle Vorgabe und Überwachung der Netzzugangsbedingungen. Neben dem physischen Netzanschluss müssen dabei auch die Preise für die Netznutzung berücksichtigt werden. Damit die Netzbetreiber ihre Monopolstellung nicht zur Gewinnmaximierung ausnutzen können, muss eine entsprechende Regulierung erfolgen. Im Rahmen der ökonomischen Regulierungstheorie bieten sich hier verschiedene Verfahren an. Das Unterscheidungsmerkmal stellt die jeweilige Bezugsgröße dar, so können entweder die Kosten, die Erlöse oder die Preise reguliert werden.²⁹ Um die Informationsasymmetrie zu reduzieren, die zwischen der regulierenden Institution und dem regulierten Unternehmen besteht, sollte die Regulierung zudem Anreizelemente enthalten.³⁰

Darüber hinaus ist es wichtig, dass Netzbetreiber nicht gleichzeitig auch als Stromanbieter auf dem Strommarkt agieren, weil sie in diesem Fall einen zusätzlichen Anreiz zur Diskriminierung von konkurrierenden Stromanbietern haben, um so auf dem Strommarkt Marktmacht ausüben zu können. Dies ist aus individueller Perspektive der Netzbetreiber rational, solange die zusätzlichen Strommarkterlöse die Einbußen bei den Transporterlösen

²⁸ Für eine allgemeine Definition der *hold-up*-Problematik vgl. z.B. Fritsch et al. (2001): S. 339ff und Erlei et al. (2007): S. 204ff.

²⁹ Für eine generelle Übersicht der verschiedenen Regulierungsmethoden vgl. z.B. Ströbele et al. (2010): S. 246ff.

³⁰ Vgl. Laffont/Tirole (1993): S. 84.

überkompensieren. Um zu verhindern, dass sich die monopolistische Struktur im Bereich der Stromnetze auch im Strommarkt widerspiegelt, müssen Netzbetreiber deshalb eigentumsrechtlich oder zumindest organisatorisch von Stromanbietern getrennt werden.³¹ Dies gilt auch für den Fall, dass eine direkte Diskriminierung anderer Stromanbieter aufgrund von effizienten Netzzugangsbestimmungen nicht möglich ist, weil der Informationsvorteil von Netzbetreibern gegenüber anderen Stromanbietern weiterhin zu Wettbewerbsverzerrungen führen würde.

Ein weiterer Aufgabenbereich der Netzregulierung liegt in der Vorgabe geeigneter Verfahren zur effizienten Vergabe von Netzengpasskapazitäten. Dies betrifft einerseits strukturelle Netzengpässe an den Grenzkuppelstellen und andererseits temporäre Netzengpässe innerhalb eines Strommarkts, die aufgrund von außergewöhnlichen Erzeugungs- oder Nachfragesituationen entstehen. Das Regulierungsregime muss dafür zunächst eine geeignete Methodik zur Berechnung der Engpasskapazität auswählen. Anschließend muss über ein marktbasierendes und diskriminierungsfreies Vergabeverfahren die effiziente Nutzung der Engpasskapazitäten sichergestellt werden. Dafür können entweder explizite Verfahren, bei denen die Vergabe von Engpasskapazitäten zeitlich getrennt von den Strommärkten stattfindet, oder implizite Verfahren, bei denen es zu einer simultanen Vergabe der Engpasskapazitäten kommt, genutzt werden. Beide Verfahren weisen Vor- und Nachteile auf. So können explizite Verfahren mit vergleichsweise geringem regulatorischen Aufwand implementiert werden. Da hier die Vergabe der Engpasskapazitäten im Vorfeld der Preisbildung an den Strommärkten erfolgt, kommt es bei einer Fehleinschätzung der Strompreisentwicklung durch die Marktteilnehmer jedoch zu einer ineffizienten Nutzung der Engpasskapazitäten. Je nach Ausmaß der Fehleinschätzung können sogar ökonomische Falschflüsse resultieren, so dass Strom aus einer Hochpreis- in eine Niedrigpreisregion geliefert wird. Dies ist bei impliziten Verfahren nicht möglich, weil die Kapazitäten gleichzeitig zur Preisbildung und somit stets entsprechend der

³¹ Vgl. Knieps (2001): S. 103f.

Preisentwicklung vergeben werden, so dass die effiziente Nutzung der Engpasskapazitäten gewährleistet ist. Dafür ist der regulatorische Aufwand zur Implementierung eines impliziten Verfahrens deutlich höher. Um die Vorteile beider Verfahren kombinieren zu können, sind auch Mischformen wie zum Beispiel das *market coupling* möglich. Dabei erfolgt die langfristige Vergabe von Engpasskapazitäten über explizite Verfahren, kurzfristig kommen dagegen implizite Verfahren zum Einsatz.³²

2.5 ANFORDERUNGEN AN DAS STROMMARKTDESIGN

Aufbauend auf der Regulierung der Stromnetze muss das Strommarktdesign weitere potentielle Marktversagenstatbestände im Bereich der Stromerzeugung und der Stromnutzung beseitigen, damit sich letztlich ein statisch und dynamisch effizientes Marktergebnis ergibt. Ein Strommarkt stellt dabei ein räumlich abgrenzbares Gebiet dar, in dem keine strukturellen Netzengpässe vorliegen. Die einzelnen Strommärkte sind somit durch Grenzkuppelstellen voneinander getrennt. Innerhalb eines Strommarkts kann Strom dagegen mit Ausnahme weniger Situationen, in denen besondere Erzeugungs- oder Nachfragesituationen zu temporären Engpässen führen, jederzeit von jedem Erzeugungspunkt zu jedem Verbrauchspunkt geliefert werden. Um am Strommarkt teilzunehmen, müssen Bilanzkreise gegründet werden, in denen die Stromerzeugung und der Stromankauf sowie der Stromabsatz der jeweiligen Marktteilnehmer saldiert werden.³³

³² Für eine umfassende Analyse der verschiedenen Engpassmanagementmethoden für Grenzkuppelstellen vgl. Dieckmann (2008): S.71ff. Für die spezielle Problematik temporärer Engpässe innerhalb eines Strommarkts vgl. Wawer (2007): S. 109ff und Frontier Economics/Consentec (2008b): S. 59ff.

³³ Der zeitpunktbezogene Stromverbrauch der Konsumenten, deren Stromzähler keine Messung des Echtzeitkonsums zulässt, kann dabei mithilfe von Standardlastprofilen zumindest näherungsweise abgeschätzt werden. Standardlastprofile bilden dabei typische zeitliche Stromabnahmeverhalten einzelner Konsumentengruppen ab und sind nach Wochentagen, Jahreszeiten und weiteren strukturellen Faktoren differenziert. Vgl. Verband der Elektrizitätswirtschaft (2000): S. 2ff.

Aus statischer Perspektive muss das Strommarktdesign die allokativen Effizienz bei der Produktion und dem Verbrauch von Strom innerhalb eines bestehenden Strommarktgebiets gewährleisten. Dafür muss eine effiziente Bereitstellung des öffentlichen Guts Netzstabilität erfolgen, da ansonsten kein Stromhandel möglich ist. Aus dynamischer Perspektive muss das Strommarktdesign effiziente Anreize zur Investition in neue Erzeugungskapazitäten gewährleisten. Darüber hinaus müssen effiziente Anreize zur Anpassung an Strukturveränderungen, wie beispielsweise eine räumliche Verschiebung der Erzeugungs- oder Nachfragestruktur, gesetzt werden.

2.5.1 EFFIZIENTE BEREITSTELLUNG DER NETZSTABILITÄT

Bereitstellung der Netzstabilität durch Regelleistung

Im Allgemeinen wird die Netzstabilität durch die Gründung eines institutionellen Regelleistungsmarkts gewährleistet. Dabei tritt eine unabhängige Institution wie beispielsweise ein Übertragungsnetzbetreiber als Nachfrager auf und schreibt die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung aus, um unvorhergesehene Nachfrage- und Angebotsüberhänge auf dem Produktmarkt ausgleichen zu können. Der Regelleistungsmarkt weist somit eine monopsonistische Struktur auf.³⁴

Da der Einsatz der Regelleistung in Echtzeit erfolgen muss, kann er nur dann sinnvoll koordiniert werden, wenn nicht gleichzeitig noch physische Handelsgeschäfte auf dem Produktmarkt getätigt werden können, weil andernfalls die tatsächlich benötigte Regelleistung nicht genau ermittelt werden kann. Die Steuerbarkeit des Strommarktsystems erfordert somit, dass der physische Stromhandel mit einer gewissen Vorlaufzeit vor dem Lieferzeitpunkt beendet werden muss. Bezüglich des genauen Zeitpunkts des *gate closure* ergibt sich jedoch ein Zielkonflikt. So steigt zwar die Steuerbarkeit des Strommarktsystems mit der Vorlaufzeit, gleichzeitig nimmt aber auch das Potential von Marktungleichgewichten zu.

³⁴ Vgl. Wilson (2002): S. 1302f.

Für eine adäquate Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts muss zunächst der optimale Bedarf an Netzstabilität bestimmt werden. Aus theoretischer Sicht ergibt sich der optimale Bedarf anhand des Schnittpunkts der Nachfrage nach Netzstabilität und der Kosten, die die Gewährleistung des jeweiligen Netzstabilitätsniveaus verursachen. Aufgrund der Nicht-Exkludierbarkeit existiert allerdings kein realer Markt, auf dem die Zahlungsbereitschaft für Netzstabilität gemessen werden könnte.³⁵ Der Bedarf an Netzstabilität muss deshalb administrativ anhand der Kosten eines Netzzusammenbruchs abgeschätzt werden, die sich aus dem entgangenen Nutzen der Stromverwendung, den entgangenen Erlösen der Stromerzeugung sowie eventuellen Beschädigungen der angeschlossenen Geräte und Kraftwerke ergeben. Darüber hinaus müssen noch Anpassungskosten der Kraftwerke hinzugezählt werden, weil diese im Falle eines Netzzusammenbruchs abgeschaltet werden und somit später, sobald die Netzstabilität wieder gewährleistet ist, erst wieder angefahren werden müssen.

Eine genaue Berechnung dieser Kosten ist allerdings nicht möglich, weil die einzelnen Bestandteile größtenteils auf individuellen Präferenzen und öffentlich nicht zugänglichen Informationen beruhen. Auch wenn es verschiedene Methoden gibt, die Kostenbestandteile näherungsweise zu bestimmen, verbleibt das letztendlich festgelegte Netzstabilitätsniveau lediglich eine Annäherung an das Optimum.³⁶ Anhand des administrativ geschätzten Bedarfs an Netzstabilität kann nun der Bedarf an vorzuhaltender positiver und negativer Regelleistung bestimmt werden, der von der verantwortlichen Institution in einem wettbewerblichen und diskriminierungsfreien Verfahren ausgeschrieben werden muss. Die Nachfrage nach Regelleistung ist somit vollständig preisunelastisch.

Die Angebotsseite kann sich prinzipiell aus allen Marktteilnehmern des Produktmarkts zusammensetzen, da Regelleistung sowohl von Stromer-

³⁵ Vgl. Stoft (2002): S. 155ff.

³⁶ Für empirische Studien mit jeweils unterschiedlichen Ansätzen zur Abschätzung der Kosten eines Netzzusammenbruchs vgl. z.B. Corwin/Miles (1978), Beenstock et al. (1998), Lawton et al. (2003) und Leahy/Tol (2011).

zeugern als auch von Stromnachfragern bereitgestellt werden kann. So kann negative Regelleistung entweder durch eine Nachfrageerhöhung, indem beispielsweise ein Kühlhaus seine Kühltemperatur weiter senkt, oder durch eine Angebotssenkung, indem ein Kraftwerk seine Produktion drosselt, erbracht werden. Der Einsatz positiver Regelleistung erfordert dagegen entweder eine Nachfragesenkung oder eine Erhöhung der Stromproduktion. Die geringe Preiselastizität der Stromnachfrage zeigt allerdings, dass die Anpassungsmöglichkeiten auf Seiten der Stromkonsumenten geringer als bei den Stromproduzenten sind. Das Regelleistungsangebot wird deshalb vornehmlich von Kraftwerken bereitgestellt. Um sicherzustellen, dass die Regelleistung auch wirklich erbracht werden kann, müssen die Kraftwerke allerdings gewisse technische Mindestanforderungen erfüllen, die sich im Wesentlichen auf die Flexibilitätseigenschaften beziehen.³⁷ Aus diesem Grund ist die Angebotsseite des Produktmarkts und des Regelleistungsmarkts im Allgemeinen nicht identisch.

Für Kraftwerksbetreiber, deren Kraftwerke die technischen Mindestanforderungen erfüllen, stellt der Regelleistungsmarkt eine Alternative zum Produktmarkt dar. Bei der Bewertung der Erlössituation auf dem Regelleistungsmarkt müssen deshalb Opportunitätskosten berücksichtigt werden, weil die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten nicht gleichzeitig erlösoptimal auf dem Produktmarkt eingesetzt werden können. So erfordert die Vorhaltung negativer Regelleistung zwingend eine preisunabhängige Vermarktung der Kraftwerkskapazitäten auf dem Produktmarkt. Die Kosten der Vorhaltung negativer Regelleistung entsprechen somit den potentiellen negativen Deckungsbeiträgen auf dem Produktmarkt. In Phasen mit geringer Stromnachfrage und dementsprechend geringen Preisen ist die Vorhaltung deshalb teurer als in Phasen hoher Stromnachfrage. Für positive Regelleistung gilt das Gegenteil. Hier können die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten nicht gleichzeitig auf dem Produktmarkt vermarktet werden. Die Kosten der Vorhaltung positiver Regelleistung entsprechen somit den entgangenen Deckungsbeiträgen auf

³⁷ Vgl. Swider (2006): S. 11ff.

dem Produktmarkt, weshalb sie im Allgemeinen positiv mit den Strompreisen korreliert sind. Falls ein Kraftwerk sich darüber hinaus im laufenden Betrieb befinden muss, um positive Regelleistung bereitstellen zu können, muss die Mindestleistung (vgl. Tabelle 2.1) zwingend vermarktet werden. In diesem Fall müssen auch die potentiellen negativen Deckungsbeiträge in Phasen niedriger Produktmarktpreise berücksichtigt werden müssen. Abbildung 2.6 zeigt eine schematische Darstellung der Bestimmung der Opportunitätskosten.

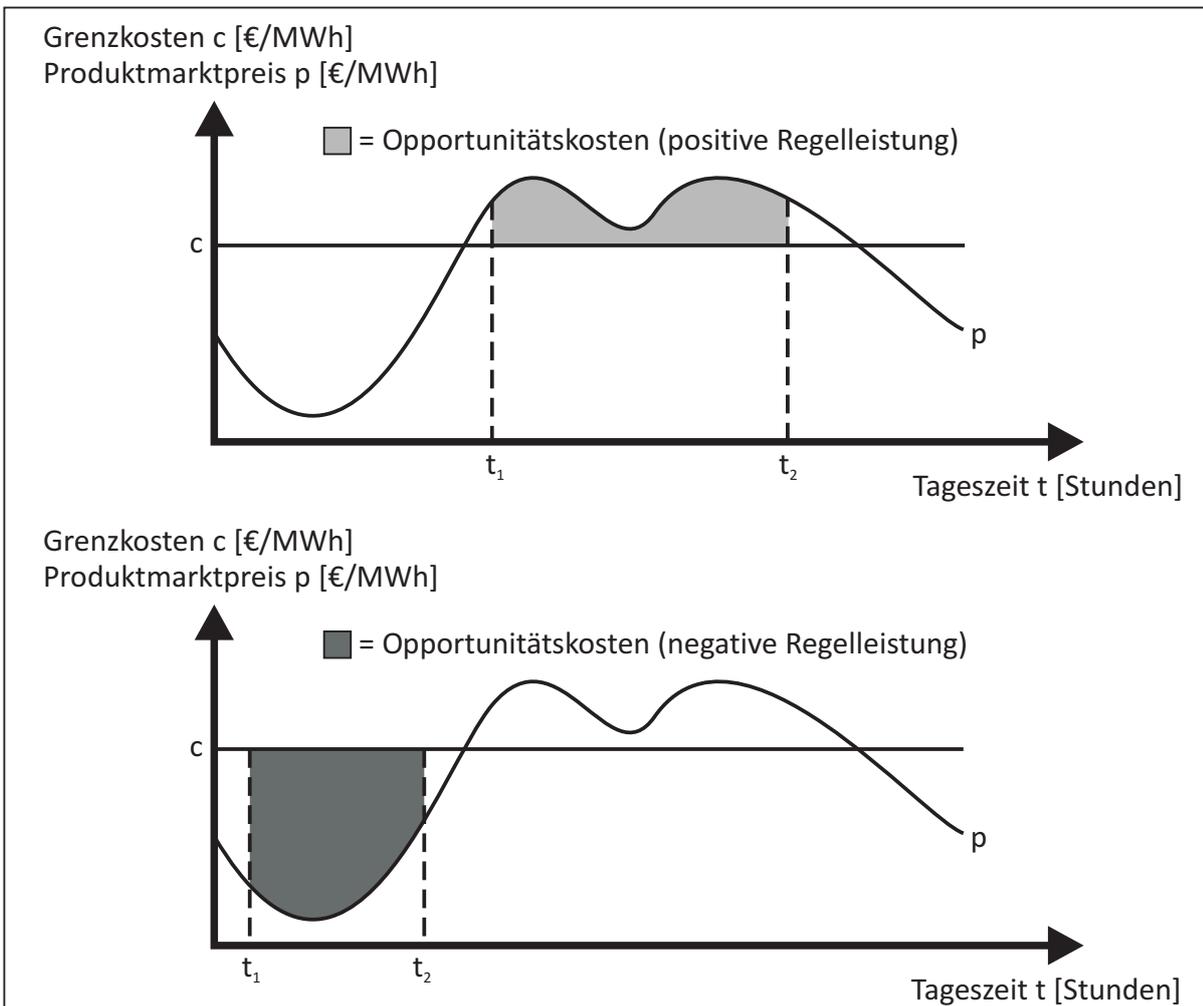


Abbildung 2.6: *Opportunitätskosten bei einer Vermarktung von Kraftwerkskapazitäten auf dem Regelleistungsmarkt*

Quelle: Eigene Darstellung

Die Kraftwerksbetreiber werden ihre Kraftwerkskapazitäten nur dann auf dem Regelleistungsmarkt anbieten, wenn sie dadurch nicht schlechter gestellt sind als bei einer Vermarktung auf dem Produktmarkt. Ihre Gebote werden deshalb neben den Grenzkosten des Regelleistungseinsatzes auch immer die Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung enthalten.

Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile der Opportunitätskosten, die – basierend auf Kirsch/Singh (1995) – in der relevanten Literatur bislang nur allgemein diskutiert wurden, formal einheitlich strukturiert, um darauf aufbauend die Konsequenzen für das Angebotsverhalten der Kraftwerksbetreiber am Regelleistungsmarkt ableiten zu können. Die Opportunitätskosten $OK_{R+}(x_{R+})$ für die Vorhaltung einer marginalen Einheit positiver Regelleistung x_{R+} entsprechen der Fläche zwischen dem Produktmarktpreis³⁸ p_S und den Grenzkosten der Stromproduktion $c(x_{R+})$. Die Abhängigkeit der Grenzkosten der Stromproduktion von der insgesamt vorgehaltenen Menge an Regelleistung ergibt sich durch die suboptimale Brennstoff- und CO₂-Zertifikatennutzung im Teillastbetrieb. Falls die Bereitstellung positiver Regelleistung eine minimale Betriebsleistung ML erfordert, muss diese zudem zwingend auf dem Produktmarkt vermarktet werden. Dies führt bei negativen Deckungsbeiträgen ($\int_{t_1}^{t_2} (p_S(t) - c(x_{R+})) dt < 0$) zu einem Verlust VML auf dem Produktmarkt in Höhe von $\left| \int_{t_1}^{t_2} (p_S(t) - c(x_{ML})) dt \right| * ML$,³⁹ der gleichmäßig auf die insgesamt vorgehaltene Menge positiver Regelleistung aufgeteilt werden muss.⁴⁰ Kann das Kraftwerk dagegen ohne Verzögerung angefahren

³⁸ Die Begriffe Strompreis und Produktmarktpreis werden in dieser Arbeit synonym verwendet.

³⁹ Aufgrund der in Kapitel 2.3 ausführlich erläuterten dynamischen Aspekte der Grenzkosten der Stromproduktion wird die Vermarktung von Teilkapazitäten zur Vorhaltung positiver Regelleistung bei flexiblen Kraftwerken sehr viel häufiger zu negativen Deckungsbeiträgen führen als bei inflexiblen Kraftwerken.

⁴⁰ Kraftwerke haben nur eine beschränkte Leistungsänderungsgeschwindigkeit, weshalb hier nicht automatisch die gesamte Kapazität abzüglich der Mindestleistung angesetzt werden kann. Je nach Kraftwerkstyp kann vielmehr nur eine Teilkapazität auf dem Regelleistungsmarkt vermarktet werden.

ren werden ($ML = 0$), ist eine simultane Vermarktung am Produktmarkt nicht erforderlich. In diesem Fall müssen keine Opportunitätskosten aufgrund negativer Deckungsbeiträge berücksichtigt werden:

$$OK_{R+}(x_{R+}) = \begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (p_S(t) - c(x_{R+})) dt \forall \int_{t_1}^{t_2} (p_S(t) - c(x_{R+})) dt \geq 0 \\ \frac{VML}{x_{R+}} \quad \forall \int_{t_1}^{t_2} (p_S(t) - c(x_{R+})) dt < 0 \end{cases} \quad (2.2)$$

Die Opportunitätskosten $OK_{R-}(x_{R-})$ der Vorhaltung einer marginalen Einheit negativer Regelleistung x_{R-} entsprechen der Fläche zwischen den Grenzkosten der Stromproduktion $c(x_{R-})$ und dem Produktmarktpreis p_S . Wenn das Kraftwerk nicht stufenlos steuerbar ist, müssen auch hier die Verluste VML für die zwingend erforderliche Vermarktung der minimalen Betriebsleistung ML in Höhe von $\int_{t_1}^{t_2} (c(x_{ML}) - p_S(t)) dt * ML$ berücksichtigt werden. Diese Ausgaben müssen ebenfalls anteilig auf die insgesamt vorgehaltene Menge negativer Regelleistung verteilt werden. Falls aus der Vorhaltung negativer Regelleistung ein positiver Deckungsbeitrag ($\int_{t_1}^{t_2} (c(x_{R-}) - p_S(t)) dt < 0$) resultiert, entstehen keine Opportunitätskosten:

$$OK_{R-}(x_{R-}) = \begin{cases} \int_{t_1}^{t_2} (c(x_{R-}) - p_S(t)) dt + \frac{VML}{x_{R-}} \quad \forall \int_{t_1}^{t_2} (c(x_{R-}) - p_S(t)) dt > 0 \\ 0 \quad \forall \int_{t_1}^{t_2} (c(x_{R-}) - p_S(t)) dt \leq 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

Diese Zusammenhänge gelten jeweils unabhängig von der Wahl des Ausschreibungsmechanismus. Bei eindimensionalen Auktionen wird die vorzuhaltende Regelleistung ausgeschrieben und durch die Kraftwerke mit den niedrigsten Geboten bereitgehalten. Die Kraftwerksbetreiber erhalten allerdings nur im Falle eines tatsächlichen Regelleistungsabrufs eine Zahlung. Sie müssen deshalb die marginalen Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung $OK_{R+}(x_{R+})$ beziehungsweise $OK_{R-}(x_{R-})$ mit der Abrufwahrscheinlichkeit δ gewichten. Das kostenadäquate Gebot in einer eindimensionalen Auktion für eine Einheit positive Regelleistung

$A_{EA+}(x_{R+})$ entspricht den anteiligen Opportunitätskosten zuzüglich der Grenzkosten der Stromproduktion. Bei einem kostenadäquaten Gebot für eine Einheit negative Regelleistung in einer eindimensionalen Auktion $A_{EA-}(x_{R-})$ muss dagegen berücksichtigt werden, dass die Grenzkosten der Stromproduktion bei einem Regelleistungsabruf eingespart werden:

$$A_{EA+}(x_{R+}) = \frac{OK_{R+}(x_{R+})}{\delta} + c(x_{R+}) \quad (2.4)$$

$$A_{EA-}(x_{R-}) = \frac{OK_{R-}(x_{R-})}{\delta} - c(x_{R-}) \quad (2.5)$$

Welche Gebote die Kraftwerksbetreiber allerdings tatsächlich abgeben, hängt von der zugrunde liegenden Preisbildungsregel ab. Auch am Regelenenergiemarkt nehmen unterschiedliche Kraftwerkstypen teil, so dass selbst bei identischen Erwartungen bezüglich der Abrufwahrscheinlichkeit inframarginale Renten möglich sind. Bei einer Auktion auf Basis des Gebotspreisverfahrens werden die Kraftwerksbetreiber deshalb versuchen, das letztlich preisbestimmende Gebot des Grenzanbieters zu antizipieren und ihr Gebotsverhalten entsprechend anzupassen. Bei einer Einheitspreisauktion erhalten dagegen alle Kraftwerke, die Regelleistung einsetzen, eine Zahlung in Höhe des Gebots des Grenzanbieters. Bei vollständigem Wettbewerb haben die Kraftwerksbetreiber hier den Anreiz, ein kostenäquivalentes Gebot abzugeben. In diesem Fall kann aus ökonomischer Sicht keine eindeutige Aussage getroffen werden, welche Preisbildungsregel der jeweils anderen überlegen ist.⁴¹ Falls jedoch Marktmacht vorliegt, sind Einheitspreisauktionen anfälliger für strategisches Verhalten, weil der manipulierte Marktpreis automatisch für alle Gebote gilt.⁴² Bei der Wahl der optimalen Preisbildungsregel muss deshalb die zugrunde liegende Marktstruktur berücksichtigt werden.

Das Ausschreibungsverfahren kann anstelle von eindimensionalen Auktionen auch über mehrdimensionale Auktionen erfolgen. In diesem Fall

⁴¹ Vgl. Fabra et al. (2006): S. 23f.

⁴² Vgl. Klemperer (2002): S. 171f.

erhalten die Kraftwerksbetreiber zwei separate Zahlungen. Sobald sie zur Vorhaltung von Regelleistung ausgewählt wurden, erhalten sie eine sichere Zahlung; kommt es zudem zu einem Regelleistungseinsatz, erhalten sie darüber hinaus eine separate Einsatzvergütung für die tatsächlich geleistete Arbeit. Die Kraftwerksbetreiber müssen somit ein Gebot mit zwei Parametern abgeben. Die Auswahl der Gebote wird dabei durch eine *scoring rule* bestimmt, der Einsatz der Gebote anhand einer *settlement rule*. Die genauen Anreizwirkungen mehrdimensionaler Auktionen sind bislang allerdings nur eingeschränkt untersucht worden.⁴³ Das Problem liegt jeweils darin, ein Auktionsdesign zu entwickeln, bei dem sich für die Bieter Anreize ergeben, ihre privaten Informationen bezüglich der einzelnen Kostenpositionen zu offenbaren und die Opportunitätskosten und die Kosten des Regelenergieabrufs demnach auch wirklich getrennt zu bieten. Die Anreizkompatibilität ist eine wichtige Vorbedingung, um das Auktionsdesign letztlich bewerten zu können. Ohne Anreizkompatibilität kann lediglich vorausgesagt werden, dass die Kraftwerksbetreiber die beiden Gebotsparameter V_{MA+} beziehungsweise V_{MA-} für die sichere Zahlung und E_{MA+} beziehungsweise E_{MA-} für die Zahlung im Fall eines Regelleistungseinsatzes so wählen werden, dass die Opportunitätskosten der Regelleistung OK_{R+} beziehungsweise OK_{R-} insgesamt gedeckt werden. Dabei müssen wiederum auch die Grenzkosten der Stromproduktion und die Abrufwahrscheinlichkeit δ berücksichtigt werden. Im Falle eines Abrufs negativer Regelleistung sparen die Kraftwerksbetreiber die Grenzkosten ein, weshalb sie zur Zahlung für den Regelleistungsabruf E_{MA-} hinzuaddiert werden müssen. Bei positiver Regelleistung müssen die Grenzkosten der Stromproduktion dagegen von der Zahlung für den Regelleistungsabruf E_{MA+} abgezogen werden:

$$OK_{R+}(x_{R+}) = V_{MA+} + (\delta)(E_{MA+} - c(x_{R+})) \quad (2.6)$$

$$OK_{R-}(x_{R-}) = V_{MA-} + (\delta)(E_{MA-} + c(x_{R-})) \quad (2.7)$$

⁴³ Vgl. de Vries/Vohra (2003): S. 301ff und Asker/Cantillon (2008): S. 71f.

Just/Weber (2008) modellieren diese Wechselbeziehung zwischen dem Produkt- und dem Regelleistungsmarkt und leiten darauf aufbauend Gebotsstrategien für die Kraftwerksbetreiber bezüglich der mehrdimensionalen Auktion mit einem numerischen Algorithmus ab. Dabei wird offensichtlich, dass die optimale Gebotsstrategie ohne Anreizkompatibilität von der Wahl der Startparameter abhängt und es somit kein universelles Gleichgewicht gibt. Vielmehr ergeben sich je nach Ausgangssituation unterschiedliche Gleichgewichte, die zudem nicht immer stabil sind.⁴⁴

Bisher gibt es nur wenige Studien, die ein anreizkompatibles Auktionsdesign für Regelleistungsmärkte oder vergleichbare Problemstellungen entwickelt haben. Chao/Wilson (2002) zeigen beispielsweise, dass eine *scoring rule*, die die Gebote nur anhand des Parameters V_{MA} auswählt, und eine *settlement rule*, die die ausgewählten Gebote auf Basis des Parameters E_{MA} abruf, unter idealisierten Bedingungen zu Anreizkompatibilität führen können. Eine wichtige Bedingung ist beispielsweise, dass die Marktakteure risikoneutral agieren müssen. Durch die Anreizkompatibilität entspricht der Gebotsparameter E_{MA} immer den zusätzlichen beziehungsweise eingesparten Grenzkosten, so dass jeweils $E_{MA+} - c(x_{R+}) = 0$ und $E_{MA-} + c(x_{R-}) = 0$ gilt. Die Opportunitätskosten werden somit vollständig durch den Gebotsparameter V_{MA} gedeckt, den die Kraftwerksbetreiber im Falle eines Zuschlags in jedem Fall erhalten. Die Gebotserstellung erfolgt demnach vollständig unabhängig von der Höhe der Abrufwahrscheinlichkeit δ .⁴⁵

Die Entscheidung zwischen eindimensionalen und mehrdimensionalen Auktionen muss aus ökonomischer Sicht daran gebunden sein, welche Ausschreibungsmethode letztlich die Netzstabilität kosteneffizient bereitstellen kann. Der Ansatz von Chao/Wilson (2002) ist nicht in jedem Fall kosteneffizient, weil die Auswahl der Gebote einzig auf Basis des Parameters V_{MA} erfolgt. Damit werden Gebote, die zwar höhere Opportunitätskosten, aber nur geringe Einsatzkosten haben, abgelehnt, obwohl sie unter

⁴⁴ Vgl. Just/Weber (2008): S. 3210ff.

⁴⁵ Für alternative Ansätze vgl. Bushnell/Oren (1994) und Schummer/Vohra (2003).

Umständen die kumulierten Kosten des Regelleistungseinsatzes gesenkt hätten.

Um diese Ineffizienzen zu vermeiden, hat Swider (2006) eine differenziertere *scoring rule* vorgeschlagen, bei der auch der Gebotsparameter E_{MA} berücksichtigt wird. Die mit der Ausschreibung der Regelleistung beauftragte Institution muss demnach auf Basis historischer Erfahrungen bei vergleichbaren Lastsituationen Erwartungen bezüglich der tatsächlich einzusetzenden Regelleistung bilden. Anschließend muss der Gebotsparameter E_{MA} entsprechend gewichtet werden, um auf diese Weise die Gebote auswählen zu können, deren kumulierte Kosten für die jeweilige Abrufwahrscheinlichkeit minimal sind. Die Menge der insgesamt vorzuhaltenden Regelleistung bleibt dabei unverändert und auch der Regelleistungsabruf erfolgt weiterhin einzig auf Basis des Parameters E_{MA} .⁴⁶ Für diesen Ansatz ist die Anreizkompatibilität allerdings nicht nachgewiesen. Damit ist auch nicht sichergestellt, dass die Kraftwerksbetreiber in den einzelnen Gebotsparametern tatsächlich ihre individuellen Opportunitäts- und Einsatzkosten bieten. Vielmehr werden die Kraftwerksbetreiber das Auswahlverhalten antizipieren und ihre Gebotsparameter dementsprechend anpassen. Ohne Anreizkompatibilität ergibt sich demnach nur dann ein kosteneffizientes Ergebnis, wenn die Regelleistungsanbieter und die mit der Ausschreibung beauftragte Institution gleichermaßen identische Risikopräferenzen und identische Erwartungen bezüglich der Abrufwahrscheinlichkeit haben. Erfolgt die Erstellung und die spätere Gewichtung des Gebotsparameters E_{MA} dagegen auf Basis unterschiedlicher Erwartungen und Bewertungen der Abrufwahrscheinlichkeit, werden nicht die Gebote ausgewählt, die die Regelleistung in der jeweiligen Situation kostenminimal bereitgestellt hätten.

Bei eindimensionalen Auktionen ergibt sich das Problem der strategischen Gebotsaufteilung nicht, weil die Auswahl und der Abruf der Gebote anhand des gleichen Parameters erfolgen. Wenn die von den Kraftwerksbetreibern erwartete Abrufwahrscheinlichkeit der tatsächlichen Abruf-

⁴⁶ Vgl. Swider (2006): S. 52ff.

wahrscheinlichkeit entspricht, werden automatisch die Gebote ausgewählt, die die Regelleistung unter diesen Bedingungen am günstigsten bereitstellen können. In diesem Fall können eindimensionale Auktionen somit eine kosteneffiziente Bereitstellung der Netzstabilität gewährleisten. Dies gilt allerdings nur bei risikoneutralen Marktakteuren. Risikoaverse Kraftwerksbetreiber werden dagegen einen Risikoaufschlag verlangen, wodurch der Regelleistungseinsatz mit höheren Kosten verbunden sein kann.

Bei Risikoaversion könnten mehrdimensionale Auktionen somit vorteilhaft sein, weil hier eine sichere Zahlung für die Regelleistungsvorhaltung erfolgt, die keiner Gewichtung mit der Risikobewertung der Kraftwerksbetreiber unterliegt. Bislang wurde jedoch noch kein mehrdimensionales Auktionsdesign entwickelt, für das die Anreizkompatibilität bei Risikoaversion nachgewiesen wurde, so dass die Vorteilhaftigkeit von mehrdimensionalen Auktionen auch in diesem Fall nicht eindeutig nachweisbar ist. Für eine eindeutige und universell gültige Abwägung zwischen eindimensionalen und mehrdimensionalen Auktionen fehlt somit bislang die theoretische Basis.

Bereitstellung der Netzstabilität durch smart metering

Neben der Etablierung eines institutionellen Regelleistungsmarkts besteht auch die Möglichkeit, direkt an den ökonomischen Eigenschaften des Guts Netzstabilität anzusetzen und durch eine umfassende Verbreitung innovativer Zählertechniken, die den unmittelbaren Netzausschluss und die Messung des Echtzeitverbrauchs zulassen, die Exkludierbarkeit zu ermöglichen.⁴⁷ In diesem Fall könnten beispielsweise die Bilanzkreisverantwortlichen verpflichtet werden, eigenständig für ein Gleichgewicht innerhalb ihrer Bilanzkreise zu sorgen. Damit wäre Netzstabilität ein Klubgut innerhalb der einzelnen Bilanzkreise und könnte privatwirtschaftlich bereitgestellt werden. Dafür müssten die entsprechenden Stromhandelsverträge

⁴⁷ Für eine umfassende Übersicht der technischen Hintergründe und ökonomischen Konsequenzen von *smart metering* vgl. z.B. Haney et al. (2009).

nicht nur die Stromlieferung selbst, sondern auch die Sicherheit der Stromlieferung umfassen. Entsprechend der Zahlungsbereitschaft der einzelnen Bilanzkreisteilnehmer für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung kann der Bilanzkreisverantwortliche anschließend die vorzuhaltende Regelleistung bestimmen. Kommt es nun zu Ungleichgewichten innerhalb des Bilanzkreises, wird nur für diejenigen Bilanzkreisteilnehmer Regelleistung eingesetzt, deren Zahlungsbereitschaft die Kosten deckt. Stromnachfrager oder Kraftwerksbetreiber, die über keine entsprechende Zahlungsbereitschaft verfügen, können dagegen gezielt vom Netz genommen werden.

Der Vorteil dieses Systems liegt darin, dass es für die Bilanzkreisteilnehmer rational ist, ihre individuelle Zahlungsbereitschaft für Netzstabilität zu offenbaren, wodurch innerhalb der einzelnen Bilanzkreise die effiziente Bereitstellung des jeweiligen Netzstabilitätsniveaus sichergestellt werden kann. Zudem wird kein *gate closure* mehr benötigt. Der Stromhandel und die physische Lieferung können daher in Echtzeit erfolgen.

Problematisch ist allerdings, dass es nicht mehr automatisch zu einer Saldierung der einzelnen Bilanzkreisungleichgewichte kommt. Die Bilanzkreisverantwortlichen könnten zwar ihre Bilanzkreisungleichgewichte miteinander handeln und so für eine gewisse Saldierung sorgen, dies verursacht allerdings Transaktionskosten. Je nach Höhe der Transaktionskosten des Handels der Ungleichgewichte, kann es zu Situationen kommen, in denen in einem Bilanzkreis positive Regelleistung eingesetzt wird oder Stromnachfrager abgeschaltet werden, während in einem anderen Bilanzkreis gleichzeitig negative Regelleistung eingesetzt wird. Auch ohne Betrachtung der Kosten für die Verbreitung innovativer Zählertechniken ist dieser Ansatz somit einem institutionellen Regelleistungsmarkt nicht eindeutig überlegen, weshalb die Legitimation eines entsprechenden Markteingriffs fraglich ist.

2.5.2 EFFIZIENTE ANREIZE FÜR INVESTITIONEN IN ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

In wettbewerblichen Märkten signalisiert der Produktpreisverlauf potentielle Knappheiten und ist damit der entscheidende Faktor für Investitionsanreize. Im langfristigen Gleichgewicht entspricht der Produktpreis der langfristigen Preisuntergrenze des Grenzanbieters.⁴⁸ Überkapazitäten führen zu einem Angebotsüberhang, so dass der Produktpreis letztlich sinkt. Dadurch kann ein Teil der Produktionskapazitäten nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden und scheidet aus dem Markt aus. Liegt dagegen eine Knappheit an Produktionskapazitäten vor, ergibt sich ein Nachfrageüberhang, so dass der Produktpreis steigt und Überrenditen entstehen, die wiederum neue Investitionen in Produktionskapazitäten anreizen. In beiden Fällen stabilisiert sich der Produktpreis nach einer Übergangsphase stets im langfristigen Gleichgewicht. Auf diese Weise ergeben sich zu jedem Zeitpunkt effiziente Signale für den Zu- oder Abbau von Produktionskapazitäten.

Ob dies auch für Strommärkte zutrifft, ist jedoch umstritten. Um diese Problematik eingehender zu analysieren, müssen die Marktungleichgewichte zunächst genauer definiert werden. Im Gegensatz zu den im vorigen Kapitel untersuchten Nachfrage- und Angebotsüberhängen handelt es sich hier nicht um kurzfristige, unvorhergesehene Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen oder Prognoseabweichungen, sondern um voraussehbare, effiziente Knappheitssignale. Caramanis (1982) zeigt mithilfe eines Spotmarktmodells für den Stromhandel, dass auch auf wettbewerblichen Strommärkten grundsätzlich effiziente Investitionsanreize für Produktionskapazitäten bestehen, solange sich ein Gleichgewicht zwischen Angebots- und Nachfragefunktion ergibt. Aufgrund der vorherrschenden Zählertechnik kann ein Großteil der Konsumenten allerdings nicht preiselastisch reagieren. Auch voraussehbare Nachfrageüberhänge können somit in Extremfällen dazu führen, dass kein Schnittpunkt zwi-

⁴⁸ Vgl. Schumann et al. (2007): S. 176f.

schen Angebots- und Nachfragefunktion zustande kommt. Joskow/Tirole (2007) zeigen, dass in diesen Situationen nur dann effiziente Investitionsanreize bestehen, wenn eine Rationierung der preisunelastischen Konsumenten erfolgt, und ein Preis in Höhe der Zahlungsbereitschaft für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung festgelegt wird. Wichtig ist, dass dieser Markteingriff nur in den beschriebenen Extremsituationen erfolgt und es ansonsten zu keinen weitergehenden Eingriffen in die freie Preisbildung kommt. Dies betrifft vor allem generelle Preisobergrenzen, mit denen beispielsweise die negativen Folgen von Marktmachtmissbräuchen beschränkt werden sollen. Cramton/Stoft (2005) zeigen, dass es in diesem Fall zu einer systematischen Unterfinanzierung von Spitzenlastkraftwerken kommt. Spitzenlastkraftwerke werden nur in wenigen Stunden eines Jahres benötigt und haben somit eine vergleichsweise hohe langfristige Preisuntergrenze. Liegt die institutionelle Preisobergrenze niedriger, können die Kapitalkosten nicht amortisiert werden, so dass Investitionen unterbleiben, obwohl sie aus ökonomischer Sicht effizient sind. Generelle Preisobergrenzen beeinträchtigen somit die dynamische Effizienz von Strommärkten und müssen, wenn sie für notwendig erachtet werden, von einer Kapazitätzahlung flankiert werden, um negative Folgen zu vermeiden.⁴⁹

Darüber hinaus wird vielfach argumentiert, dass Kraftwerksinvestitionen unterbleiben, weil sie ein öffentliches Gut darstellen würden.⁵⁰ Janssen et al. (2010) zeigen, dass ein wettbewerblicher Markt mit vielen Marktteilnehmern in diesem Fall tatsächlich zu ineffizient geringen Investitionen in Kraftwerkskapazitäten führt. Wie in Kapitel 2.2 erläutert, stellt allerdings nicht die Investition in Kraftwerkskapazitäten selbst ein öffentliches Gut dar, sondern die dadurch sichergestellte Netzstabilität bei unvorhergesehenen Störungen. Die Bereitstellung des öffentlichen Guts Netzstabilität wiederum sollte – wie in Kapitel 2.5.1 erläutert – durch die Einführung eines institutionellen Regelleistungsmarkts erfolgen. Auf diese Weise

⁴⁹ Vgl. Joskow/Tirole (2007): S. 70ff.

⁵⁰ Vgl. z.B. Jaffe/Felder (1996) und Cramton/Stoft (2008).

werden Kraftwerksinvestitionen, die zum öffentlichen Gut Netzstabilität beitragen, effizient entlohnt, so dass sich keine Notwendigkeit für weitere Markteingriffe in Form von Kapazitätzahlungen ergibt. Wichtig ist allerdings, dass der Regelleistungsmarkt nur für unvorhergesehene Störungen genutzt wird und es für die Marktteilnehmer nicht generell vorteilhaft ist, Strom bei zu hohen oder zu niedrigen Produktpreisen nicht auf dem Produktmarkt zu kaufen oder zu verkaufen, sondern in Form von negativer oder positiver Regelleistung auf dem Regelleistungsmarkt. Andernfalls ergibt sich durch den Regelleistungsmarkt eine implizite Preisober- und Preisuntergrenze auf dem Produktmarkt, wodurch es zu einer entsprechenden Beeinträchtigung der Knappheitssignale kommt und die dynamische Effizienz des Strommarkts nicht mehr gegeben ist. Der Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts kommt somit eine große Bedeutung in Bezug auf die dynamische Effizienz des Strommarkts zu.

Mit dem Regelleistungsmarkt werden allerdings nur unvorhergesehenen Störungen, die in der Zeit zwischen dem *gate closure* und dem physischen Lieferzeitpunkt auftreten, ausgeglichen. Für die Gewährleistung der generellen längerfristigen Verfügbarkeit der Stromerzeugungskapazitäten zur Abdeckung von Lieferverpflichtungen sind dagegen die Stromanbieter selbst verantwortlich. Für Nicht-Verfügbarkeiten, deren Ausmaß sich im Rahmen gewöhnlicher stochastischer Ereignisse befindet, ist eine markt-basierte Vorsorge für die entsprechenden Risiken unproblematisch, so dass stets in ausreichendem Maße Reservekapazitäten bereitgehalten werden.⁵¹ Problematisch sind jedoch außergewöhnliche stochastische Ereignisse wie beispielsweise eine Wasserknappheit in einem von Wasserkraftwerken geprägten Strommarkt, nach der ein großer Teil der Kraftwerkskapazitäten über einen längeren Zeitraum nicht zur Verfügung steht. Da fraglich ist, ob solche Extremereignisse privatwirtschaftlich abgesichert werden können, ergeben sich aus den Marktprozessen möglicherweise ineffizient geringe Anreize zum Aufbau entsprechender Reservekapazitäten.

⁵¹ Die Voraussetzung sind allerdings funktionierende Terminmärkte. Vgl. hierzu Neuhoff/Vries (2004): S. 253ff.

ten.⁵² Dies gilt jedoch nur dann, wenn der volkswirtschaftliche Nutzen einer umfassenden gesellschaftlichen Absicherung gegen Extremereignisse, deren Eintritt sehr unwahrscheinlich ist, die Kosten des Aufbaus der entsprechenden Reservekapazität übertrifft. Ob dies der Fall ist, muss letztlich durch eine politische Abwägung unter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Risikopräferenz entschieden werden.

Die dynamische Effizienz des Strommarkts kann schließlich auch durch eine mangelnde Konstanz oder Planbarkeit der politischen Markteingriffe gestört werden. Kraftwerksinvestitionen sind langfristige Investitionen und benötigen dementsprechend ein stabiles regulatorisches Umfeld, damit zur hohen Volatilität der Produktpreise nicht ein weiteres Risiko in Form politischer Unsicherheit hinzukommt. Eine unstetige Regulierung, bei der die Rahmenbedingungen nicht eindeutig und langfristig definiert sind, kann vergleichbare Auswirkungen wie eine *hold-up*-Problematik haben, weil die Unternehmen befürchten müssen, dass die Politik die Erlöschancen einmal getätigter Investitionen nachträglich verändert und den Kraftwerken auf diese Weise die Geschäftsgrundlage entzieht.⁵³

2.5.3 EFFIZIENTE ANREIZE ZUR ANPASSUNG AN STRUKTURVERÄNDERUNGEN

Für ein effizientes Marktergebnis ist letztlich nicht allein entscheidend, dass neue Kraftwerke gebaut werden, sondern auch, wo sie gebaut werden. Wenn sich durch die Standortentscheidung der Kraftwerksbetreiber die räumliche Struktur des Stromangebots verändert, können strukturelle Engpässe entstehen, so dass es zu einer Teilung des bestehenden Strommarkts kommt. Auch wenn die effiziente Nutzung dieser Engpässe prinzipiell mithilfe der in Kapitel 2.4 skizzierten Engpassmanagementmethoden gewährleistet werden kann, ist die Aufteilung von Strommärkten nicht in jedem Fall ökonomisch sinnvoll. So ergeben sich bei der Bereitstellung der Netzstabilität Größenvorteile, weil das Saldierungspotential mit

⁵² Vgl. Ausubel/Cramton (2010): S. 196f.

⁵³ Vgl. Joskow (2008): S. 161 und Cramton/Ockenfels (2011): S. 29f.

der Anzahl der Marktteilnehmer steigt.⁵⁴ Gleichzeitig weisen größere Strommärkte im Allgemeinen eine höhere Liquidität auf, die eine grundlegende Voraussetzung für ein effizientes Marktergebnis ist.

Eine Möglichkeit, die Aufteilung der Strommärkte zu verhindern, liegt im entsprechenden Ausbau der Stromnetze. Aus ökonomischer Sicht ist dies aber nur dann sinnvoll, wenn die individuellen Kostenvorteile eines Standorts, die sich beispielsweise bei den Lieferkosten der benötigten Primärenergieträger ergeben können, höher als die durch die Standortwahl verursachten Netzausbaukosten sind. Das Strommarktdesign muss deshalb entsprechende Anreize schaffen, damit Kraftwerksbetreiber bei ihrer Standortentscheidung auch potentielle Netzrestriktionen berücksichtigen.

⁵⁴ Für eine empirische Modellierung dieses Zusammenhangs vgl. z.B. Brückl (2006): S. 17ff.

3 DAS DEUTSCHE STROMMARKTDESIGN

3.1 GRUNDLEGENDE AUSGESTALTUNG

Wie in Abbildung 3.1 veranschaulicht, besteht der deutsche Strommarkt aus dem Produktmarkt und dem Regelleistungsmarkt, die sich wiederum zeitlich in verschiedene Teilmärkte untergliedern lassen. Die Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung erfolgt ausnahmslos standardisiert über eine gemeinsame Plattform der vier Übertragungsnetzbetreiber.⁵⁵ Am Produktmarkt kann Strom dagegen sowohl in Form von standardisierten Kontrakten an der deutschen Strombörse als auch außerbörslich im so genannten *over-the-counter*-Geschäft gehandelt werden. Der börsliche Stromhandel findet dabei an der EEX (Terminmarktgeschäfte) beziehungsweise der EPEX Spot (Spotmarktgeschäfte) statt. Der außerbörsliche Handel kann dagegen entweder direkt bilateral oder über freie Handelsplattformen erfolgen. Der Vorteil gegenüber dem Handel an der Strombörse besteht in der höheren Flexibilität der Kontrakte, die sich genau an die individuellen Bedürfnisse anpassen lassen. Andererseits ist bei einem Handel an der Strombörse das Risiko dass der Transaktionspartner die Vereinbarung nicht einhält, über das *clearing*-Verfahren automatisch abgesichert, während bei außerbörslichen Geschäften häufig eine individuelle Absicherung erfolgen muss.⁵⁶

Die Teilnahme am Strommarkt setzt die Zuordnung zu einem Bilanzkreis voraus, auf dem in viertelstündlicher Auflösung alle Strommengen verbucht werden, die der entsprechende Marktteilnehmer produziert, kauft oder verkauft. Die Gründung eines eigenen Bilanzkreises erfolgt über den Abschluss eines Bilanzkreisvertrags mit dem verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber. Für kleinere Marktteilnehmer kann es allerdings auch vorteilhaft sein, sich mithilfe von Subbilanzkreisen anderen Bilanzkreisen

⁵⁵ www.regelleistung.net

⁵⁶ Vgl. Ströbele et al. (2010): S. 69.

unterzuordnen, um auf diese Weise Transaktionskosten einzusparen, die durch die Bilanzkreisführung und die Bilanzkreisabrechnung entstehen.

Der Bilanzausgleich findet im Anschluss an den Lieferzeitpunkt statt. Die Verrechnung der Bilanzungleichgewichte erfolgt im Allgemeinen institutionell über den virtuellen Bezug beziehungsweise die virtuelle Lieferung von Ausgleichsenergie. Die Bilanzkreisverantwortlichen können allerdings auch versuchen, ihre Bilanzkreisungleichgewichte eigenständig am *day-after*-Markt auszugleichen. Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile des deutschen Strommarkts detailliert erläutert.

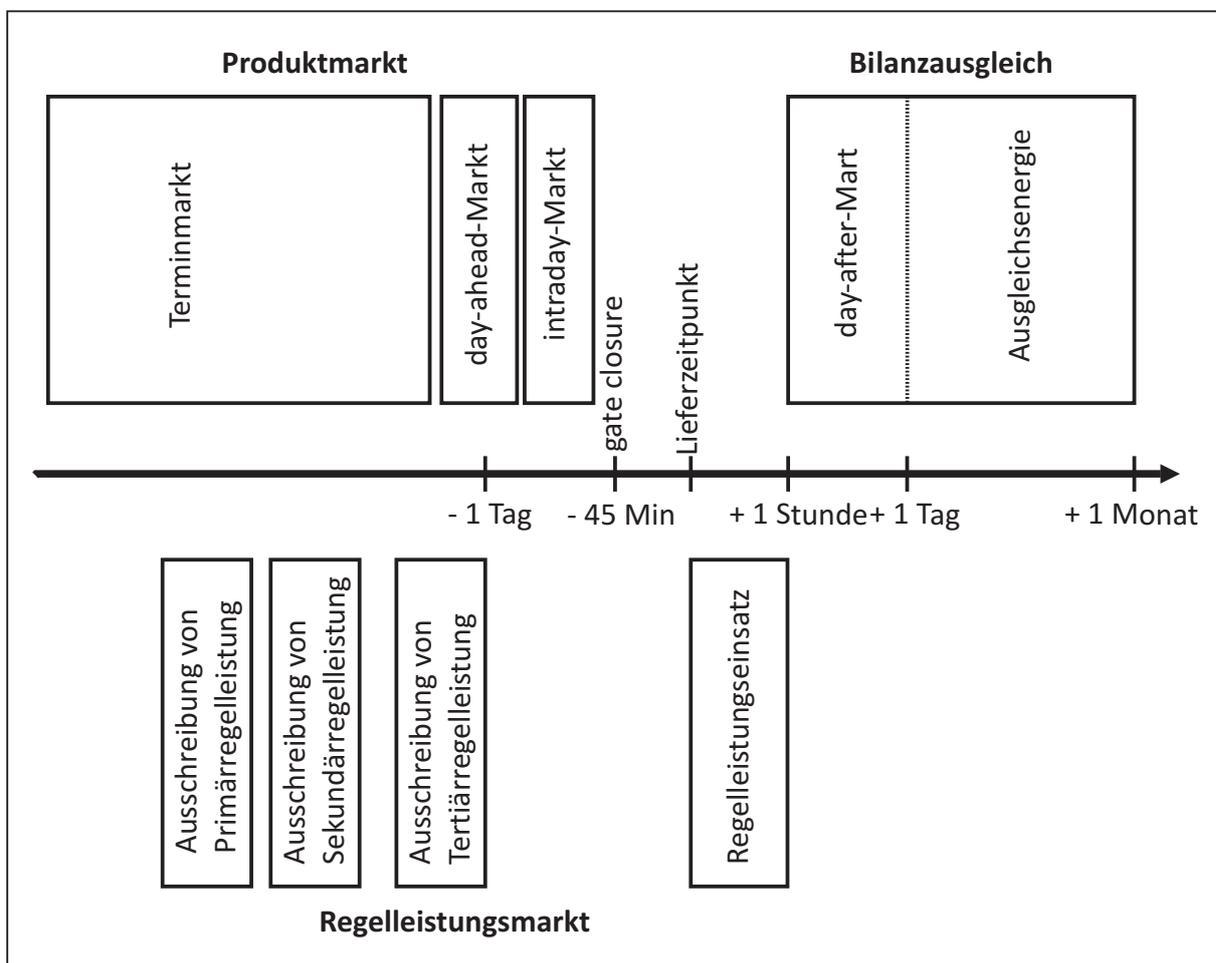


Abbildung 3.1: Der deutsche Strommarkt

Quelle: Eigene Darstellung

3.1.1 PRODUKTMARKT

Terminmarkt

Der Terminmarkt bietet den Marktteilnehmern die Möglichkeit, sich gegen Preis- und Mengenrisiken abzusichern. Aufgrund der tages-, wochen- und jahreszeitlichen Nachfrageschwankungen und der geringen Preiselastizität der Stromkonsumenten weist der Strompreis eine vergleichsweise hohe Volatilität auf, weshalb je nach Risikopräferenz ein entsprechender Risikoabsicherungsbedarf besteht. Die Risikoabsicherung kann über unterschiedliche Formen von Terminmarktgeschäften erfolgen.

Futures (börslicher Handel) beziehungsweise *forwards* (außerbörslicher Handel) sind unbedingte Terminmarktgeschäfte, die in jedem Fall erfüllt werden müssen. Dabei kann entweder eine tatsächliche physische Lieferung von Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt oder eine finanzielle Verrechnung vereinbart werden. Bei der finanziellen Verrechnung wird die Differenz zwischen dem im Terminkontrakt fixierten Preis und dem tatsächlichen Preis des zugrunde gelegten Guts im Erfüllungszeitpunkt erstattet beziehungsweise bezahlt.

An der EEX können sowohl physische *futures* (*german-power-futures*) als auch finanzielle *futures* (*phelix-futures*) gehandelt werden. Der *future*-Handel findet jeweils in kontinuierlicher Form statt. Um den Marktteilnehmern eine grobe Strukturierung ihrer Produktions- oder Absatzprofile zu ermöglichen, gibt es *baseload-futures* und *peakload-futures*. Ein *baseload-future* verbrieft die ganztägige Stromlieferung beziehungsweise die ganztägige finanzielle Verrechnung, *peakload-futures* gelten montags bis freitags für die Zeit von acht Uhr morgens bis acht Uhr abends. Sie decken damit den Zeitraum ab, in dem in der Regel eine hohe Stromnachfrage vorliegt. Die finanziellen *futures* beziehen sich auf den durchschnittlichen Preis der *day-ahead*-Auktion an der EPEX Spot für den jeweils relevanten Zeitraum.⁵⁷

⁵⁷ Vgl. European Energy Exchange (2011): S. 6ff.

Eine weitere Möglichkeit zur Risikoabsicherung stellen Optionen dar. Bei Optionen handelt es sich um bedingte Termingeschäfte, bei denen ein Marktteilnehmer das Recht erwirbt, zu einem späteren Zeitpunkt ein bestimmtes Produkt zu einem *ex-ante* festgelegten Preis von einem anderen Marktteilnehmer kaufen oder verkaufen zu können. Der Verkäufer einer Option erhält dafür eine Optionsprämie, die unabhängig von der tatsächlichen Ausübung gezahlt werden muss. Der Zeitpunkt und die damit einhergehende Flexibilität der Ausübung sind vom Typ der Option abhängig. Während europäische Optionen nur am Ende der Laufzeit ausgeübt werden können, ist bei amerikanischen Optionen eine flexible Ausübung innerhalb der gesamten Laufzeit möglich. Darüber hinaus gibt es auch Mischformen, die die Ausübung in bestimmten Zeiträumen während der Laufzeit zulassen.

An der EEX können europäische Optionen auf den Erwerb und Verkauf von *phelix-baseload-futures* und *phelix-peakload-futures* gehandelt werden. Der Käufer einer *phelix-peakload*-Kaufoption erwirbt somit das Recht, am Fälligkeitstag einen *phelix-peakload*-future zu einem *ex-ante* fixierten Preis erwerben zu können. Ebenso wie der *future*-Handel findet auch der Handel von Optionen kontinuierlich statt.⁵⁸

day-ahead-Markt

Auf dem *day-ahead*-Markt der EPEX Spot werden Stromlieferkontrakte für einzelne Stunden oder Stundenblöcke des Folgetages gehandelt. Auch wenn es sich durch das zeitliche Auseinanderfallen von Stromhandel und Stromlieferung nicht um einen klassischen Spotmarkt handelt, kommt dem *day-ahead*-Markt eine ähnliche Signalfunktion zu. Der *day-ahead*-Marktpreis wird deshalb häufig als Spotpreis bezeichnet und dient auch als Basiswert für Terminmarktgeschäfte.

Im Gegensatz zum Terminmarkt findet der *day-ahead*-Markt nicht als kontinuierlicher Handel, sondern in Form einer Auktion statt. Die Marktteilnehmer können dabei für jede einzelne Stunde Angebots- und Nachfra-

⁵⁸ Vgl. European Energy Exchange (2011): S. 12ff.

gefunktionen aus bis zu 256 Preis-Mengen-Kombinationen abgeben. Darüber hinaus sind auch Blockgebote für mehrere Stunden des Folgetages möglich, die nur dann ausgeführt werden, wenn das Gebot im Rahmen der Auktion für alle betreffenden Stunden einen Zuschlag erhält. Blockgebote eignen sich somit insbesondere für Betreiber von inflexiblen Kraftwerken, weil auf diese Weise sichergestellt werden kann, dass das Kraftwerk nicht nur für einzelne Stunden angefahren und zwischenzeitlich wieder heruntergefahren werden muss. Die Gebote dürfen jeweils maximal 3000 €/MWh und minimal minus 3000 €/MWh betragen.

Täglich um zwölf Uhr wird über eine Saldierung der individuellen Gebotskurven die kumulierte Marktangebots- und Marktnachfragefunktion für jede einzelne Stunde des Folgetages bestimmt. Durch den Schnittpunkt der beiden Funktionen ergibt sich anschließend der stündliche Strompreis. Die *day-ahead*-Auktion findet als Einheitspreisauktion statt, weshalb alle Stromanbieter, die einen Zuschlag erhalten haben, für ihre Stromlieferung in Höhe des Grenzgebotes entlohnt werden, und alle Stromnachfrager, die einen Zuschlag erhalten haben, einen Preis in Höhe des Grenzgebots bezahlen müssen. Wenn sich kein Schnittpunkt zwischen den kumulierten Angebots- und Nachfragefunktionen ergibt, wird für die entsprechenden Stunden eine zweite Auktion durchgeführt.⁵⁹

Im Rahmen der *day-ahead*-Auktion wird darüber hinaus nach § 1 der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) die vorrangig abgenommene Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt veräußert. Die gesamte vortägliche Einspeiseprognose wird dabei in Form eines unlimitierten Verkaufsgebots im Rahmen der *day-ahead*-Auktion angeboten. Unlimitierte Verkaufsgebote werden bei der Erstellung der Marktangebotsfunktion mit der Preisuntergrenze in Höhe von minus 3000 €/MWh bewertet. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass diese Gebote im Normalfall einen Zuschlag erhalten.⁶⁰ Die

⁵⁹ Vgl. European Power Exchange (2011): S. 6f.

⁶⁰ In Ausnahmesituationen kann nach § 8 AusglMechAV von der preisunlimitierten Vermarktung abgewichen werden. Vgl. hierzu Kapitel 4.1.2.

Förderung der erneuerbaren Energien stellt ein wesentliches Merkmal des deutschen Strommarkts dar und wird in Kapitel 4.1 umfassend analysiert.

intraday-Markt

Auf dem *intraday*-Markt der EPEX Spot werden am Liefertag Stundenkontrakte oder Blockgebote gehandelt. Der Handel findet dabei in kontinuierlicher Form statt. Die zulässige Preisspanne für Gebote liegt zwischen minus 9999,99 €/MWh und 9999,99 €/MWh. Den Handelsschluss markiert das *gate closure* 45 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt.⁶¹ Aufgrund des geringeren Zeitraums zwischen Stromhandel und Stromlieferung könnte der *intraday*-Markt aus theoretischer Sicht eine Alternative zum *day-ahead*-Markt als Spotmarktersatz darstellen. Dem Vorteil der besseren Informationsbasis steht allerdings ein gravierender Nachteil in Form geringer Liquidität gegenüber. Ob sich dies in Zukunft ändert, hängt auch davon ab, inwieweit sich die Einsatzflexibilität der Kraftwerke verändert. Derzeit ist für viele Kraftwerksbetreiber eine stärkere Vermarktung am *intraday*-Markt aufgrund der Flexibilitätsrestriktionen nicht sinnvoll. Bislang wird der *intraday*-Markt deshalb fast ausschließlich zum Ausgleich kurzfristiger Produktions- oder Nachfrageänderungen genutzt und dient nicht als Basiswert für börsennotierte Terminkontrakte.

3.1.2 REGELLEISTUNGSMARKT

Wie in Kapitel 2.5.1 erläutert, stellt der Regelleistungsmarkt ein Monopson dar und dient dem institutionellen Ausgleich unvorhergesehener Marktungleichgewichte. Regelleistung wird allerdings nur für die Viertelstunde, in der das Ungleichgewicht auftritt, sowie die nächsten drei darauf folgenden Viertelstunden eingesetzt. Anschließend muss der für das Ungleichgewicht verantwortliche Bilanzkreis eigenständig für einen Ausgleich sorgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach § 22 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) und § 6 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) die Aufgabe, den

⁶¹ Vgl. European Power Exchange (2011): S. 10.

Regelleistungsbedarf in einem transparenten, marktorientierten und diskriminierungsfreien Prozess auszuschreiben sowie den gegebenenfalls notwendigen Regelleistungseinsatz zu koordinieren. Dies erfolgt innerhalb Deutschlands regelzonenübergreifend im Rahmen eines Netzregelverbundes.⁶² Der Netzregelverbund führt auf der einen Seite zu einer höheren Liquidität bei den Ausschreibungen, weil es einen Gesamtmarkt anstelle von vier Einzelmärkten gibt. Auf der anderen Seite werden die einzelnen Regelzonensalden nicht separat ausgeglichen, sondern nur der Saldo des Netzregelverbunds. Dadurch wird in Situationen, in denen die Ungleichgewichte in den einzelnen Regelzonen unterschiedliche Vorzeichen haben, ein unnötiges Gegeneinanderregeln der Regelzonen vermieden.⁶³ Die gemeinsame Ausschreibung der Regelleistung ist allerdings nur möglich, solange keine Netzengpässe zwischen den einzelnen Regelzonen bestehen, weil ansonsten die Netzstabilität nicht gewährleistet werden kann.

Um als Anbieter am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, muss eine technische Präqualifikation der entsprechenden Kraftwerks- oder Nachfragekapazitäten erfolgen. Die genauen Anforderungen hängen jeweils von der Qualitätsstufe der Regelleistung ab.⁶⁴ Regelleistung wird in drei unterschiedlichen Qualitäten ausgeschrieben. Das Qualitätsmerkmal stellt dabei die Vorlaufzeit bis zum Abruf der Regelleistung dar. Je zeitnäher der Abruf erfolgt, desto höher sind die Flexibilitätsanforderungen an die vorzuhaltenden Kraftwerks- oder Nachfragekapazitäten und desto höher sind dementsprechend auch die Kosten. Es ist daher ökonomisch sinnvoll, bei

⁶² Für die Zukunft ist eine internationale Ausweitung des Netzregelverbunds angedacht. Ein Testlauf mit der Regelzone Dänemark (West) hat im Oktober 2011 begonnen, später sind auch Kooperationen mit Tschechien, den Niederlanden und der Schweiz geplant. Der internationale Netzregelverbund soll allerdings lediglich die Saldierung, nicht aber eine gemeinsame Regelleistungsausschreibung umfassen. Vgl. 50 Hertz et al. (2011b): S. 1ff.

⁶³ Die Saldierung der einzelnen Regelzonen hat deutliche Kostenvorteile gegenüber einem getrennten Einsatz von Regelleistung in den einzelnen Regelzonen. Vgl. hierfür Flinkerbusch/Heuterkes (2010): S. 4715ff.

⁶⁴ Für eine detaillierte Darstellung der Präqualifikationsanforderungen vgl. Anhang D aus Verband der Netzbetreiber (2007).

länger andauernden Ungleichgewichten auf niedrigere und gleichzeitig günstigere Regelleistungsqualitäten zu wechseln.

Primärregelleistung

Primärregelleistung stellt die höchste Qualitätsstufe dar. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden nach Aktivierung in voller Leistung zur Verfügung stehen und anschließend – je nachdem ob und wie schnell sie durch Sekundärregelleistung ersetzt werden kann – einen Zeitraum von bis zu 15 Minuten abdecken. Der Abruf erfolgt dezentral auf Basis einer vollautomatischen, frequenzabhängigen Leistungsregelung der entsprechenden Kraftwerks- oder Nachfragekapazitäten, die deshalb über einen Primärregler verfügen müssen.

Der Bedarf an vorzuhaltender Primärregelleistung wird vom Verband europäischer Netzbetreiber (ENTSO-E) jeweils für ein Jahr festgelegt und entspricht der Leistung, die bei einem zeitgleichen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe Kontinentaleuropa ausgeglichen werden muss.⁶⁵ Für das Jahr 2011 entsprach der Bedarf 3000 MW. Die Aufteilung des Gesamtbedarfs auf die einzelnen Regelzonen erfolgt auf Basis des Anteils am gesamten Stromverbrauch in der Regionalgruppe Kontinentaleuropa. Im Jahr 2011 betrug dieser Anteil in den vier deutschen Regelzonen etwa 20,4 %, so dass im Netzregelverbund jeweils 612 MW positive und negative Primärregelleistung vorgehalten werden musste.⁶⁶

Die Ausschreibung der Primärregelleistung erfolgt immer dienstags um 15 Uhr für die gesamte Folgewoche. Die minimale Gebotsgröße beträgt ± 1 MW. Eine Aufteilung in bestimmte Zeitscheiben oder die Regelrichtung gibt es nicht, so dass ein Anbieter, der bei der Ausschreibung den Zuschlag

⁶⁵ Zur Regionalgruppe Kontinentaleuropa gehören die Stromnetze von Österreich, Belgien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Tschechien, Kroatien, Dänemark (West), Frankreich, Deutschland, Griechenland, Ungarn, Italien, Luxemburg, Montenegro, den Niederlanden, Polen, Portugal, Rumänien, Serbien, der Slowakei, Slowenien, Spanien und der Schweiz.

⁶⁶ Siehe www.regelleistung.net.

erhält, gleichermaßen positive und negative Primärregelleistung in Höhe der gebotenen Kapazität für den Zeitraum von Montag 00 Uhr bis Sonntag 24 Uhr vorhalten muss.⁶⁷ Als Ausschreibungsverfahren wird eine eindimensionale Auktion verwendet, bei der die Anbieter entsprechend ihres Leistungspreisgebots ausgewählt und entlohnt werden.⁶⁸ Vergütet wird somit ausschließlich die Vorhaltung von Primärregelleistung, eine zusätzliche Entlohnung im Falle eines Regelleistungsabrufs gibt es nicht.

Sekundärregelleistung

Sekundärregelleistung stellt die mittlere Qualitätsstufe dar und muss innerhalb von fünf Minuten nach Aktivierung in voller Leistung zur Verfügung stehen. Der Abruf wird automatisch durch die zentrale Netzleitwarte des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers gesteuert. Potentielle Anbieter müssen deshalb über eine entsprechende informationstechnische Anbindung an den zentralen Leistungs-Frequenz-Regler angeschlossen sein, um die Regelungssignale empfangen zu können.

Der Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung wird für jede Regelzone separat berechnet. Dazu wird eine Defizitwahrscheinlichkeit vorgegeben, nach der die erwartete Anzahl an Stunden pro Kalenderjahr, in denen die vorgehaltene Sekundärregelleistung den tatsächlichen Bedarf nicht deckt, rund neun beträgt. Der kumulierte Bedarf an positiver Sekundärregelleistung beträgt nach dieser Berechnungsmethodik derzeit 2074 MW, während negative Regelleistung in Höhe von 2101 MW vorgehalten werden muss.⁶⁹

Die Ausschreibung der Sekundärregelleistung erfolgt jeweils mittwochs um 15 Uhr für die gesamte Folgewoche. Die minimale Gebotsgröße beträgt ± 5 MW. Im Gegensatz zur Primärregelleistung wird positive und negative Sekundärregelleistung separat ausgeschrieben. Zudem gibt es jeweils zwei

⁶⁷ Vgl. Bundesnetzagentur (2011b): S. 2ff.

⁶⁸ Bei drohenden Netzengpässen innerhalb des Netzregelverbands können die Übertragungsnetzbetreiber beantragen, dass auch der Standort der Leistungserbringung bei der Auswahl berücksichtigt wird.

⁶⁹ Siehe www.regelleistung.net.

Zeitscheiben. Die Zeitscheibe „Hauptzeit“ erstreckt sich über den Zeitraum von Montag bis Freitag, 8 Uhr bis 20 Uhr. Die restlichen Stunden der Werktage sowie die Wochenenden und Feiertage werden von der Zeitscheibe „Nebenzeit“ abgedeckt.⁷⁰

Als Ausschreibungsverfahren wird eine zweidimensionale Auktion verwendet. Die Gebote bestehen dabei aus einem Leistungspreis für die Vorhaltung der entsprechenden Kapazitäten und einem Arbeitspreis für deren Einsatz. Die Auswahl der Gebote erfolgt anhand des Leistungspreises, den die angenommenen Gebote in jedem Fall erhalten.⁷¹ Anschließend werden die angenommenen Gebote anhand der gebotenen Arbeitspreise geordnet. Muss nun Sekundärregelleistung eingesetzt werden, werden zuerst die Gebote mit den niedrigsten Arbeitspreisen abgerufen und entsprechend entlohnt. Die Vergütung erfolgt jeweils nach dem Gebotspreisverfahren.

Tertiärregelleistung

Die Tertiärregelleistung wird häufig auch als Minutenreserve bezeichnet und stellt die niedrigste Qualitätsstufe dar. Sie muss innerhalb von fünfzehn Minuten nach Aktivierung in voller Leistung zur Verfügung stehen und den restlichen Zeitraum bis zum Ende des institutionell abgesicherten Ausgleichs abdecken. Der Abruf erfolgt automatisch durch die Netzleitwarte der Übertragungsnetzbetreiber.⁷²

Der Bedarf an vorzuhaltender Tertiärregelleistung wird über die gleiche Methodik wie bei der Sekundärregelleistung berechnet. Die Defizitwahrscheinlichkeit wird somit wieder auf etwa neun Stunden pro Kalenderjahr

⁷⁰ Vgl. Bundesnetzagentur (2011c): S. 2ff.

⁷¹ Bei drohenden Netzengpässen innerhalb des Netzregelverbands können die Übertragungsnetzbetreiber beantragen, dass auch der Standort der Leistungserbringung bei der Auswahl berücksichtigt wird. Derzeit hat 50 Hertz die Genehmigung, 425 MW negative Sekundärregelleistung regelzonenintern bereitzuhalten, vgl. hierfür Bundesnetzagentur (2011a): S. 2.

⁷² Vgl. Bundesnetzagentur (2011e): S. 39f. Diese Vorgabe gilt allerdings erst ab dem 01.07.2012. Bis dahin erfolgt der Abruf der Tertiärregelleistung telefonisch.

festgelegt. Auf diese Weise ergibt sich derzeit ein kumulierter Bedarf an positiver Tertiärregelleistung in Höhe von 2509 MW, während negative Tertiärregelleistung in Höhe von 1864 MW vorgehalten werden muss.⁷³

Die Ausschreibung der Tertiärregelleistung erfolgt werktäglich für den jeweils folgenden Tag. Falls die folgenden Tage auf Wochenenden oder Feiertage fallen, wird die Ausschreibung simultan für die entsprechenden Tage und den anschließenden Werktag durchgeführt. Die minimale Gebotsgröße beträgt ± 5 MW.⁷⁴ Die Ausschreibung von positiver und negativer Tertiärregelleistung findet separat statt und erfolgt für jeweils sechs Zeitscheiben, die den Tag gleichmäßig in vierstündige Perioden aufteilen. Die erste Zeitscheibe beginnt somit um 0 Uhr und endet um 4 Uhr, während die letzte Zeitscheibe um 20 Uhr beginnt und um 24 Uhr endet.⁷⁵

Das Ausschreibungsverfahren ist identisch mit dem der Sekundärregelleistung. Die Gebote bestehen somit ebenfalls aus einem Leistungspreis für die Vorhaltung der entsprechenden Kapazitäten und einem Arbeitspreis für deren Einsatz. Während die Auswahl der Gebote auf Basis der Leistungspreisgebote vorgenommen wird, werden die Arbeitspreisgebote für die Reihenfolge des Abrufs herangezogen.⁷⁶ Die Vergütung erfolgt jeweils nach dem Gebotspreisverfahren.

3.1.3 BILANZAUSGLEICH

Es wäre hochgradig ineffizient, alle Bilanzkreisungleichgewichte separat mit dem Einsatz von Regelleistung auszugleichen, weil auf diese Weise potentielle Saldierungseffekte zwischen den Bilanzkreisen ungenutzt blieben. Die Grundlage des Bilanzausgleichs stellt somit die Saldierung aller

⁷³ Siehe www.regelleistung.net.

⁷⁴ Bis zum 01.07.2012 gilt eine Übergangsregelung, bei der die minimale Gebotsgröße ± 10 MW beträgt.

⁷⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2011e): S. 2ff.

⁷⁶ Bei drohenden Netzengpässen innerhalb des Netzregelverbands können die Übertragungsnetzbetreiber beantragen, dass auch der Standort der Leistungserbringung bei der Auswahl berücksichtigt wird.

Bilanzkreisungleichgewichte im Netzregelverbund dar, um das tatsächliche energetische Ungleichgewicht bestimmen zu können. Auf diese Weise ergibt sich schließlich der benötigte Regelleistungseinsatz. Falls ein negativer Netzregelverbundsaldo vorliegt, wird dementsprechend in gleicher Höhe positive Regelleistung eingesetzt, während ein positives Netzregelverbundsaldo durch negative Regelleistung ausgeglichen wird. Abbildung 3.2 veranschaulicht die Saldierung der Bilanzkreise innerhalb des Netzregelverbunds.

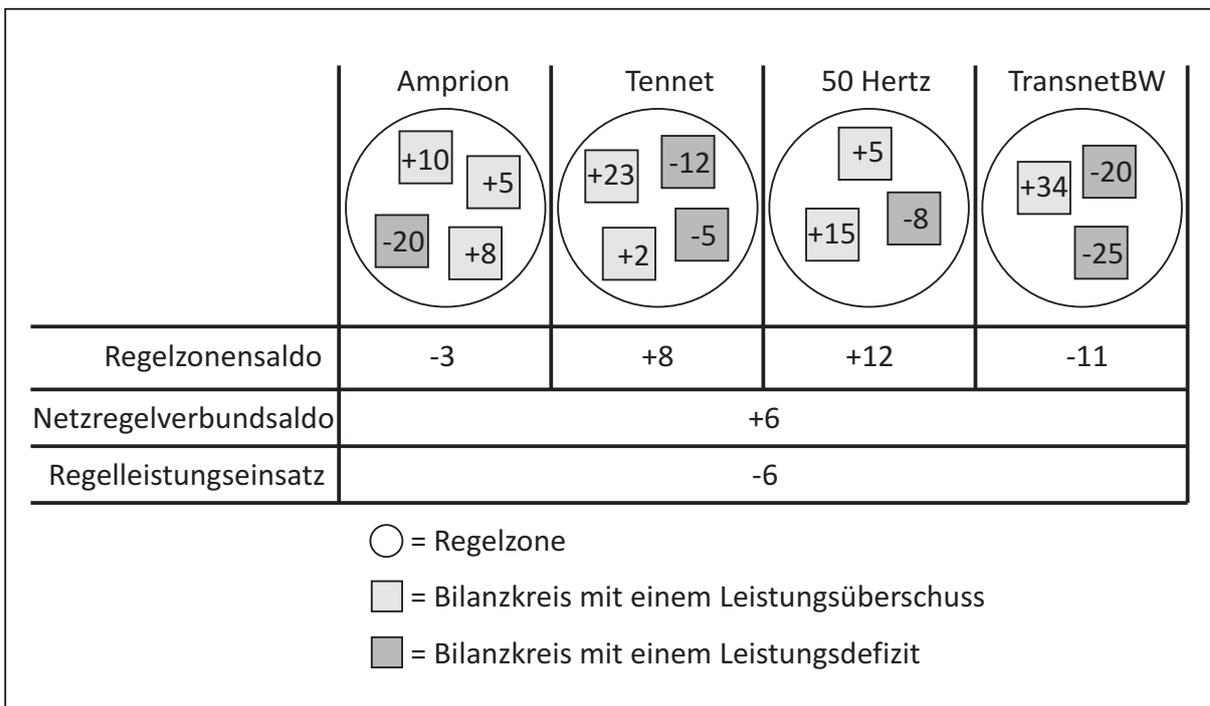


Abbildung 3.2: Bestimmung des Netzregelverbundsaldos

Quelle: Eigene Darstellung

Die Abrechnung der Bilanzkreisungleichgewichte erfolgt anschließend in viertelstündlicher Auflösung durch ein virtuelles Ausgleichsenergiesystem. Die Abrechnungsperioden betragen somit jeweils 15 Minuten. Ein Bilanzkreis, der in diesem Zeitraum ein Leistungsdefizit aufweist, muss in gleicher Höhe Ausgleichsenergie beziehen. Bilanzkreisüberschüsse werden dagegen in Form einer Ausgleichsenergielieferung verrechnet. Um den Ausgleichsenergiepreis für die jeweilige Abrechnungsperiode zu bestimm-

men, müssen die Übertragungsnetzbetreiber sowohl die in der Viertelstunde eingesetzte Regelleistung, als auch die daraus resultierenden Einnahmen und Ausgaben ermitteln.

Da der Regelleistungseinsatz nicht viertelstündlich, sondern in Echtzeit zum Ausgleich der jeweiligen Ungleichgewichte erfolgt, ist es möglich, dass innerhalb einer Abrechnungsperiode sowohl positive als auch negative Regelleistung eingesetzt wird. Der Saldo der eingesetzten Regelleistung ergibt sich somit aus der Summe der positiven und negativen Regelleistung. Dabei wird allerdings nur die Sekundär- und Tertiärregelleistung berücksichtigt. Diese Beschränkung lässt sich auf die Vorgabe zurückführen, dass nur die Kosten des tatsächlichen Regelleistungseinsatzes in Form von elektrischer Arbeit auf die für die Ungleichgewichte verantwortlichen Bilanzkreise umgelegt werden. Die Kosten der Regelleistungsvorhaltung werden dagegen über die Netznutzungsentgelte sozialisiert. Bei der Primärregelleistung wird nur die Vorhaltung vergütet, so dass sie bei der Ausgleichsenergiepreisbildung nicht berücksichtigt wird.

Für die Berechnung der Einnahmen und Ausgaben werden somit ausschließlich die Arbeitspreisgebote der eingesetzten positiven und negativen Sekundär- und Tertiärregelleistung herangezogen. Da der Einsatz negativer Regelleistung auf Seiten des Regelleistungsanbieters zu einer Einsparung von Brennstoffen oder einem zusätzlichen Strombezug führt, werden für negative Regelleistung zum Teil negative Arbeitspreisgebote abgegeben. In diesem Fall kann ein Abruf von Regelleistung auch Einnahmen generieren. Der Ausgleichsenergiepreis AEP ergibt sich schließlich durch die Division der Summe aus Ausgaben und Einnahmen sowie der Summe des positiven und negativen Regelleistungsabrufs:

$$AEP = \frac{\text{Ausgaben} - \text{Einnahmen}}{\text{positive Regelleistung} - \text{negative Regelleistung}} \quad (3.1)$$

Wenn der Ausgleichsenergiepreis positiv ist, erhalten die überspeisten Bilanzkreise von den unterspeisten Bilanzkreisen eine Zahlung für die Lieferung von Ausgleichsenergie. Der Ausgleichsenergiepreis kann aller-

dings auch negativ werden, wenn beispielsweise in einer Abrechnungsperiode mehr negative als positive Regelleistung eingesetzt wird, ohne dass gleichzeitig ein Einnahmeüberschuss entsteht. In diesem Fall werden Bilanzkreise, die ein Leistungsdefizit aufweisen, von den Bilanzkreisen mit einem Leistungsüberschuss für die Abnahme der Ausgleichsenergie entlohnt.

Problematisch sind Situationen, in denen in einer Abrechnungsperiode eine nahezu identische Menge positiver und negativer Regelleistung abgerufen wird, weil der Ausgleichsenergiepreis bei solchen Konstellationen sehr hohe Werte annehmen kann. Um dies zu vermeiden, gibt es eine Preisober- und eine Preisuntergrenze, die jeweils dem betragsmäßig höchsten Arbeitspreisgebot entspricht, das in der entsprechenden Abrechnungsperiode abgerufen wurde. Um die Preisuntergrenze zu bestimmen, wird der entsprechende Wert mit minus eins multipliziert.

Die Preisbeschränkung führt dazu, dass unter Umständen ein Teil der Kosten des Regelleistungsabrufs bei den Übertragungsnetzbetreibern verbleibt und nicht auf die Bilanzkreise umgelegt werden kann. Die nicht überwältzbaren Einnahmen und Ausgaben aus dem Regelleistungsabruf werden deshalb monatlich saldiert und anschließend auf die Ausgleichsenergiepreise der einzelnen Abrechnungsperioden aufgeteilt. Aus diesem Grund können die Ausgleichsenergiepreise erst mit großem zeitlichem Abstand zur eigentlichen Abrechnungsperiode vollständig berechnet und veröffentlicht werden.

Um eine zeitnahe Absicherung des Ausgleichsenergiepreisesrisikos zu ermöglichen, können die Bilanzkreisverantwortlichen nach § 5 Absatz 3 StromNZV auf dem *day-after*-Markt bis 16 Uhr des auf die jeweilige Abrechnungsperiode folgenden Tages versuchen, ihre Bilanzkreisungleichgewichte durch gegenseitige Tauschgeschäfte glattzustellen und auf diese Weise der Inanspruchnahme der institutionellen Ausgleichsenergie vorzubeugen. Der Handel mit Bilanzungleichgewichten findet ausschließ-

lich außerbörslich statt. Bislang wird der *day-after*-Markt allerdings kaum genutzt und ist deshalb nur von untergeordneter Bedeutung.⁷⁷

3.2 ANALYSE

Im Folgenden wird die Ausgestaltung des deutschen Strommarktdesign untersucht. Die normative Grundlage stellen dabei die in Kapitel 2.5 abgeleiteten Anforderungen an ein effizientes Strommarktdesign dar. Die Analyse erfolgt auf Basis der dort entwickelten formalen Strukturierungen.

3.2.1 BEREITSTELLUNG DER NETZSTABILITÄT

Primärregelleistung

Die Ausschreibung der Primärregelleistung erfolgt mithilfe eines eindimensionalen Auktionsverfahrens und gilt gleichzeitig für positive und negative Regelleistung. Die Gebote umfassen somit nur einen Parameter, mit dem die Anbieter für die gleichzeitige Vorhaltung der entsprechenden positiven und negativen Regelleistungskapazitäten vergütet werden. Eine separate Vergütung für den Abruf der Regelleistung gibt es nicht. Der Gebotsparameter $LP_P(x_{PR})$ für eine marginale Einheit Primärregelleistung x_{PR} enthält deshalb neben den Grenzoportunitätskosten der positiven und negativen Kapazitätsvorhaltung $OK_{PR+}(x_{PR})$ und $OK_{PR-}(x_{PR})$ auch die mit der jeweiligen Abrufwahrscheinlichkeit δ_{PR+} beziehungsweise δ_{PR-} gewichteten Abrufkosten für positive Regelleistung $c_{PR+}(x_{PR})$ und eingesparten Produktionskosten für negative Regelleistung $c_{PR-}(x_{PR})$:

$$LP_P(x_{PR}) = OK_{PR+}(x_{PR}) + OK_{PR-}(x_{PR}) + \delta_{PR+} * c_{PR+}(x_{PR}) - \delta_{PR-} * c_{PR-}(x_{PR}) \quad (3.2)$$

Da bei der Auktion das Gebotspreisverfahren verwendet wird, werden Anbieter, die einen Zuschlag erhalten haben, in Höhe ihres eigenen Gebots entlohnt. Die optimale Strategie besteht somit darin, das Gebot nicht auf Basis der eigenen Kostenbestandteile zu erstellen, sondern das Gebot des

⁷⁷ Für eine ausführliche Analyse des *day-after*-Markts vgl. Andor et al. (2010b): S. 46ff.

Grenzanbieters abzuschätzen, und ein Gebot in dieser Höhe abzugeben. Auch wenn dies insbesondere wegen der schwierig abschätzbaren Abrufwahrscheinlichkeit nicht immer exakt möglich ist, werden die Gebote deshalb im Allgemeinen nicht den individuellen Kosten der jeweiligen Anbieter entsprechen.

Die Beschränkung auf den Gebotsparameter $LP_P(x_{PR})$ führt grundsätzlich dazu, dass immer die Gebote ausgewählt werden, bei denen die kumulierten Kosten aus der Regelleistungsvorhaltung und dem mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichteten Regelleistungseinsatz am geringsten sind. Wenn die Regelleistungsanbieter die tatsächliche Abrufwahrscheinlichkeit zutreffend antizipieren, führt der Ausschreibungsmechanismus somit zu einer kosteneffizienten Bereitstellung der Primärregelleistung.

Prinzipiell könnte anstelle der pauschalen Zahlung auch eine ausschließliche Vergütung im Falle eines Regelleistungsabrufs erfolgen. Dies ist bei der Primärregelleistung allerdings aufgrund der technischen Eigenschaften nicht sinnvoll. Der Abruf erfolgt dezentral und vollautomatisch, so dass die Übertragungsnetzbetreiber keinen Einfluss auf die Auswahl der Erzeugungseinheit haben und damit auch nicht direkt nachvollziehen können, wie viel Primärregelleistung jeder Anbieter letztlich eingesetzt hat. Die Höhe des Primärregelleistungsabrufs müsste somit nachträglich anhand der Produktionszeitreihen der einzelnen Kraftwerke berechnet werden, wodurch der Aufwand der Primärregelleistungsabrechnung erheblich steigen würde.

Sekundärregelleistung

Die Ausschreibung der Sekundärregelleistung erfolgt mithilfe eines zweidimensionalen Auktionsverfahrens. Dabei werden positive und negative Regelleistung separat ausgeschrieben. Die Gebote umfassen jeweils zwei Parameter. Die Auswahl der Gebote für die Bereitstellung der ausgeschriebenen positiven beziehungsweise negativen Sekundärregelleistung wird anhand des ersten Parameters LP_{SR+} beziehungsweise LP_{SR-} vorgenommen. Der Abruf der angenommenen Gebote im Falle eines

Sekundärregelleistungsbedarfs erfolgt dagegen anhand des zweiten Gebotsparameters AP_{SR+} beziehungsweise AP_{SR-} .

Anbieter, die einen Zuschlag erhalten, erhalten somit in jedem Fall eine Vergütung in Höhe des ersten Gebotsparameters. Sobald ein Abruf erfolgt, erhalten sie eine zusätzliche Vergütung in Höhe des zweiten Gebotsparameters. Sie werden die Gebotsparameter für eine marginale Einheit Sekundärregelleistung x_{SR+} beziehungsweise x_{SR-} deshalb so auswählen, dass die Grenzzopportunitätskosten $OK_{SR+}(x_{SR+})$ beziehungsweise $OK_{SR-}(x_{SR-})$ unter Berücksichtigung der Abrufwahrscheinlichkeiten δ_{SR+} und δ_{SR-} und der Abrufkosten $c_{SR+}(x_{SR+})$ beziehungsweise der eingesparten Produktionskosten $c_{SR-}(x_{SR-})$ gedeckt sind:

$$OK_{SR+}(x_{SR+}) = \delta_{SR+} * (AP_{SR+}(x_{SR+}) - c_{SR+}(x_{SR+})) + LP_{SR+}(x_{SR+}) \quad (3.3)$$

$$OK_{SR-}(x_{SR-}) = \delta_{SR-} * (AP_{SR-}(x_{SR-}) + c_{SR-}(x_{SR-})) + LP_{SR-}(x_{SR-}) \quad (3.4)$$

Die Auswahl einzig auf Basis des ersten Parameters führt zu einer Minimierung der Ausgaben für die Vergütung der Leistungspreisgebote. Durch die Nichtberücksichtigung des zweiten Gebotsparameters werden jedoch stets nur die Gebote mit den niedrigsten Leistungspreisen ausgewählt und nicht die Gebote, die die Regelleistung unter Berücksichtigung der entsprechenden Abrufwahrscheinlichkeit kostenminimal bereitstellen könnten. Je nach Abrufwahrscheinlichkeit kann der verwendete Ausschreibungsmechanismus somit zu Ineffizienzen führen.

Tertiärregelleistung

Die Ausschreibung der Tertiärregelleistung erfolgt nach dem gleichen Verfahren wie die der Sekundärregelleistung, so dass sich die Ergebnisse der Analyse simultan übertragen lassen. Auch hier wird somit ein ineffizienter Ausschreibungsmechanismus verwendet.

Ausschreibungszeitpunkte

Kraftwerke, die die technischen Voraussetzungen erfüllen, um eine hochwertige Regelleistungsqualität anbieten zu können, sind automatisch in der Lage, auch die jeweils niedrigeren Regelleistungsqualitäten anzubieten. Die sequentielle Ausschreibung der Regelleistungsqualitäten ermöglicht es somit Anbietern, die beispielsweise bei der Primärregelleistung keinen Zuschlag erhalten haben, die entsprechenden Kapazitäten anschließend auf dem Sekundär- oder sogar Tertiärregelleistungsmarkt anzubieten. Auf diese Weise steigt die Liquidität bei der Ausschreibung der jeweils niedrigeren Qualitätsstufe.

Problematisch könnte allerdings die mehrtägige Vorlaufzeit bei der Ausschreibung der Primär- und Sekundärregelleistung sein. Zu diesem Zeitpunkt stehen den Regelleistungsanbietern nicht alle für die Erstellung der Gebote notwendigen Informationen in optimaler Qualität zur Verfügung. Das gilt insbesondere für die Einspeiseprognose für Strom aus erneuerbaren Energien, die vollständig am *day-ahead*-Markt vermarktet wird. Die Marktergebnisse am *day-ahead*-Markt bilden wiederum die Grundlage für die Berechnung der Opportunitätskosten der Regelleistungsvorhaltung. Da der überwiegende Teil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Basis von Wind- und Sonnenenergie erfolgt, ist die Einspeiseprognose von meteorologischen Gegebenheiten abhängig, die nur in begrenztem Maße für einen längeren Zeitraum vorhergesagt werden können. Die Güte der Einspeiseprognose nimmt deshalb mit der Länge der Vorlaufzeit deutlich ab.⁷⁸ Durch den derzeitigen Ausschreibungszeitpunkt und Ausschreibungszeitraum für die Primär- und Sekundärregelleistung bleiben somit möglicherweise Effizienzgewinne in Form einer geringeren Unsicherheit bei der Abschätzung der Opportunitätskosten ungenutzt.

⁷⁸ Vgl. Dierer et al. (2010): S. 27f und 32f.

Ausgleichsenergiesystem

Der Bilanzausgleich innerhalb des gesamten Netzregelverbands gewährleistet, dass nicht gleichzeitig positive und negative Regelleistung eingesetzt werden muss, sondern immer nur der tatsächliche energetische Saldo ausgeglichen wird. Das Ausgleichsenergiesystem nutzt die potentiellen Saldierungseffekte somit vollständig aus. Problematisch ist dagegen, dass bei der Abrechnung der Bilanzkreisungleichgewichte nur ein Teil der Gesamtkosten auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt wird, weil bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises lediglich die Ausgaben für die Arbeitspreisvergütungen berücksichtigt werden. Die Nichtberücksichtigung der Leistungspreisvergütungen kann zu Ineffizienzen führen. Dieser Aspekt wurde in der Literatur bisher nicht untersucht und wird deshalb im Folgenden mithilfe einer empirischen Datenbasis aufgezeigt.

Wie Abbildung 3.3 beispielhaft anhand der Arbeitspreisgebote für die Ausschreibungen von Sekundärregelleistung für Januar bis April 2011 zeigt, sind die Arbeitspreisgebote für positive und negative Sekundärregelleistung asymmetrisch. So sind die Arbeitspreisgebote für negative Regelleistung betragsmäßig durchgehend niedriger als die Arbeitspreisgebote für positive Regelleistung. Diese Asymmetrie kann beispielsweise darauf zurückgeführt werden, dass die bei einem Regelleistungsabruf erforderlichen schnellen Produktionsänderungen generell positive Kosten durch einen höheren Materialverschleiß verursachen und bei der Arbeitspreisgebotserstellung deshalb nicht ausschließlich die eingesparten beziehungsweise zusätzlichen Brennstoffkosten berücksichtigt werden müssen. Ein weiterer Grund könnte darüber hinaus darin bestehen, dass positive und negative Regelleistung jeweils von unterschiedlichen Kraftwerken angeboten wird, so dass die eingesparten Grenzkosten bei einem Abruf negativer Regelleistung und die zusätzlichen Grenzkosten bei einem Abruf positiver Regelleistung nicht identisch sind.

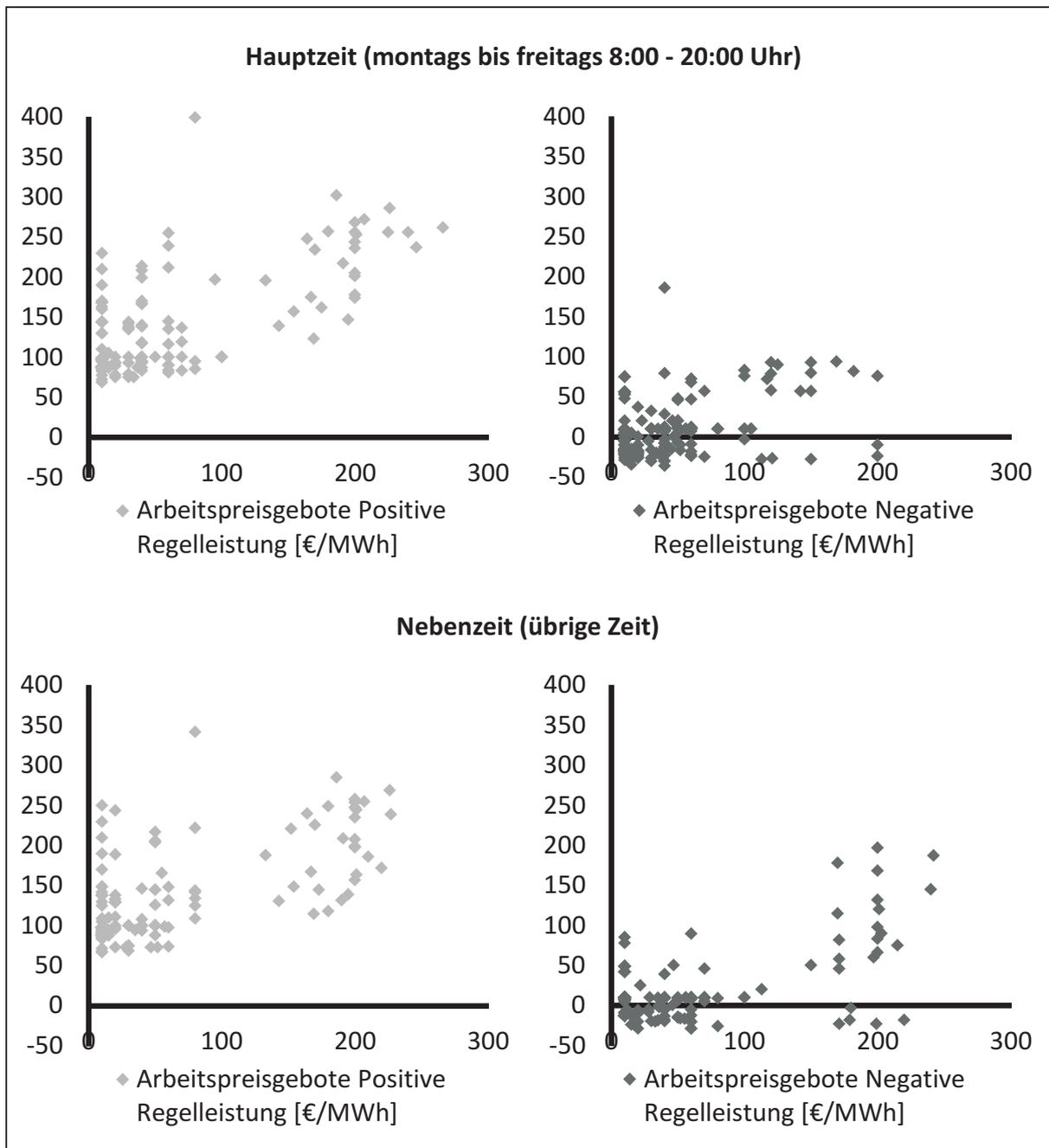


Abbildung 3.3: Arbeitspreisgebote für Sekundärregelleistung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.regelleistung.net

In Abrechnungsperioden, in denen der Netzregelverbund ein Leistungsdefizit aufweist und somit mehr positive als negative Regelleistung eingesetzt werden muss, sind die Ausgaben für die Arbeitspreisvergütung somit systematisch höher als in Abrechnungsperioden, in denen sich ein Leis-

tungsüberschuss ergibt und mehr negative als positive Regelleistung eingesetzt werden muss. Die Ausgleichsenergiepreise $AEP_{NRVS-}(-U)$ bei einem defizitären Netzregelverbundsaldo in Höhe von $-U$ beziehungsweise $AEP_{NRVS+}(U)$ bei einem positiven Leistungsüberschuss in Höhe von U sind somit trotz der betragsmäßig identischen Höhe der Ungleichgewichte nicht symmetrisch. Es gilt vielmehr:

$$AEP_{NRVS-}(-U) > |AEP_{NRVS+}(U)| \quad (3.5)$$

Abbildung 3.4 zeigt diesen Zusammenhang zwischen den Ausgleichsenergiepreisen und dem Netzregelverbundsaldo anhand von 11516 Abrechnungsperioden von Januar bis April 2011.

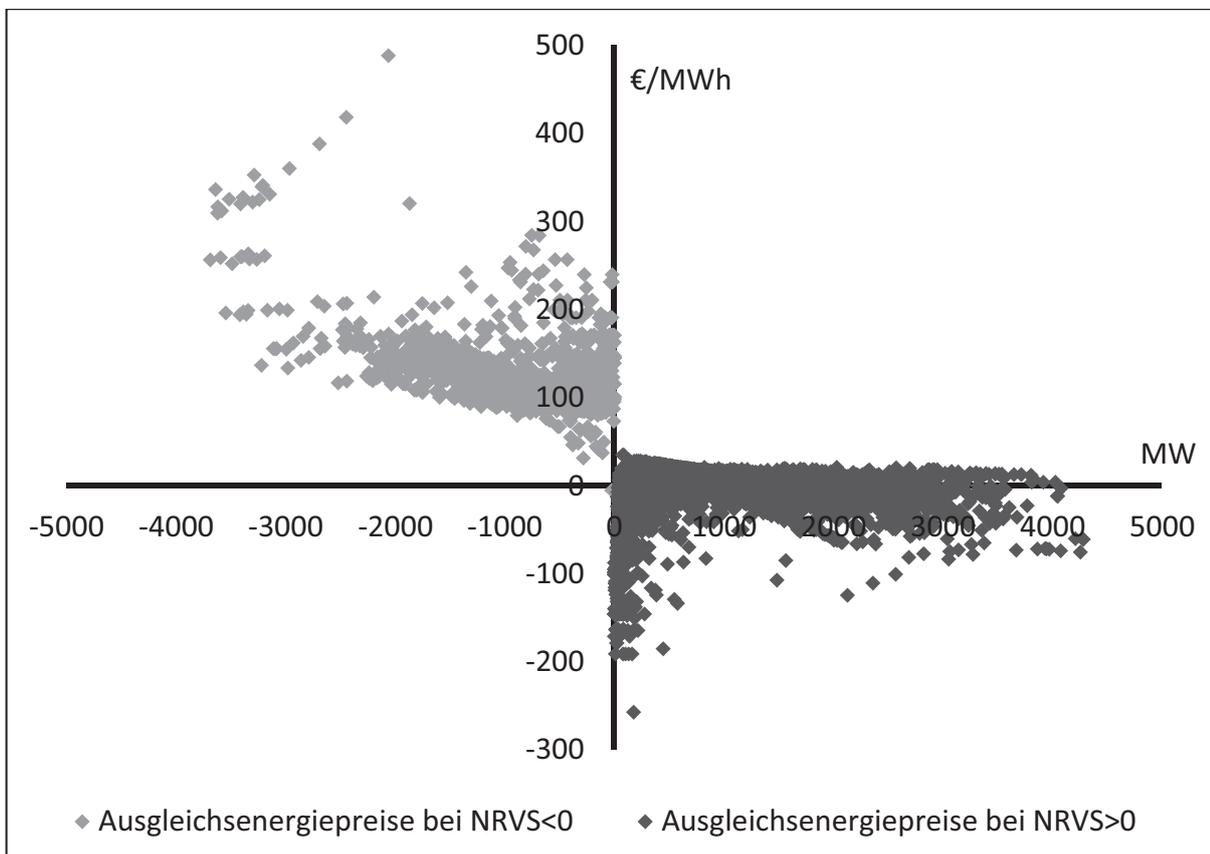


Abbildung 3.4: Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit vom Netzregelverbundsaldo

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.amprion.de

Der durchschnittliche Ausgleichspreis bei Leistungsüberschüssen im Netzregelverbund betrug in diesem Zeitraum $AEP_{NRVS+} = -0,15 \text{ €/MWh}$, der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis bei Leistungsdefiziten betrug dagegen $AEP_{NRVS-} = 114,56 \text{ €/MWh}$. Eine Übersicht der statistischen Eigenschaften der Datenbasis bietet Tabelle 3.1.⁷⁹

	AEP_{NRVS-}	AEP_{NRVS+}
Anzahl der Beobachtungen	11560	11560
Arithmetisches Mittel [€/MWh]	114,56	-0,15
Standardabweichung [€/MWh]	31,57	28,45
Median [€/MWh]	105,00	7,60
Maximum [€/MWh]	488,80	35,00
Minimum [€/MWh]	-5,00	-257,00

Tabelle 3.1: Ausgleichsenergiepreise im Zeitraum von Januar bis April 2011

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.amprion.de

Die unterschiedlichen Ausgleichsenergiepreise beeinflussen wiederum die Ausgleichsanstrengungen der Bilanzkreisverantwortlichen. Um diesen Zusammenhang zu veranschaulichen, sei zunächst vereinfachend unterstellt, dass das Ausmaß der unvorhergesehenen Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen $(0, \sigma^2)$ -normalverteilt ist. Die Wahrscheinlichkeit α , dass das Netzregelverbundsaldo allein aufgrund der unvorhergesehenen Störungen und Prognoseabweichungen positiv ist, beträgt somit 0,5. Bei einem Leistungsüberschuss im Netzregelverbund werden die Bilanzkreisungleichgewichte mit dem Ausgleichsenergiepreis AEP_{NRVS+} verrechnet, der im Allgemeinen negativ ist. Im Falle eines Leistungsdefizits gilt dagegen der Ausgleichsenergiepreis AEP_{NRVS-} . Bilanzkreise, die ein positives Ungleichgewicht aufweisen, werden somit für ihre Ausgleichslieferung entweder mit dem Preis AEP_{NRVS+} oder dem

⁷⁹ Überraschenderweise gab es in der Abrechnungsperiode am 02.04.2011 zwischen 03:00 Uhr und 03:15 Uhr trotz eines Leistungsdefizits und somit einem höheren Einsatz positiver als negativer Regelleistung einen negativen Ausgleichsenergiepreis in Höhe von -5€/MWh. Ein Grund für diese Anomalie könnte beispielsweise die anteilige Zurechnung der nicht-wälzbaren Kosten sein.

Preis AEP_{NRVS-} vergütet. Neben den Erlösen müssen allerdings auch die Kosten für die Produktion oder den Einkauf des für die positive Bilanzkreisabweichung benötigten Stroms berücksichtigt werden, die dem Produktmarktpreis p_S der jeweiligen Abrechnungsperiode entsprechen. Überspeiste Bilanzkreise erhalten somit entweder $AEP_{NRVS-} - p_S$ oder $AEP_{NRVS+} - p_S$. Wie Abbildung 3.5 zeigt, dämpft die Berücksichtigung der jeweiligen *day-ahead*-Preise die Asymmetrie der Ausgleichsenergiepreise im Untersuchungszeitraum ab, letztlich sind aber auch die Differenzen asymmetrisch:

$$AEP_{NRVS-} - p_S > |AEP_{NRVS+} - p_S| \quad (3.6)$$

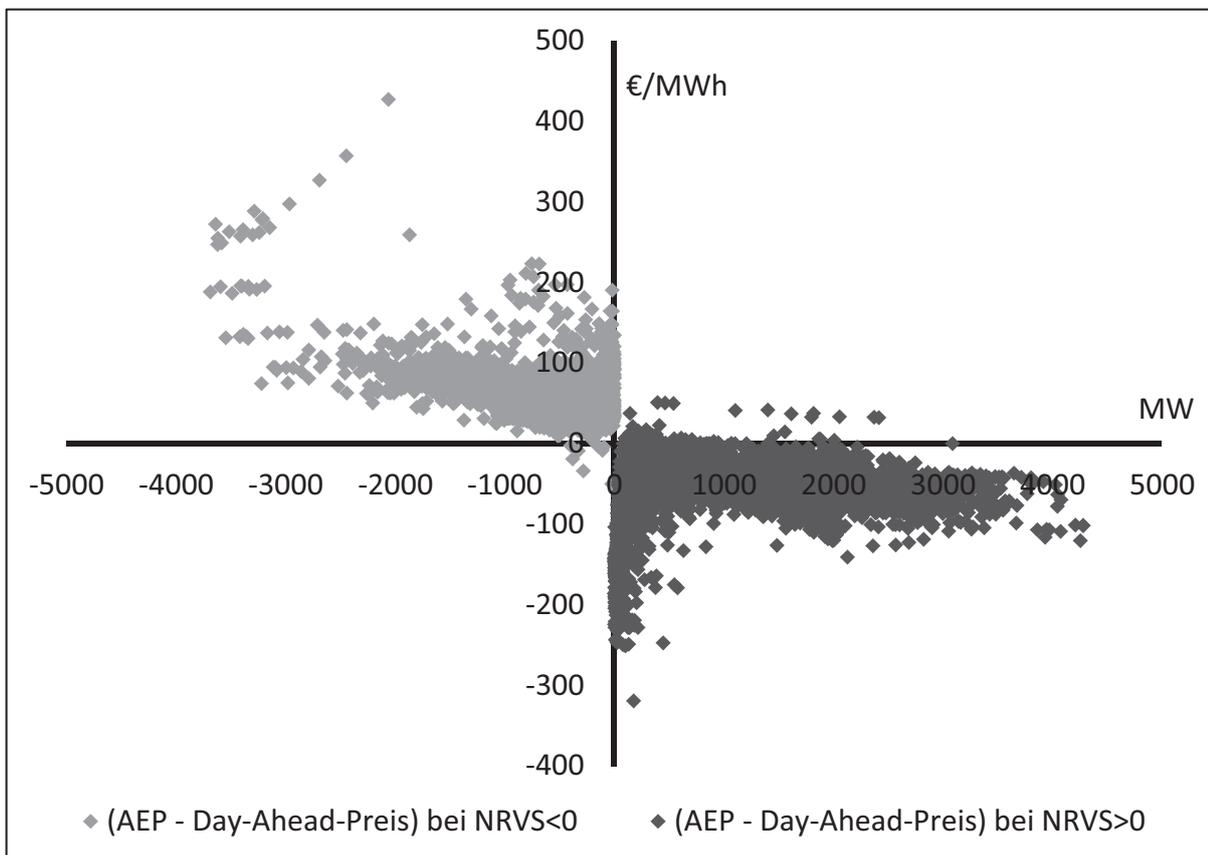


Abbildung 3.5: *Differenz zwischen dem Ausgleichsenergiepreis und dem day-ahead-Preis in Abhängigkeit vom Netzregelverbundsaldo*

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.amprion.de und www.epexspot.com

Wie in Tabelle 3.2 dargestellt, entsprach die durchschnittliche Differenz zwischen dem Ausgleichsenergiepreis und dem jeweiligen *day-ahead*-Preis bei Leistungsüberschüssen $AEP_{NRVS+} - p_S = -51,07 \text{ €/MWh}$. Bei Leistungsdefiziten betrug die durchschnittliche Differenz zwischen den beiden Preisen $AEP_{NRVS-} - p_S = 61,08 \text{ €/MWh}$.⁸⁰

	$AEP_{NRVS-} - p_S$	$AEP_{NRVS+} - p_S$
Anzahl der Beobachtungen	11560	11560
Arithmetisches Mittel [€/MWh]	61,08	-51,07
Standardabweichung [€/MWh]	32,22	30,29
Median [€/MWh]	54,58	-45,93
Maximum [€/MWh]	427,12	50,92
Minimum [€/MWh]	-50,24	-319,38

Tabelle 3.2: *Differenz zwischen Ausgleichsenergiepreis und day-ahead-Preis im Zeitraum von Januar und April 2011*

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.amprion.de und www.epexspot.com

Entsprechend der eingangs getroffenen Annahme bezüglich der Wahrscheinlichkeitsverteilung unvorhergesehener Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen realisieren die Bilanzkreise, die überspeist sind, somit einen erwarteten Zahlungsstrom $EW(X_+)$ in Höhe von:

$$EW(X_+) = (1 - 0,5) * (AEP_{NRVS-}(-U) - p_S) + 0,5 * (AEP_{NRVS+}(U) - p_S) \quad (3.7)$$

Bilanzkreise, deren Leistungsbilanz negativ ist, müssen den Ausgleichsenergiepreis zahlen, aber gleichzeitig auch weniger Strom produzieren beziehungsweise am Produktmarkt einkaufen und realisieren damit im Erwartungswert einen Zahlungsstrom $EW(X_-)$ in Höhe von:

⁸⁰ Der höhere Maximalwert bei Leistungsdefiziten lässt sich durch negative Strompreise erklären. Der Wert ergab sich am 04.02.2011 in der Abrechnungsperiode von 23:30 Uhr bis 23:45 Uhr. Einem Ausgleichspreis von 14,10 €/MWh stand hier ein *day-ahead*-Preis von -36,82 €/MWh gegenüber.

$$EW(X_-) = -(1 - 0,5) * (AEP_{NRVS-}(-U) + p_S) - 0,5 * (AEP_{NRVS+}(U) + p_S) \quad (3.8)$$

Auch wenn $AEP_{NRVS+}(U) - p_S$ im Allgemeinen negativ ist, gilt gleichzeitig $(AEP_{NRVS-}(-U) - p_S) > |AEP_{NRVS+}(U) - p_S|$, so dass $EW(X_+) > 0$ und $EW(X_-) < 0$ ist. Im Erwartungswert führen Bilanzkreisüberschüsse somit zu Einnahmen und Bilanzkreisdefizite zu Ausgaben. Aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen ergibt sich daraus ein klarer Anreiz, den Bilanzkreis systematisch zu überspeisen, da sie auf diese Weise im Erwartungswert Gewinne realisieren können. Dadurch steigt allerdings gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit, dass der Netzregelverbundsaldo positiv ist, über den Wert, der sich allein aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung der unvorhergesehenen Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen ergibt. Im Gleichgewicht ist die verhaltensinduzierte Wahrscheinlichkeit β für einen positiven Netzregelverbundsaldo so hoch, dass gleichermaßen $EW(X_+) = 0$ und $EW(X_-) = 0$ gilt und keine weiteren Anreize mehr für eine noch stärkere Überspeisung der Bilanzkreise bestehen:

$$0 = (1 - \beta)(AEP_{NRVS-}(-U) - p_S) + \beta(AEP_{NRVS+}(U) - p_S) \quad (3.9)$$

$$0 = -(1 - \beta)(AEP_{NRVS-}(-U) + p_S) - \beta(AEP_{NRVS+}(U) + p_S) \quad (3.10)$$

Daraus folgt:

$$\left| -\frac{AEP_{NRVS-}(-U) - p_S}{AEP_{NRVS+}(U) - p_S} \right| = \frac{\beta}{(1 - \beta)} \quad (3.11)$$

$$\left| -\frac{AEP_{NRVS-}(-U) + p_S}{AEP_{NRVS+}(U) + p_S} \right| = \frac{\beta}{(1 - \beta)} \quad (3.12)$$

Wenn $\left| -\frac{AEP_{NRVS-}(-U) - p_S}{AEP_{NRVS+}(U) - p_S} \right| > 1$ ist, gilt gleichermaßen $\frac{\beta}{(1 - \beta)} > 1$. Daraus folgt wiederum, dass $\beta > 0,5$ und $\beta \neq \alpha$ ist. Wenn die Differenzen aus den Ausgleichsenergiepreisen und dem *day-ahead*-Preis somit bei positiven und negativen Netzregelverbundsaldo asymmetrisch sind, wird die

Wahrscheinlichkeit für ein positives oder negatives Netzregelverbundsaldo durch das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen und nicht durch den Erwartungswert der Wahrscheinlichkeitsverteilung für unvorhergesehene Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen determiniert. Die eingangs zur Vereinfachung getroffene Annahme bezüglich des Erwartungswerts der unvorhergesehenen Störungen hat daher keinen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis.

Da letztlich mehr negative als positive Regelleistung eingesetzt wird, muss allerdings berücksichtigt werden, dass sich auch das jeweilige Grenzgebot für positive und negative Regelleistung verändert. Wenn die Grenzkosten des Regelleistungsabrufs eine positive Steigung aufweisen, kommt es dadurch zu einer überproportionalen Änderung des Ausgabenverhältnisses, weil das Grenzgebot auf höheren beziehungsweise niedrigeren Grenzkosten basiert. Ob sich dadurch ein dämpfender oder verstärkender Effekt auf das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen ergibt, hängt davon ab, ob sich die Ausgaben für positive und negative Regelleistung betragsmäßig angleichen oder weiter entfernen. Wenn beispielsweise die Ausgaben für negative Regelleistung negativ waren und sich nun stärker gegen Null bewegen als die Ausgaben für positive Regelleistung, verstärkt der Grenzkosteneffekt die Anreize für eine systematische Überspeisung. Wenn die Ausgaben für positive Regelleistung ohnehin positiv waren, werden die Anreize für eine systematische Überspeisung dagegen verringert.

Darüber hinaus wird die Höhe der jeweiligen Arbeitspreisgebote auch von der Abrufwahrscheinlichkeit beeinflusst. Das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen führt dazu, dass im Erwartungswert immer mehr negative als positive Regelleistung eingesetzt wird. Ob und in welchem Maße sich Abweichungen vom Erwartungswert ergeben, hängt allerdings weiterhin von der Wahrscheinlichkeitsverteilung für unvorhergesehene Störungen aufgrund von Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen ab. Aus diesem Grund führt das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen nur dazu, dass jeweils ein anderes Arbeits-

preisgebot als Grenzgebot dient. Die Abrufwahrscheinlichkeit der Grenzgebote bleibt dagegen unverändert. Auch die Strukturannahme der eingangs zur Vereinfachung unterstellten Wahrscheinlichkeitsverteilung für die unvorhergesehenen Störungen hat somit keinen wesentlichen Einfluss auf das Anpassungsverhalten.

In Abbildung 3.6 werden die Auswirkungen des Anpassungsverhaltens der Bilanzkreisverantwortlichen schematisch zusammengefasst. Dabei wird beispielhaft angenommen, dass das von den Regelleistungsanbietern und Bilanzkreisverantwortlichen erwartete Ausmaß der unvorhergesehenen Kraftwerksausfälle und Prognoseabweichungen jeweils der durchschnittlichen Abweichung vom Erwartungswert und somit der Standardabweichung entspricht. Durch die asymmetrischen Grenzkostenfunktionen für den Einsatz positiver und negativer Regelleistung ist es aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen rational, ihre Bilanzkreise zu überspeisen. Dies gilt solange, bis die Kosten für den erwarteten Einsatz positiver und negativer Regelleistung, die sich aus dem Integral der Grenzkostenfunktionen bis zum jeweils erwarteten Grenzgebot ergeben, identisch sind. Wie zu erkennen ist, verändert sich durch das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisbetreiber lediglich der Erwartungswert der Abweichungen, nicht aber die Verteilung. Die Abrufwahrscheinlichkeit der Grenzgebote bleibt somit unverändert.

Asymmetrische Differenzen aus Ausgleichsenergiepreisen und Produktmarktpreisen führen somit zu einer asymmetrischen Nutzung der Regelleistung. Wenn die Differenz aus dem Preis für Ausgleichsenergie bei Leistungsüberschüssen im Netzregelverbund und dem Strompreis höher als die vergleichbare, betragsmäßige Differenz aus dem Ausgleichsenergiepreis bei Leistungsdefiziten und dem Strompreis ist, kommt es zu einer systematischen Überspeisung der Netzregelzone. Bei einem gegenteiligen Verhältnis der Differenzen wird die Netzregelzone dagegen systematisch unterspeist.

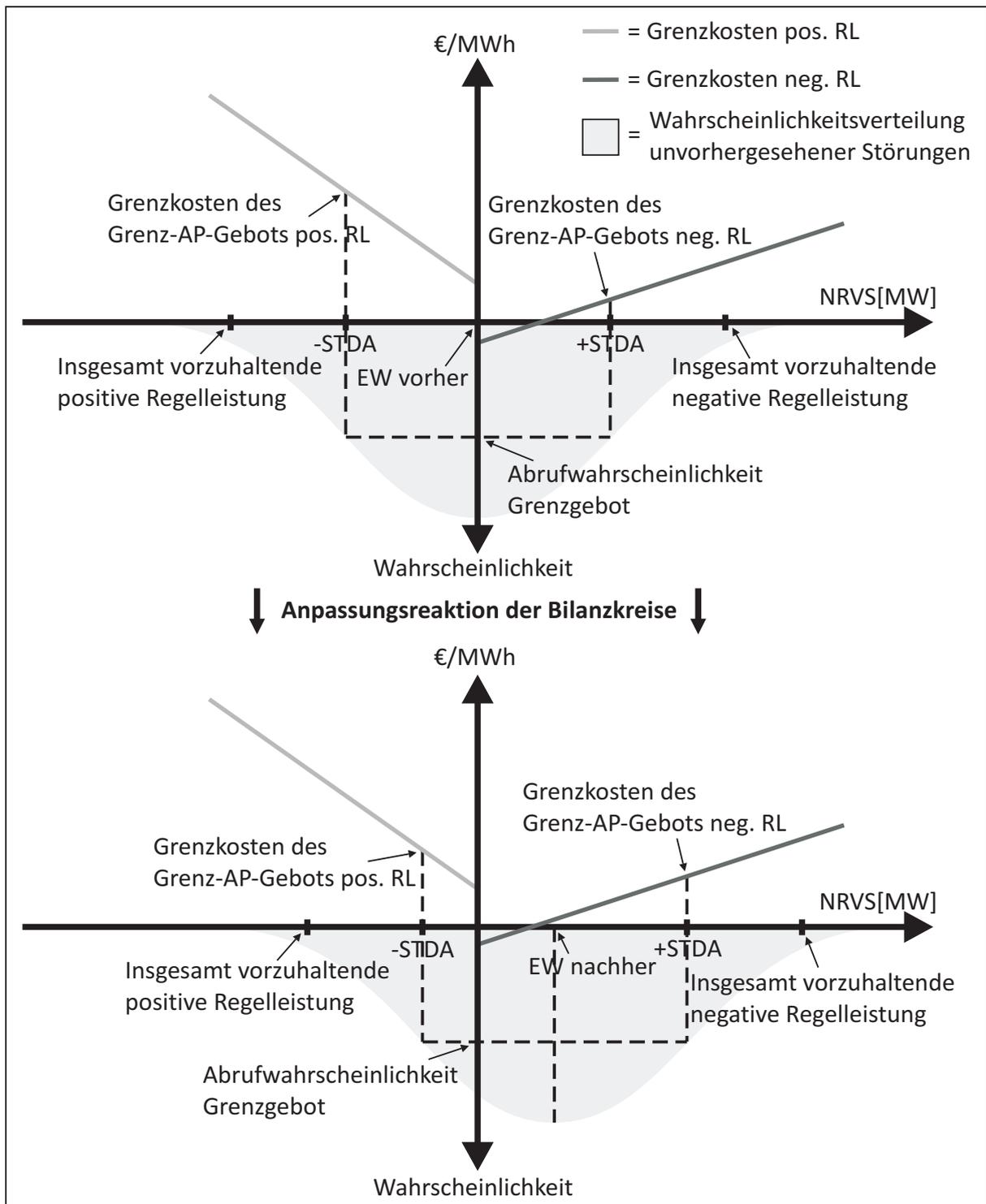


Abbildung 3.6: Auswirkungen des Anpassungsverhaltens der Bilanzkreisverantwortlichen

Quelle: Eigene Darstellung

Wie Tabelle 3.3 zeigt, lässt sich die systematische Überspeisung der Bilanzkreise aufgrund der eingangs aufgezeigten betragsmäßig höheren Ausgleichsenergiepreise bei Leistungsdefiziten im Netzregelverbund auch anhand einer empirischen Datenbasis nachweisen. So war der Netzregelverbund in 7920 der insgesamt 11516 untersuchten Abrechnungsperioden zwischen Januar und April 2011 überspeist. Dies entspricht einer Quote von knapp 69 Prozent.

Der durchschnittliche Leistungsüberschuss betrug in diesem Zeitraum knapp 446 MW. Diese Abweichungen lassen sich auch nicht auf die dargebotsabhängige und demnach nur näherungsweise prognostizierbare Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückführen, weil der EEG-Bilanzkreis, auf dem alle Einspeisungen und Veräußerungen von Strom aus erneuerbaren Energien verbucht werden, im gleichen Zeitraum ein durchschnittliches Leistungsdefizit von 106 MW aufwies.

	Netzregelzonensaldo	EEG-Bilanzkreissaldo
Anzahl der Beobachtungen	11516	11516
Mittelwert [MW]	445,917	-106,083
Standardabweichung [MW]	974,606	402,76
Median [MW]	366	-126,188
Höchstes Leistungsdefizit [MW]	-3690	-2158,435
Höchster Leistungsüberschuss [MW]	4279	1945,09

Tabelle 3.3: Netzregelverbundsaldo und EEG-Bilanzkreissaldo im Zeitraum von Januar bis April 2011

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.50hertz.de, www.amprion.de, www.tennetso.de und www.transnetbw.de

Die nachgewiesene systematische Überspeisung ist aus ökonomischer Sicht sinnvoll, wenn die Relation der asymmetrischen Ausgleichsenergiepreise dem tatsächlichen Verhältnis der Regelleistungskosten entspricht. In diesem Fall würde das Anpassungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen dazu führen, dass die Gesamtkosten des Regelleistungssystems minimiert werden, weil durch den systematischen Mehreinsatz der

günstigeren negativen Regelleistung letztlich der Einsatz der teureren positiven Regelleistung verringert werden kann.

Zu den Regelleistungskosten gehören allerdings nicht nur die Ausgaben für die Vergütung der Arbeitspreisgebote, sondern auch die Ausgaben für die Vergütung der Leistungspreisgebote. Wie Abbildung 3.7 beispielhaft anhand der Leistungspreisgebote für die Ausschreibungen von Sekundärregelleistung für Januar bis April 2011 zeigt, sind die Leistungspreisgebote in der Hauptzeit, die sich jeweils über den Zeitraum von 8 Uhr bis 20 Uhr erstreckt, relativ symmetrisch. In der übrigen Zeit sind die Leistungspreisgebote für negative Regelleistung dagegen systematisch höher als die Leistungspreisgebote für positive Regelleistung.

Das Verhältnis der Leistungspreise unterscheidet sich in beiden Perioden vom Verhältnis der Arbeitspreise. Die alleinige Berücksichtigung der Arbeitspreise bei der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise spiegelt somit nicht die tatsächliche Relation der Regelleistungskosten wieder, so dass sich letztlich eine künstlich erhöhte Überspeisung ergibt. Dies hat wiederum Folgen für die Regelleistungsvorhaltung. Wie in Kapitel 3.1. erläutert, bemisst sich die insgesamt vorzuhaltende Regelleistung daran, dass der Regelleistungsbedarf in maximal neun Stunden pro Jahr die Regelleistungsvorhaltung überschreiten darf. Die systematische Überspeisung führt somit zu einer ineffizient hohen Vorhaltung an negativer Regelleistung.

Dies gilt insbesondere für die Nebenzeit, in der das Verhältnis der Arbeitspreise für positive und negative Regelleistung sogar reziprok zum Verhältnis der Leistungspreise für positive und negative Regelleistung ist. Da in diesem Zeitraum die *day-ahead*-Preise zudem vergleichsweise gering sind, ist auch die Dämpfung der asymmetrischen Ausgleichsenergiepreise in diesem Zeitraum in der Relation geringer. In der Nebenzeit gibt es somit besonders starke Anreize für eine Überspeisung, auch wenn aufgrund des tatsächlichen Kostenverhältnisses unter Umständen sogar eine Unterspeisung ökonomisch effizient sein könnte, um weniger negative Regelleistung vorhalten zu müssen.

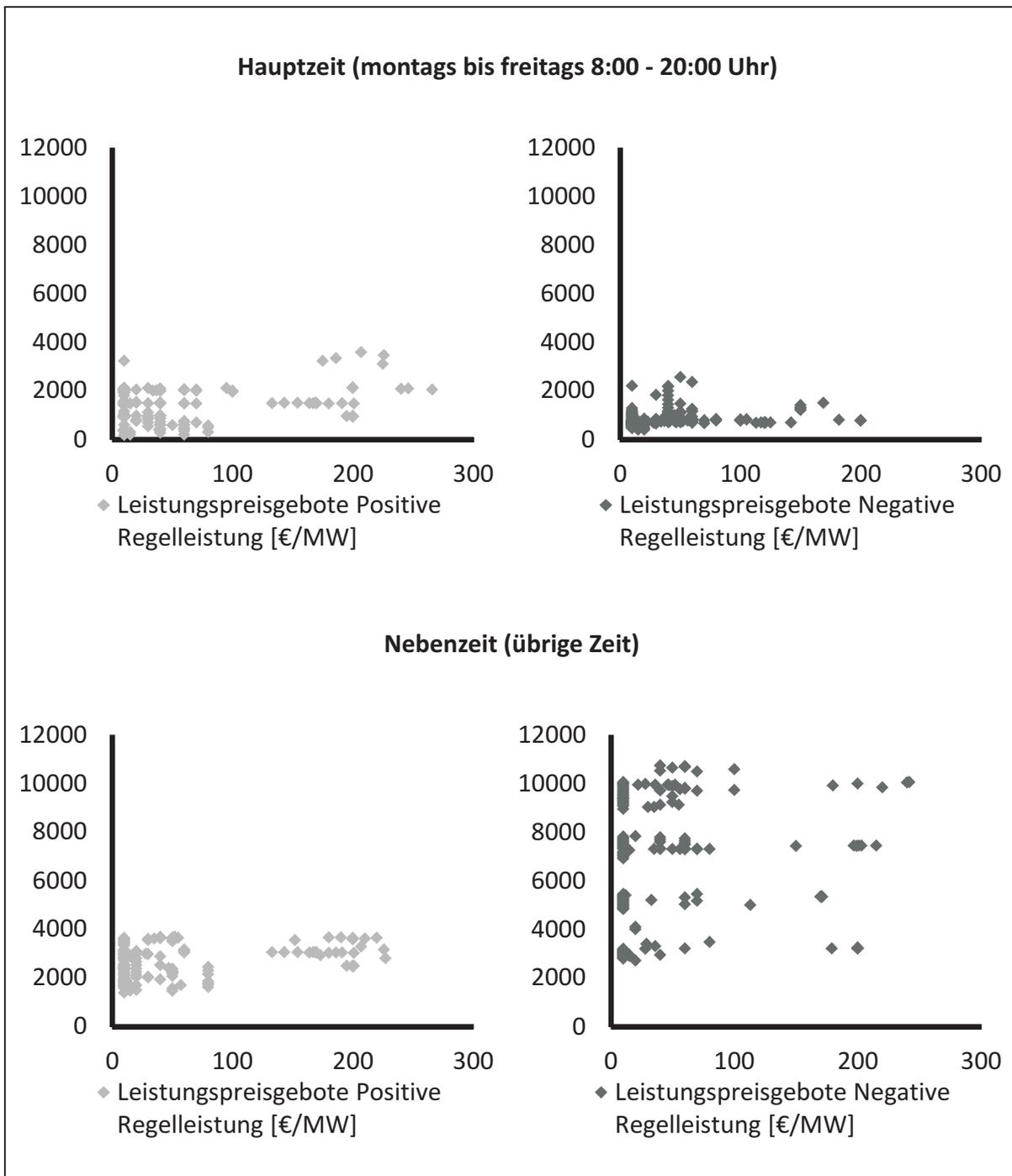


Abbildung 3.7: Leistungspreisgebote für positive und negative Sekundärregelleistung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.regelleistung.net

Kosteneffizienz versus verursachungsgerechte Kostenaufteilung

Eine Begründung für die spezifische Ausgestaltung des Ausschreibungsmechanismus für Sekundär- und Tertiärregelleistung sowie für das System zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises könnte darin bestehen, dass auf diese Weise eine verursachungsgerechte Aufteilung der mit der Bereitstellung der Netzstabilität verbundenen Kosten erfolgen könnte. Diesem Argument folgend profitieren von der Vorhaltung der Regelleistungskapazitäten und der dadurch gewährleisteten Sicherung der Netzstabilität alle Marktteilnehmer gleichermaßen, weshalb die Kosten der Vorhaltung über die Netznutzungsentgelte sozialisiert werden müssten. Die Kosten des tatsächlichen Abrufs sollten dagegen den dafür verantwortlichen Bilanzkreisen in Rechnung gestellt werden.

Eine solche Kostenaufteilung setzt allerdings voraus, dass die Regelleistungsanbieter auch Gebote abgeben, bei denen der Leistungspreis den tatsächlichen Vorhaltungskosten und der Arbeitspreis den tatsächlichen Einsatzkosten entspricht. Für den derzeit in Deutschland verwendeten zweidimensionalen Ausschreibungsmechanismus ist die Anreizkompatibilität jedoch nicht eindeutig nachgewiesen, weshalb nicht genau vorausgesagt werden kann, in welcher Form die Regelleistungsanbieter die Gesamtkosten auf die beiden Gebotsparameter aufteilen. Es lässt sich lediglich feststellen, dass die Ausgaben für die Vergütung der Leistungspreise und damit der Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte minimiert werden.

Aus ökonomischer Sicht ist die alloкатive Effizienz darüber hinaus höher zu bewerten, als die distributive Aufteilung der Kosten. Das vorrangige Ziel bei der Ausgestaltung der Regelleistungsausschreibung muss deshalb in der Gewährleistung der kosteneffizienten Bereitstellung sowie des kosteneffizienten Einsatzes der Regelleistung und nicht in der Sicherstellung einer bestimmten Kostenaufteilung liegen.

3.2.2 ANREIZE FÜR INVESTITIONEN IN ERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN

Explizite und implizite Preisbeschränkungen

Auch wenn die EPEX Spot eine explizite Preisbeschränkung für die *day-ahead*-Auktion und den *intraday*-Markt festgelegt hat, handelt es sich hier lediglich um technische Preisgrenzen, die dem reibungslosen Ablauf der Handelsgeschäfte dienen und bei Bedarf nach oben oder unten angepasst werden können. Die technischen Preisgrenzen sind zudem mit minus 3000,00 €/MWh beziehungsweise 3000,00 €/MWh auf dem *day-ahead*-Markt und minus 9999,99 €/MWh und 9999,99 €/MWh auf dem *intraday*-Markt so hoch beziehungsweise niedrig gewählt, dass sie bislang nie erreicht wurden und somit keine Beeinträchtigung der Preisbildung darstellen.⁸¹ Sie haben deshalb keine nachteiligen Auswirkungen auf die Investitionsanreize.

Durch die Möglichkeit, den Kauf oder Verkauf von Strom am Produktmarkt durch den Bezug oder die Lieferung von Ausgleichsenergie zu substituieren, könnte allerdings eine implizite Preisbeschränkung existieren, indem die Marktteilnehmer bei sehr geringen oder sehr hohen Produktmarktpreisen auf den Ausgleichsenergiemarkt wechseln. In diesem Fall müsste sich eine positive Korrelation zwischen dem Produktmarktpreis und dem Netzregelzonensaldo ergeben. Abbildung 3.8 zeigt das Zusammenspiel zwischen dem stündlichen *day-ahead*-Preis und dem jeweiligen Netzregelverbundsaldo im Untersuchungszeitraum von Januar bis April 2011. Der Korrelationskoeffizient der beiden Merkmale betrug lediglich minus 0,12, so dass davon auszugehen ist, dass aus dem institutionellen Bilanzausgleich in Form von Ausgleichsenergie keine implizite Preisbeschränkung für den Produktmarkt resultiert.

⁸¹ Der höchste stündliche *day-ahead*-Preis an der EPEX Spot im Jahr 2010 betrug 131,79 €/MWh, im Jahr 2011 lag die Preisspitze bei 117,49 €/MWh. Der niedrigste stündliche *day-ahead*-Preis betrug im Jahr 2010 minus 20,45 €/MWh und im Jahr 2011 minus 36,82 €/MWh. Am *intraday*-Markt betrug der höchste Preis im Jahr 2010 180,07 €/MWh, im Jahr 2011 lag die Preisspitze bei 156,22 €/MWh. Der niedrigste Preis im Jahr 2010 betrug minus 62,62 €/MWh, im Jahr 2011 minus 139,07 €/MWh.

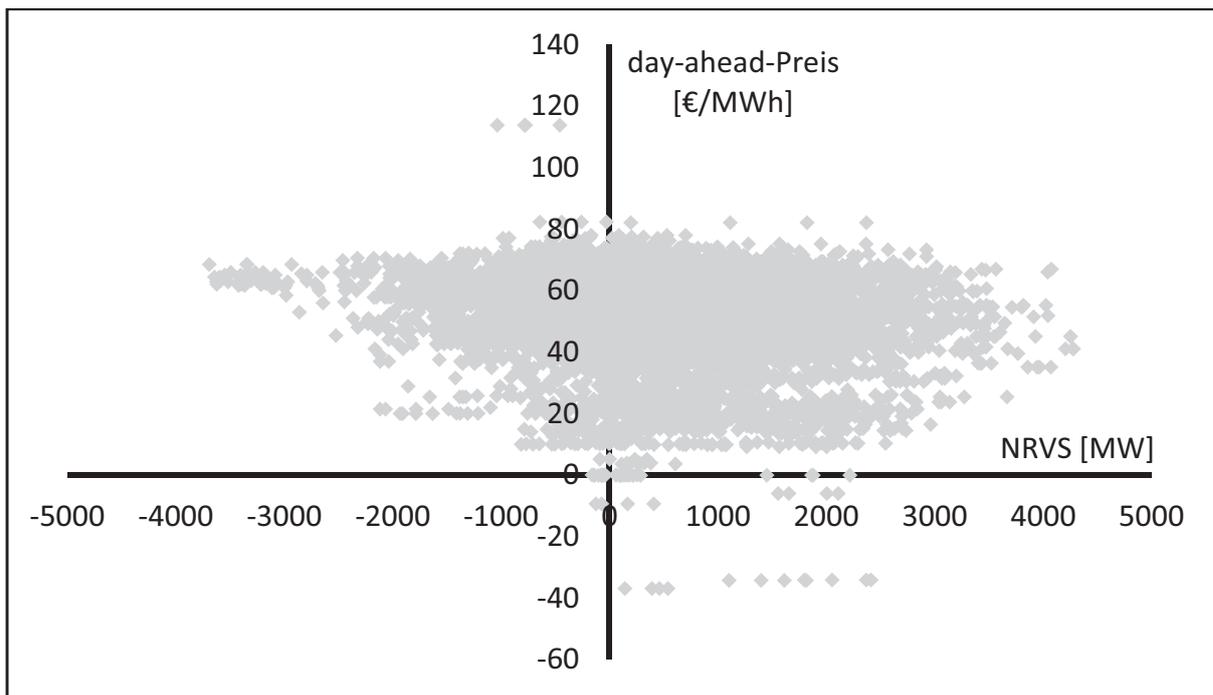


Abbildung 3.8: Korrelation zwischen den stündlichen day-ahead-Preisen und dem Netzregelzonensaldo

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.amprion.de und www.epexspot.com

Politische Unsicherheit

Problematisch für die Investitionsanreize auf dem deutschen Strommarkt ist dagegen die Unsicherheit bezüglich wesentlicher politischer Rahmendaten. Dies betrifft vor allem die Förderung erneuerbarer Energien. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird vorrangig und strompreisunabhängig eingespeist, weshalb sich die residuale Nachfrage für die konventionellen Kraftwerke verringert. Die Förderung erneuerbarer Energien beeinflusst somit die Geschäftsgrundlage der konventionellen Kraftwerke. Solange der Ausbau erneuerbarer Energien und damit auch der Rückgang der residualen Nachfrage im Voraus prognostiziert werden kann, ergeben sich daraus keine Probleme für die Investitionsanreize. Vielmehr werden die Kapazitäten genau entsprechend des residualen Bedarfs gebaut, so dass sich in den Phasen, in denen die Nachfrage nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird, Preise in Höhe der langfristigen

Preisuntergrenze des konventionellen Grenzanbieters ergeben und die Kosten der Investition somit amortisiert werden können.

Das Ausmaß des Ausbaus der erneuerbaren Energien hängt allerdings entscheidend von der Ausgestaltung der Förderung ab und lässt sich deshalb nur dann sinnvoll prognostizieren, wenn die Politik feste Ziele setzt und glaubwürdig vertritt, diese auch umzusetzen. Tabelle 3.4 zeigt jedoch, dass die politischen Zielsetzungen bezüglich des Ausbaus Erneuerbarer Energien in der Vergangenheit stetig nach oben gesetzt wurden. Für bereits getätigte Investitionen bedeutet dies, dass die zum Zeitpunkt der Investition vorhandenen marktwirtschaftlichen Anreize zur Investition in Form der prognostizierten Residualnachfrage *ex-post* durch die Politik verändert werden und sich die Investitionen möglicherweise nicht amortisieren können. Aus der unstetigen Förderpolitik resultiert somit eine politische Unsicherheit, deren rationale Vorwegnahme in die Erwartungen zukünftig zu Unterinvestitionen in konventionelle Erzeugungskapazitäten führen kann.

	Damaliger Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	Ziel für 2010	Ziel für 2020
§ 1 EEG 2000	6,4%	12,5%	---
§ 1, Abs. 2 EEG 2004	9,2%	12,5%	20%
§ 1, Abs. 2 EEG 2009	16,3%	---	30%
§ 1, Abs. 2 EEG 2012	17,0%	---	35%

Tabelle 3.4: Politische Zielsetzungen für den Ausbau erneuerbarer Energien im Zeitablauf

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.erneuerbare-energien.de und den angegebenen Gesetzestexten

3.2.3 ANREIZE ZUR ANPASSUNG AN STRUKTURVERÄNDERUNGEN

Nach § 17 EnWG und § 20 EnWG müssen die Netzbetreiber allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewähren. Die Betreiber von Kraftwerken müssen dabei nach § 8 der Verordnung zur

Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV) lediglich die Kosten für den Netzanschluss tragen. Falls sich darüber hinaus durch die Standortwahl der neuen Kraftwerke ein Netzausbau notwendig ist, um den Strom zu den Verbrauchszentren leiten zu können, werden die entsprechenden Kosten vollständig über die Netznutzungsentgelte sozialisiert. Netznutzungsentgelte müssen wiederum nach § 15 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) nur bei Stromentnahmen aus dem Netz und nicht bei Stromeinspeisungen in das Netz entrichtet werden. Für Kraftwerksbetreiber bestehen daher keine Anreize, die räumliche Struktur des aktuellen Kraftwerksparks und der Stromnachfrage bei ihrer Standortentscheidung für Neubauten zu berücksichtigen.

Die Folgen dieser Regelung werden anhand der aktuellen Veränderung der räumlichen Struktur des konventionellen Kraftwerksparks offensichtlich. Neun der insgesamt dreizehn sich derzeit im Bau befindlichen konventionellen Großkraftwerke mit einer Kapazität von jeweils über 100 MW sind in Nord- und Westdeutschland angesiedelt.⁸² Dieser Trend wird durch den geplanten Ausbau der *offshore*-Windkraftnutzung in der Nord- und Ostsee und den Ausstieg aus der Atomenergienutzung, durch den wesentliche Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland wegfallen, noch weiter verstärkt.

Da sich die räumliche Struktur der Nachfrage nicht im gleichen Maße ändert, wird in Zukunft ein Ausbau der Übertragungsnetze nötig sein, um den Strom von Nord- und Westdeutschland in die Nachfragezentren Süddeutschlands transportieren zu können. Wenn die Kosten des Netzausbaus die Kostenvorteile der Standorte in Nord- und Westdeutschland bezüglich der Primärenergieträgerlieferung übertreffen, resultieren daraus Ineffizienzen. Da Netzausbauten sehr zeitintensiv sind, können sich zudem temporäre Versorgungsprobleme ergeben.

⁸² Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011): S. 15ff. Für eine weitergehende Diskussion der Gründe für diesen Trend vgl. z.B. Frontier Economics/Consentec (2008a): S. 29ff.

3.3 POLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

3.3.1 MODIFIZIERUNG DER REGELLEISTUNGSAUSSCHREIBUNGEN

Auktionsdesign

Im Gegensatz zur Ausschreibung der Primärregelleistung führen die Ausschreibungen von Sekundär- und Tertiärregelleistung nicht in jedem Fall zu einer kosteneffizienten Bereitstellung der Netzstabilität, weil die *scoring rule* die Gebote allein auf Basis der Leistungspreise auswählt. Auf diese Weise werden Gebote mit einem hohen Leistungspreisparameter abgelehnt, auch wenn sie gleichzeitig einen sehr geringen Arbeitspreisparameter haben und somit je nach Abrufwahrscheinlichkeit die Gesamtkosten des Regelleistungseinsatzes minimieren könnten.

Um die resultierenden Wohlfahrtsverluste zu vermeiden, könnte entweder eine Modifizierung der *scoring rule* entsprechend dem Vorschlag von Swider (2006) oder eine Umstellung des Ausschreibungsdesigns auf eindimensionale Auktionen erfolgen. Bei eindimensionalen Auktionen gibt es zudem zwei unterschiedliche Möglichkeiten zur Vergütung. Die ausgewählten Gebote können auf der einen Seite – simultan zur Ausschreibung der Primärregelleistung – einsatzunabhängig, oder auf der anderen Seite nur bei einem tatsächlichen Abruf der vorgehaltenen Regelleistung vergütet werden. Wie im Folgenden gezeigt wird, führen alle drei Varianten bei idealisierten Bedingungen und risikoneutralen Akteuren zu einem kosteneffizienten Ergebnis, weil die Übertragungsnetzbetreiber immer die kostenminimalen Gebote auswählen können:⁸³

Bei einer nach Swider (2006) modifizierten *scoring rule* bewerten die Übertragungsnetzbetreiber *ÜNB* jedes Gebot anhand der Summe aus dem Gebotsparameter für die Leistungsvorhaltung LP_R und dem mit der prognostizierten Abrufwahrscheinlichkeit δ gewichteten Gebotsparameter für den Arbeitspreis AP_R und wählen anschließend die Gebote aus, die für

⁸³ Die folgenden Ausführungen gelten gleichermaßen für positive und negative Regelleistung, die weiterhin getrennt ausgeschrieben werden sollten.

die jeweilige Situation kostenminimal sind.⁸⁴ Die Gewichtung der Gebotsbestandteile durch die Übertragungsnetzbetreiber $G_{\dot{U}NB}$ entspricht gleichzeitig den tatsächlichen Kosten der Regelleistungsvorhaltung, weil die Regelleistungsanbieter RA die Gebotsparameter LP_R und AP_R so wählen, dass sie im Erwartungswert die Kosten der Regelleistungsvorhaltung OK_R und des mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichteten Regelleistungsabrufs c_R decken:

$$\dot{U}NB : G_{\dot{U}NB} = LP_R + \delta * AP_R \quad (3.13)$$

$$RA : OK_R = LP_R + \delta(AP_R - c_R) \quad (3.14)$$

$$\rightarrow LP_R + \delta * AP_R = OK_R + \delta * c_R$$

Bei einer eindimensionalen Auktion, bei der die Vergütung einsatzunabhängig erfolgt, ist die Gewichtung der Gebote $G_{\dot{U}NB}$ durch die Übertragungsnetzbetreiber trivial, weil es nur einen Gebotsparameter A_R^{EU} gibt. Die Regelleistungsanbieter wählen A_R^{EU} so, dass die Opportunitätskosten zuzüglich der erwarteten Abrufkosten gedeckt sind:

$$\dot{U}NB : G_{\dot{U}NB} = B_R^{EU} \quad (3.15)$$

$$RA : A_R^{EU} = OK_R + \delta * c_R \quad (3.16)$$

Bei einer eindimensionalen Auktion, bei der eine Vergütung nur bei einem tatsächlichen Abruf erfolgt, ist die Gewichtung der Gebote $G_{\dot{U}NB}$ durch die Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls trivial. Da die Regelleistungsanbieter in diesem Fall allerdings nur eine unsichere Zahlung erhalten, müssen sie bei der Erstellung des Gebotsparameters A_R^{EA} die Opportunitätskosten mit der Abrufwahrscheinlichkeit gewichten, damit diese im Erwartungswert gedeckt werden:

$$\dot{U}NB : G_{\dot{U}NB} = B_R^{EA} \quad (3.17)$$

$$RA : A_R^{EA} = \frac{OK_R}{\delta} + c_R \quad (3.18)$$

⁸⁴ Vgl. Swider (2006): S. 52ff.

Es gilt somit $A_R^{EU} = A_R^{EA} = LP_R + \delta * AP_R$, weshalb durch $G_{\text{ÜNB}}$ jeweils die kosteneffizienten Gebote ausgewählt werden.

Die idealisierten Bedingungen spiegeln die reale Problematik des Regelleistungsmarkts allerdings nur eingeschränkt wider. So sind insbesondere die tatsächlich abzurufende Regelleistungsmenge und somit auch die Abrufwahrscheinlichkeit der einzelnen Gebote nur sehr schwer zu prognostizieren. Das ist grundsätzlich für alle drei Ansätze problematisch, wirkt sich aber vordergründig stärker auf die modifizierte *scoring rule* aus. Hier schätzen auf der einen Seite die Übertragungsnetzbetreiber die Abrufwahrscheinlichkeit der einzelnen Gebote. Auf der anderen Seite schätzen die Regelleistungsanbieter, welche Abrufwahrscheinlichkeit die Übertragungsnetzbetreiber annehmen. Nur wenn beide Schätzungen δ erwartungstreu treffen, ergibt sich ein kosteneffizientes Ergebnis. Die modifizierte *scoring rule* hat somit eine höhere Fehleranfälligkeit als eindimensionale Auktionen. Hier muss die Abrufwahrscheinlichkeit lediglich von den Regelleistungsanbietern abgeschätzt werden. Die Bewertung der Gebotsbestandteile erfolgt somit automatisch und muss nicht von den Übertragungsnetzbetreibern angepasst werden.

Die ausschließlich dezentrale Bewertung der Gebotsbestandteile bei eindimensionalen Auktionen führt allerdings auch dazu, dass keine Informationen für eine kosteneffiziente Abrufreihenfolge zur Verfügung stehen, wenn die tatsächliche Abrufmenge von der erwarteten Abrufmenge trotz erwartungstreuer Schätzung abweicht. Wenn der Regelleistungsbabruf beispielsweise niedrigerer als erwartet ist, können aus den insgesamt angenommenen Geboten nicht die Gebote ausgewählt werden, die die niedrigsten Abrufkosten haben und somit zuerst eingesetzt werden sollten, sondern nur die Gebote, die die niedrigsten kumulierten Kosten haben. Bei der modifizierten *scoring rule* können die Gebote dagegen anhand der Arbeitspreisgebote geordnet und eingesetzt werden. Bei Abweichungen vom erwartungstreu geschätzten Regelleistungseinsatz führt dieser Ansatz somit zu geringeren Zusatzkosten.

Wenn die Vor- und Nachteile der einzelnen Reformoptionen einander gegenüber gestellt werden, ist die generelle Fehlerhäufigkeit bei eindimensionalen Auktionen niedriger, während die modifizierte *scoring rule* eine robustere Reaktion auf Abweichungen von der erwarteten Abrufmenge ermöglicht. Keines der Modelle ist somit eindeutig optimal. Aufgrund der generellen Schwierigkeiten bei der Prognose der Abrufmenge und der hohen Volatilität der unvorhergesehenen Störungen und Prognoseabweichungen, ist der Robustheit gegenüber Abweichungen insgesamt jedoch ein stärkeres Gewicht einzuräumen. Letztlich sollte die modifizierte *scoring rule* deshalb den Vorzug vor eindimensionalen Auktionen erhalten.

Mittelfristig sollte darüber hinaus auch die Ausschreibung der Vorhaltung von Primärregelleistung separat für positive und negative Regelleistung erfolgen, damit die tatsächlichen Kosten der einzelnen Ausgleichsleistungen sichtbar werden. Nur wenn Informationen über die potentiell unterschiedliche Wertigkeit der positiven und negativen Primärregelleistung vorliegen, können effiziente Preissignale für die Nutzung der Regelleistung an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergereicht werden. Die getrennte Ausschreibung der Vorhaltung positiver und negativer Primärregelleistung ist dabei allerdings nur die notwendige Vorbedingung. Darüber hinaus muss mithilfe der in Kapitel 3.3.2 vorgestellte Modifikation der Bilanzkreisabrechnung sichergestellt werden, dass die Kostensignale auch tatsächlich von den Bilanzkreisverantwortlichen wahrgenommen werden können.

3.3.2 MODIFIZIERUNG DER BILANZKREISABRECHNUNG

Das System der Bilanzkreisabrechnung schafft ineffiziente Anreize für eine systematische Überspeisung der Bilanzkreise und verursacht damit Wohlfahrtsverluste. Diese Wohlfahrtsverluste lassen sich vermeiden, indem alle relevanten Regelleistungskosten berücksichtigt werden. Neben den Ausgaben zur Vergütung der Arbeitspreisgebote für den Abruf von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelleistung müssen bei der

Berechnung des Ausgleichsenergiepreises somit auch die Ausgaben für die Vergütung der Leistungspreisgebote für die Vorhaltung von positiver und negativer Sekundär- und Tertiärregelleistung einbezogen werden.

Die Kosten für die Vorhaltung der Sekundär- und Tertiärregelleistung liegen allerdings nicht periodenscharf für jede Abrechnungsperiode vor, sondern nur für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum, der beispielsweise bei Sekundärregelleistung in der Nebenzeit 432 Abrechnungsperioden und in der Hauptzeit 240 Abrechnungsperioden umfasst. Die Kosten der Leistungsvorhaltung können deshalb nur anteilig auf die Abrechnungsperioden der einzelnen Ausschreibungszeiträume aufgeteilt werden, wodurch sich Ungenauigkeiten ergeben, und letztlich nicht alle Ineffizienzen der bisherigen Regelung beseitigt werden können.

Die Ausgaben für die Vorhaltung der Primärregelleistung können dagegen in der bisherigen Form nicht berücksichtigt werden, weil sie nur kumuliert für positive und negative Primärregelleistung vorliegen und sich keine Informationen über die potentiell unterschiedliche Wertigkeit ableiten lassen. Wenn keine entsprechende Änderung der Ausschreibungsmodalitäten erfolgt, sollten diese Ausgaben deshalb weiterhin über die Netzentgelte verrechnet werden.

Der optimierte Ausgleichsenergiepreis AEP_{mod} ergibt sich somit durch die Division der Ausgaben und Einnahmen für die Arbeitspreisvergütungen VG_{R+}^{AP} beziehungsweise VG_{R-}^{AP} in der jeweiligen Abrechnungsperiode sowie der durchschnittlichen Ausgaben für die Leistungspreisvergütungen in der Ausschreibungsperiode $\emptyset VG_{R+}^{LP}$ und $\emptyset VG_{R-}^{LP}$ für die Vorhaltung der Sekundär- und Tertiärregelleistung durch den Saldo der eingesetzten positiven und negativen Sekundär- und Tertiärregelleistung x_{R+} und x_{R-} :

$$AEP_{mod} = \frac{VG_{R+}^{AP} + VG_{R-}^{AP} + \emptyset VG_{R+}^{LP} + \emptyset VG_{R-}^{LP}}{x_{R+} - x_{R-}} \quad (3.19)$$

Darüber hinaus muss die obere und untere Preisgrenze, mit der extreme Ausgleichsenergiepreise bei geringen energetischen Salden im Netzregelverbund ($x_{R+} \approx x_{R-}$) vermieden werden, angepasst werden. Die Preis-

grenzen sollten dabei jeweils aus dem betragsmäßig höchsten abgerufenen Arbeitspreisgebot $\max(AP_{R+}, |AP_{R-}|)$ in der Abrechnungsperiode zuzüglich beziehungsweise abzüglich der durchschnittlichen Ausgaben für die Vorhaltung der Regelleistung entsprechen:

$$AEP_{mod}^{max} = \max(AP_{R+}, |AP_{R-}|) + \emptyset VG_{R+}^{LP} + \emptyset VG_{R-}^{LP} \quad (3.20)$$

$$AEP_{mod}^{max} = -\max(AP_{R+}, |AP_{R-}|) - \emptyset VG_{R+}^{LP} - \emptyset VG_{R-}^{LP} \quad (3.21)$$

Die dargestellte Modifizierung der Bilanzkreisabrechnung führt neben der näherungsweise Beseitigung der ineffizienten Anreize zur systematischen Überspeisung der Bilanzkreise auch zu einer generellen Steigerung der Ausgleichsenergiepreise. Diese Kostensteigerung für Bilanzkreisverantwortliche wird sich letztlich auch in den Strompreisen der Endabnehmer widerspiegeln. Die Endkundenpreise bestehen allerdings nicht nur aus den Strombezugskosten, sondern auch aus den Netznutzungsentgelten, über die bisher die Vorhaltungskosten der Regelleistung abgerechnet wurden und die deshalb nach der Modifizierung der Bilanzkreisabrechnung entsprechend sinken werden. Da die bisherige Regelung zu ineffizient hohen Kosten führt, sollte der Nettoeffekt positiv sein, so dass die sinkenden Netznutzungsentgelte die steigenden Strombezugskosten überkompensieren werden.

Aus wettbewerbpolitischer Sicht könnte allerdings angeführt werden, dass die dargestellte Modifizierung insbesondere kleine Bilanzkreise und somit kleine Strommarktteilnehmer belastet, weil diese im Vergleich zu großen Marktteilnehmern mit einem diversifizierten Kraftwerks- und Kundenportfolio geringere Möglichkeiten zur Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen haben. Unabhängig davon, ob dieses Argument aus ökonomischer Sicht gerechtfertigt ist, um eine ineffiziente Überspeisung der Bilanzkreise zu rechtfertigen, ergibt sich durch den *day-after*-Markt eine Möglichkeit für die Bilanzkreisverantwortlichen, sich gegen die Ausgleichsenergiepreisrisiken abzusichern. Die dargestellte Modifizierung der Bilanzkreisabrechnung sollte somit nicht zu wesentlichen Markteintrittsbarrieren für kleine Stromanbieter führen.

3.3.3 STANDORTORIENTIERTE INVESTITIONSANREIZE

Bislang konnte in der Literatur kein eindeutig optimaler Weg aufgezeigt werden, mit dem effiziente Standortanreize für Kraftwerksbetreiber in ein dezentrales Strommarktdesign integriert werden können. Frontier Economics/Consentec (2008a) haben jedoch einen pragmatischen Ansatz entwickelt, mit dem die bestehenden Ineffizienzen zumindest teilweise vermieden werden können. Dazu müssen in einem ersten Schritt der künftige Netzausbaubedarf und die entsprechenden Kosten für den Fall berechnet werden, dass es nicht zu einem regulierenden Markteingriff kommt. Anschließend muss eine zweite Berechnung erfolgen, bei der ermittelt wird, ob mit einer Veränderung der regionalen Verteilung der künftigen Kraftwerksinvestitionen der Netzausbau vermieden werden könnte. Diese Standorte müssen nun administrativ ausgeschlossen werden. Um eine ineffizient hohe Standortförderung zu vermeiden, darf die Subventionierung der einzelnen Standorte maximal den durch den jeweiligen Standort eingesparten Netzausbaukosten entsprechen. Auf diese Weise erfolgt nur dann ein Eingriff in die Standortentscheidung, wenn daraus auch tatsächlich Effizienzgewinne resultieren.⁸⁵

3.3.4 VERLÄSSLICHE POLITISCHE RAHMENDATEN

Um die Gefahr von Unterinvestitionen in Erzeugungskapazitäten aufgrund von politischen Unsicherheiten zu vermeiden, muss die Politik für Markteingriffe, die die Geschäftsgrundlage der Kraftwerke berühren, langfristige und vor allem verlässliche Rahmendaten vorgeben. Bei dem in Kapitel 3.2.3 angeführten Beispiel der Förderpolitik für erneuerbare Energien müssen somit eindeutige und konstante Zielmarken festgelegt werden. Zudem muss der Grad der Zielerreichung stetig überprüft werden, so dass die Förderung gegebenenfalls angepasst werden kann, um eine Über- oder Untererfüllung auszuschließen.

⁸⁵ Vgl. Frontier Economics/Consentec (2008a): S. 51ff.

4 WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

4.1 DIE FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Der Grundstein für die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland wurde mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG) gelegt, das am 01. Januar 1991 in Kraft trat und den Betreibern regenerativer Stromerzeugungsanlagen eine vorrangige Abnahme ihrer Stromproduktion zu gesetzlich festgelegten Preisen garantierte. Zum 01. April 2000 wurde das StromEinspG durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst, das seither mit dem EEG 2004 und dem EEG 2009 zwei wesentliche Novellierungen erfahren hat. Am 30. Juni 2011 wurde mit dem Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine weitere Novelle (EEG 2012) beschlossen, die zum 01. Januar 2012 in Kraft getreten ist und die Grundlage der folgenden Analyse bildet.

Das seit der Einführung der Förderung verwendete Fördersystem der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang wurde mittlerweile durch ein optionales Direktvermarktungssystem ergänzt. Dabei wird den Betreibern der regenerativen Stromerzeugungsanlagen das Recht eingeräumt, zeitweise aus dem System der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang aussteigen zu können, um ihre Stromproduktion eigenverantwortlich zu vermarkten. Auf diese Weise soll eine stärkere Marktintegration der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten erreicht werden. Aus ökonomischer Sicht besteht die EEG-Förderung somit mittlerweile aus den zwei Grundpfeilern „Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang“ und „Optionale Direktvermarktung“.

Wie in Abbildung 4.1 veranschaulicht wird, ist die installierte Kapazität der regenerativen Stromerzeugungsanlagen in Deutschland seit der Einführung des StromEinspG um mehr als das Zehnfache gestiegen. Die regenerative Anlagenkapazität bestand dabei zunächst vor allem aus Wasserkraftwer-

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

ken, deren Zubau in Deutschland jedoch aufgrund der natürlichen Umweltbedingungen enge Grenzen gesetzt sind. Die höchsten Wachstumsraten gab es in den ersten Jahren der Förderung bei Windkraftanlagen, die zur Jahrtausendwende zur dominierenden regenerativen Stromerzeugungstechnologie wurden. Seit ein paar Jahren gibt es dagegen ein überdurchschnittliches Wachstum im Bereich der Photovoltaik. Die kumulierte regenerative Anlagenkapazität betrug Ende 2010 knapp 56 GW. Zu diesem Zeitpunkt umfasste die kumulierte Anlagenkapazität der fossilen und nuklearen Kraftwerke etwa 100 GW, so dass der Anteil der erneuerbaren Energien an der insgesamt in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazität bei etwa 35 Prozent lag.⁸⁶

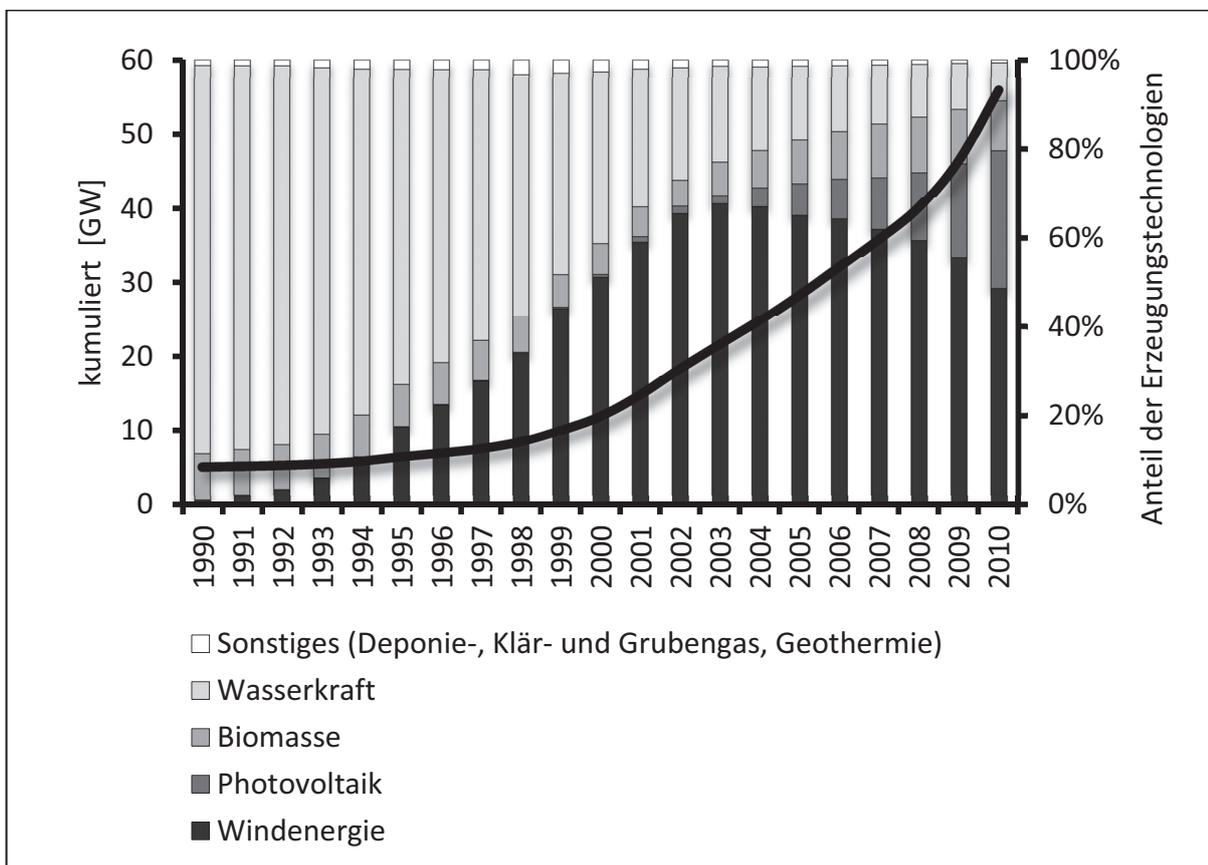


Abbildung 4.1: Entwicklung der regenerativen Anlagenkapazität

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BMU (2011)

⁸⁶ Für die Daten bezüglich der fossilen und nuklearen Kraftwerkskapazitäten vgl. Bundesnetzagentur (2011d): S. 30.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Abbildung 4.2 veranschaulicht. Die kumulierte kalenderjährliche Stromproduktion der regenerativen Stromerzeugungsanlagen ist seit der Einführung des StromEinspG um mehr als das Fünffache gestiegen. Insgesamt lag der Anteil der EEG-Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch im Jahr 2010 bei 17 Prozent.⁸⁷

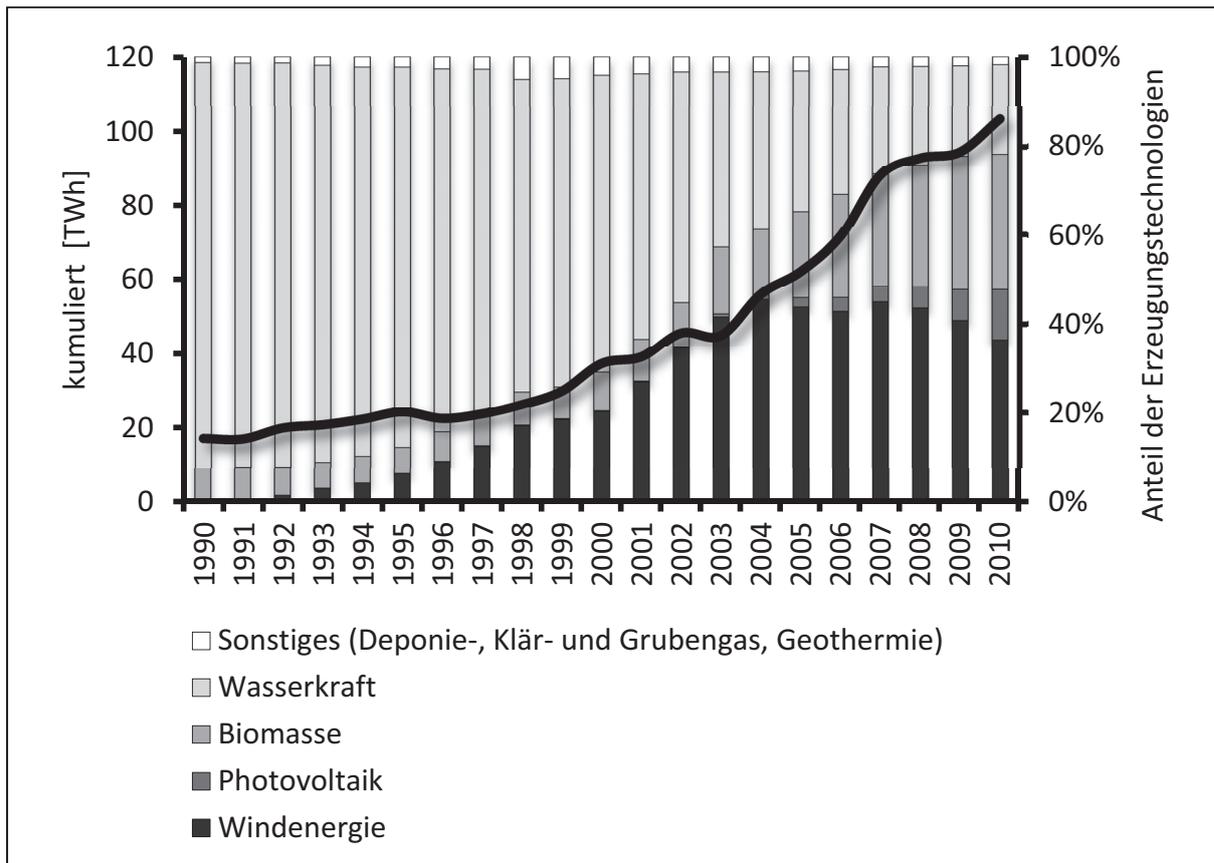


Abbildung 4.2: Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BMU (2011)

⁸⁷ Der Vergleich der Abbildungen 4.1 und 4.2 verdeutlicht die Auswirkungen der schwankenden Verfügbarkeit von Wind- und Sonnenergie. So lag beispielsweise der Anteil der Photovoltaik an der regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2010 lediglich bei etwa zehn Prozent, obwohl der Anteil an der insgesamt installierten EEG-Kapazität etwa 33 Prozent betrug. Bei Windkraftanlagen lag der Anteil an der EEG-Stromerzeugung bei 37 Prozent, während der Anteil an der insgesamt installierten regenerativen Stromerzeugungskapazität etwa 49 Prozent betrug.

Die erneuerbaren Energien sind somit mittlerweile ein bedeutender Bestandteil des deutschen Strommarkts. Im Rahmen der folgenden Analyse wird allerdings aufgezeigt, dass die Ausgestaltung der EEG-Förderung zentrale Defizite aufweist, die zu einer Beeinträchtigung der Effizienz des Strommarkts führen. Dazu wird in Kapitel 4.1.1 zunächst die ökonomische Legitimationsbasis für einen Markteingriff zugunsten der erneuerbaren Energien herausgearbeitet. Die konkrete Ausgestaltung der beiden Grundpfeiler der EEG-Förderung wird in Kapitel 4.1.2 erläutert. In Kapitel 4.1.3.1 erfolgt zunächst eine formale Ableitung der Effizienzwirkung unterschiedlicher Förderinstrumente für erneuerbare Energien mithilfe eines einfachen Produktmarktmodells, um darauf aufbauend das in Deutschland verwendete Instrument der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang bewerten zu können. In Kapitel 4.1.3.2 wird das optionale Direktvermarktungssystem analysiert. Auf Basis der Analyseergebnisse werden in Kapitel 4.1.4 Reformoptionen entwickelt, mit denen die Effizienz der Förderung erneuerbarer Energien erhöht werden kann.

4.1.1 POLITISCHE ZIELE UND ÖKONOMISCHE LEGITIMATION

Nach § 1 EEG 2012 soll die Förderung erneuerbarer Energien dazu dienen, die sozialen Kosten der Energieversorgung in Bezug auf Umwelt- und Klimaschäden zu verringern. Zudem soll auf diese Weise der Verbrauch fossiler Energieträger gesenkt werden, um die Bestände der fossilen Energieträger für zukünftige Generationen zu schonen und die Importabhängigkeit Deutschlands in diesem Bereich zu verringern. Durch die mit der Förderung angereizte Weiterentwicklung der Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien sollen heimische Unternehmen darüber hinaus einen Innovationsvorsprung im internationalen Wettbewerb erhalten. Um diese Ziele zu erreichen, wird eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis 2020 auf mindestens 35 Prozent angestrebt.⁸⁸

⁸⁸ Für eine ausführliche Darstellung der politischen Beweggründe vgl. Deutscher Bundestag (2008): S. 27, 30f. und 35ff.

Aus ökonomischer Sicht ist die Förderung erneuerbarer Energien allerdings nur zulässig, wenn auf diese Weise Marktversagenstatbestände effizient beseitigt werden. Das industriepolitisch motivierte Argument der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit heimischer Unternehmen kann deshalb nicht zur Legitimation des Markteingriffs herangezogen werden. Dies gilt ebenfalls für das Argument, die Bestände fossiler Energieträger zugunsten zukünftiger Generationen zu schonen. Die Knappheit der fossilen Energieträger spiegelt sich im Preis der Ressourcen wider, weshalb sich bereits aus dem Marktprozess ein effizientes Signal für die intergenerationelle Nutzungskonkurrenz bezüglich der endlichen Ressourcen ergibt.⁸⁹ Durch die Absenkung des Verbrauchs fossiler Energieträger in Deutschland wird zudem der Ressourcenpreis sinken, weshalb – eine preiselastische Ressourcennachfrage vorausgesetzt – in anderen Ländern ein Anstieg des Verbrauchs fossiler Energieträger erfolgen wird, so dass der Nettoeffekt für die Ressourcenbestände geringer ist.⁹⁰

Importabhängigkeiten führen nur dann zu Problemen, wenn die Preisbildung auf den Rohstoffmärkten nicht wettbewerblich erfolgt oder Exportbeschränkungen seitens der Anbieterländer eingeführt werden.⁹¹ Das effiziente Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit stellt daher die Stärkung internationaler Freihandelsabkommen dar, um auf diese Weise strategisches Verhalten von Anbieter- oder Nachfrageländern zu unterbinden. Nur wenn dies nicht möglich ist, lässt sich aus der Importabhängigkeit Deutschlands bezüglich fossiler Energieträger eine Legitimation zur Förderung erneuerbarer Energien ableiten. Der positive Effekt der erneuerbaren Energien für die Versorgungssicherheit ergibt sich

⁸⁹ Vgl. Wacker/Blanck (1999): S. 20f.

⁹⁰ Der nachfrageseitig induzierte *leakage*-Effekt kann durch das von Sinn (2008) diskutierte angebotsseitig induzierte „Grüne Paradoxon“ noch verstärkt werden, indem die Ressourcenanbieter auf die Nachfragesenkung reagieren und ihren Ressourcenabbaupfad entsprechend anpassen.

⁹¹ Ein Beispiel für derartige Exportbeschränkungen stellt die Zollpolitik Chinas in Bezug auf Rohstoffe wie Bauxit, Magnesium oder die Metalle der so genannten „seltenen Erden“ dar. Vgl. hierzu den Streitfall DS395 bei der Welthandelsorganisation.

dabei aus der Option, Strom bei temporären Versorgungsengpässen oder Rohstoffpreiskrisen auch mithilfe erneuerbarer Energien produzieren zu können, und beruht somit auf der Einsetzbarkeit, nicht aber dem stetigen Einsatz der regenerativen Stromerzeugungsanlagen.⁹²

Die klimatischen Folgen der Emissionen von Treibhausgasen sind eindeutig ein Marktversagenstatbestand, weil ohne politische Rahmenvorgaben kein Preissignal für die Folgeschäden der Emissionen existiert und keine Kompensation der Geschädigten durch die Emittenten erfolgt. Ein staatlicher Eingriff ist somit ökonomisch sinnvoll und geboten. Die negativen externen Effekte in Form der Folgeschäden der Klimaveränderungen sind allerdings den Treibhausgasemittenten wie der fossilen Stromerzeugung zuzuordnen. Der Markteingriff sollte deshalb auch an dieser Stelle ansetzen, indem beispielsweise ein Handel mit Zertifikaten, die das Recht auf den Ausstoß von Treibhausgasen verbrieft, eingeführt wird.⁹³ Ein solcher Handel wurde mit der Umsetzung des Kyoto-Protokolls auf europäischer Ebene in Form des Europäischen Emissionshandelssystems bereits etabliert.⁹⁴ Die Politik setzt dabei auf Basis naturwissenschaftlicher Erkenntnisse zum Klimawandel ein Mengenziel in Form einer Emissionsobergrenze fest und fixiert somit das Angebot an Emissionszertifikaten. Diesem Angebot stehen die Emittenten als Nachfrager gegenüber, da sie nun bei jeder Emission vor der Entscheidung stehen, diese entweder über den Einsatz von Vermeidungstechnologien einzusparen oder ein Emissionszertifikat zu nutzen.⁹⁵ Die Zahlungsbereitschaft für die Zertifikate spiegelt somit die Grenzvermeidungskosten der Treibhausgasemissionen wider.

⁹² Vgl. Andor et al. (2010a): S. 96f.

⁹³ Eine Preislösung, bei der beispielsweise eine Emissionssteuer eingeführt wird, ist ebenso denkbar. Für den Diskurs um die Vorteilhaftigkeit von Preis- oder Mengenlösungen in der Klimapolitik vgl. z.B. Weitzman (1974) und Kalkuhl/Edenhofer (2010).

⁹⁴ Für eine umfassende Evaluation dieser Maßnahmen vgl. z.B. Nordhaus/Boyer (1999), Springer (2003) und Ellerman et al. (2010).

⁹⁵ Dies gilt auch dann, wenn die Zertifikate nicht versteigert, sondern beispielsweise nach dem Grandfathering-Verfahren kostenlos ausgegeben werden. Da die Emissionsberechtigungen stets verkauft werden können, sind mit dem Einsatz der Zertifikate Opportunitätskosten verbunden. Vgl. dazu z.B. Janssen et al. (2007): S. 173ff.

Der Preis der Emissionszertifikate ergibt sich aus den Kosten der letzten eingesetzten Vermeidungstechnologie. Durch diesen marktbasierten Prozess wird sichergestellt, dass das Emissionsziel mit den geringstmöglichen Kosten erreicht wird. Die für die Umsetzung des klimapolitischen Ziels benötigten, effizienten Vermeidungstechnologien werden dabei dezentral durch die Marktakteure ausgewählt und bedürfen keiner weiteren Förderung.

Falls die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu den effizienten Vermeidungstechnologien zählt, würde sie somit aufgrund des Emissionshandels auch ohne ein zusätzliches Förderinstrument genutzt. Wenn die erneuerbaren Energien dagegen nicht zu den effizienten Vermeidungstechnologien gehören, führt die zusätzliche Förderung zu einer Störung der allokativen Effizienz des Emissionshandels, ohne dass sich daraus ein zusätzlicher klimapolitischer Nutzen ergibt, weil das maximale Ausmaß der Emissionen durch die Vorgabe der Emissionsobergrenze vorgegeben ist. Die durch die erneuerbaren Energien eingesparten Emissionen führen somit dazu, dass an anderer Stelle weniger eingespart werden muss.⁹⁶

Auch aus dem Argument der durch die fossile Stromerzeugung ausgelösten Klimaschäden lässt sich somit zunächst keine direkte Legitimation für eine zusätzliche Förderung der erneuerbaren Energien ableiten. Problema-

⁹⁶ Für eine formale Ableitung der Wechselwirkungen zwischen der individuellen Förderung einer Vermeidungstechnologie und dem Emissionshandel vgl. Amundsen/Mortensen (2001): S. 491ff. Böhringer/Rosendahl (2010) zeigen darüber hinaus, dass von der durch die Förderung der erneuerbaren Energien ausgelösten Absenkung des Treibhausgaszertifikatspreises insbesondere die Stromerzeugungstechnologien mit dem höchsten relativen Treibhausgasausstoß, wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke, profitieren, weil der durch den Emissionshandel bedingte Grenzkostenaufschlag bei diesen Kraftwerken überdurchschnittlich sinkt. Je nachdem, welcher funktionale Zusammenhang zwischen der Treibhausgaskonzentration und der natürlichen Abbaurate der Treibhausgase in der Atmosphäre besteht, kann es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht allerdings auch effizient sein, in der ersten Phase der klimapolitischen Maßnahmen zunächst Brennstoffe mit einer höheren Treibhausgasintensität einzusetzen, wenn sie gleichzeitig niedrigere Abbau- und Transportkosten oder geringere Knappheitskosten aufweisen. Vgl. hierfür Chakravorty et al. (2008): S. 1128ff.

tisch ist allerdings, dass sich die hohe politische Unsicherheit bezüglich der zukünftigen klimapolitischen Entwicklungen negativ auf die dynamische Effizienz der Klimapolitik auswirken kann. So konnte sich die Politik im Rahmen der internationalen Klimakonferenzen bisher nur für einen sehr begrenzten Zeitraum auf verbindliche Emissionsreduktionen und die Einführung eines Emissionshandelssystems einigen. Längerfristige klimapolitische Ziele liegen dagegen lediglich in Form von Absichtserklärungen vor. Da die Marktteilnehmer befürchten müssen, dass die zukünftige Klimapolitik von den Absichtserklärungen abweicht, unterbleiben möglicherweise Investitionen in die Weiterentwicklung von Vermeidungstechnologien, die derzeit noch unwirtschaftlich sind, langfristig jedoch aufgrund von Lernkurveneffekten eine effiziente Alternative zur Emissionsvermeidung darstellen.⁹⁷ Ein langfristiges Klimaabkommen mit verbindlichen Reduktionszielen und klaren Vorgaben bezüglich der Ausgestaltung des klimapolitischen Instrumentariums ist somit für die Gewährleistung der dynamischen Effizienz der Klimapolitik unerlässlich.

Privatwirtschaftliche Investitionen in die Weiterentwicklung einer Technologie erfolgen allerdings immer nur dann, wenn die realisierten Lernkurveneffekte auch durch die jeweiligen Marktteilnehmer ausgenutzt werden können, so dass sich die Entwicklungskosten letztlich amortisieren können. Die Marktteilnehmer werden somit nur dann in die Weiterentwicklung einer Technologie investieren, wenn sie andere Marktteilnehmer von dem Nutzen der Weiterentwicklung ausschließen können. Kann dagegen nicht verhindert werden, dass die Innovation nach kurzer Zeit von anderen Marktteilnehmern adaptiert wird, unterbleiben die Investitionen.

Potentielle Lernkurveneffekte, bei deren Realisierung technologische *spillover*-Effekte zu erwarten sind, stellen somit eine positive Externalität dar. Empirische Studien zeigen, dass bei den erneuerbaren Energien

⁹⁷ Lernkurveneffekte sind Produktivitätssteigerungen, die dazu führen, dass die Kosten je Produktionseinheit im Zeitablauf abnehmen. Für eine grundsätzliche theoretische Ableitung der ökonomischen Implikationen von Lernkurveneffekten vgl. z.B. Arrow (1962): S. 155ff.

Lernkurveneffekte im Bereich der Herstellung der Erzeugungskapazitäten auftreten, nicht aber bei der Nutzung der Erzeugungskapazitäten zur Stromproduktion.⁹⁸ Der empirische Beweis für einen technologischen *spillover* der realisierten Lernkurveneffekte im Anlagenbau gestaltet sich jedoch schwierig, weil nachgewiesen werden muss, dass die Kostensenkungen im Anlagenbau der einzelnen Unternehmen nicht auf individuelle Forschungsanstrengungen, sondern auf die Adaption von Innovationen anderer Unternehmen zurückzuführen sind. Trotzdem wurde in einigen Studien nachgewiesen, dass es zu einem technologischen *spillover* kommt.⁹⁹

Die Herstellungskosten für regenerative Stromerzeugungsanlagen eines Unternehmens hängen somit sowohl von der Anzahl der in den vorherigen Perioden im Unternehmen produzierten Anlagen, als auch von der Anzahl der in den vorherigen Perioden von anderen Unternehmen produzierten Anlagen ab. Durch diese positive Externalität werden die potentiell möglichen Lernkurveneffekte im Bereich der Anlagenherstellung nicht oder nur teilweise ausgeschöpft. Wenn sich aus der Weiterentwicklung der regenerativen Stromerzeugungstechnologien unter Berücksichtigung der klimapolitischen Restriktionen für die fossile Stromerzeugung ein höheres langfristiges Nutzen-Kosten-Potential als bei alternativen Innovationen im Bereich der Stromerzeugung ergibt, ist ein Markteingriff in Form der Förderung erneuerbarer Energien ökonomisch gerechtfertigt.

Zusammenfassend sind die eingangs aufgeführten Begründungen der Politik somit nicht geeignet, eine Förderung der erneuerbaren Energien zu legitimieren, weil sie entweder nicht auf einem tatsächlichen Marktversagenstatbestand beruhen, oder andere Markteingriffe besser geeignet sind. Aus ökonomischer Sicht lässt sich die Förderung nur dann eindeutig

⁹⁸ Vgl. z.B. Junginger et al. (2005), Neij (1999) und Ibenholt (2002). Da Solarmodule häufig auf Halbleitern basieren, können auch entsprechende Studien aus diesem Bereich als Beleg hinzugezogen werden. Vgl. hierfür z.B. Gruber (1992).

⁹⁹ Für empirische Studien vgl. z.B. Braun et al. (2010), Gruber (1998) und Irwin/Klenow (1994).

legitimieren, wenn die *spillover*-Effekte im Bereich des Anlagenbaus zu Wohlfahrtsverlusten führen. Ob dies der Fall ist, lässt sich bei den derzeitigen Kenntnissen bezüglich der langfristigen Nutzen-Kosten-Potentiale alternativer Innovationen im Bereich der Stromerzeugung und der Höhe der *spillover*-Effekte nicht zweifelsfrei belegen. Da es sich dabei um Zukunftsprojektionen handelt, ist ein eindeutiger Beleg allerdings auch nicht möglich, vielmehr wird immer eine Restunsicherheit bestehen bleiben. Letztlich muss somit ein Abwägungsprozess erfolgen. Wenn angenommen wird, dass nach Abwägung dieser Unsicherheit eine Förderung der erneuerbaren Energien sinnvoll ist, muss das Ziel der Förderung darin bestehen, den Bau einer bestimmten Anzahl an regenerativen Erzeugungsanlagen zu gewährleisten, um trotz der *spillover*-Effekte die wohlfahrtsoptimale Realisierung der Lernkurveneffekte in diesem Bereich zu gewährleisten.

4.1.2 AUSGESTALTUNG DES MARKTEINGRIFFS

4.1.2.1 EINSPEISEVERGÜTUNGEN MIT INSTITUTIONELLEM VORRANG

Das wesentliche Merkmal dieses Fördersystems besteht darin, dass die Netzbetreiber den Strom aus den regenerativen Stromerzeugungsanlagen vorrangig abnehmen und mit fixen Vergütungssätzen entlohnen müssen. Durch die Kombination des institutionellen Einspeisevorrangs mit fixen, marktpreisunabhängigen Vergütungssätzen müssen die Betreiber von regenerativen Stromerzeugungsanlagen lediglich die generelle Einsatzbereitschaft ihrer Anlagen sicherstellen und somit nur das Betriebsrisiko übernehmen. Weitergehende Risiken, die sich aus dem Unterschied zwischen Einspeiseprognose und tatsächlicher Produktion (Fahrplanerfüllungsrisiko) sowie dem generellen Marktgeschehen (Preisrisiko) ergeben, werden dagegen sozialisiert.¹⁰⁰ Für die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen ergibt sich somit eine hohe Planungssicherheit, zumal die Förderung für einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Kalenderjahres, in dem die Anlage in Betrieb genommen wird, erfolgt.

¹⁰⁰ Vgl. Klessmann (2009): S. 3650f.

Geförderte Technologien und Vergütungssätze

Die Vergütung der Stromeinspeisungen erfolgt über technologiespezifische Vergütungssätze, die in den §§ 23 bis 33 EEG 2012 konkretisiert werden. Die Erzeugungstechnologien werden dabei nach der Art des eingesetzten Energieträgers unterschieden. Mit den in § 20 EEG 2012 definierten technologiespezifischen Degressionsfaktoren werden die für Neuanlagen maßgeblichen Vergütungssätze darüber hinaus kalenderjährlich angepasst. Auf diese Weise sollen bereits realisierte Lernkurveneffekte, die zu einer Absenkung der Kosten für den Bau der Anlagen geführt haben, berücksichtigt werden.¹⁰¹

Die Einspeisevergütung für Windkraftanlagen auf dem Festland oder den Nord- und Ostseeinseln, die im Jahr 2012 in Betrieb genommen werden, beträgt in den ersten fünf Jahren nach Inbetriebnahme 8,93 Cent/kWh und sinkt anschließend auf 4,87 Cent/kWh.¹⁰² Die Fördersätze für Neuanlagen werden dabei jährlich um 1,5 Prozent abgesenkt, so dass eine Windkraftanlage, die 2013 in Betrieb genommen wird, in den ersten fünf Jahren eine Vergütung in Höhe von 8,8 Cent/kWh und anschließend 4,8 Cent/kWh erhält. Für Anlagen, deren Stromproduktion geringer als die eineinhalbfache Produktion einer Referenzanlage ist, verlängert sich jedoch der Zeitraum, in dem die höhere Anfangsvergütung gilt.¹⁰³ Da es auf dem Festland und den Nord- und Ostseeinseln nur sehr wenige Standorte gibt, an denen Stromerträge in dieser Höhe möglich sind, gilt die höhere Vergütung für den überwiegenden Teil der Anlagen deutlich länger als fünf Jahre.¹⁰⁴ Um die Förderung unproduktiver Standorte zu vermei-

¹⁰¹ Vgl. Deutscher Bundestag (2008): S. 51.

¹⁰² Die im Folgenden angegebenen Fördersätze beziehen sich immer auf eine Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage im Jahr 2012, die Fördersätze bei einer späteren Inbetriebnahme lassen sich anhand der Degressionssätze ermitteln.

¹⁰³ Der Referenzertrag ist der Fünf-Jahres-Ertrag einer Windkraftanlage an einem Referenzstandort. Eine Übersicht der Referenzerträge unterschiedlicher Windkraftanlagen kann unter http://www.wind-fgw.de/eeg_referenzertrag.htm abgerufen werden.

¹⁰⁴ Für eine grobe geographische Übersicht der potentiellen Erträge im Verhältnis zum Referenzertrag vgl. Wallasch et al. (2011): S. 91.

den, haben allerdings nur die Windkraftanlagen einen Förderanspruch, deren Stromproduktion mindestens 60 Prozent des Referenzertrags beträgt. Um zudem Anreize für eine effektivere Ausnutzung von bereits genutzten Standorten zu schaffen, steigt die Anfangsvergütung bei einem Ersatz oder einer Modernisierung von Altanlagen um 0,5 Cent/kWh.

Für Windkraftanlagen auf dem offenen Meer beträgt die Vergütung in den ersten zwölf Jahren ab Inbetriebnahme 15 Cent/kWh und anschließend 3,5 Cent/kWh. Der Zeitraum der höheren Vergütung erhöht sich allerdings, wenn der Standort der *offshore*-Windkraftanlage weiter als zwölf Seemeilen von der Küste entfernt ist oder die Wassertiefe mehr als 20 Meter beträgt. Die jährliche Degression der Fördersätze für Neuanlagen beträgt sieben Prozent, erfolgt aber erst ab dem Jahr 2018.

Bei der Stromerzeugung auf Basis von Solarenergie wird zwischen Erzeugungsanlagen auf Freiflächen und Erzeugungsanlagen auf Gebäuden unterschieden. Während für erstere eine Pauschalvergütung in Höhe von 21,11 Cent/kWh gilt, ist der Vergütungssatz bei letzteren von der installierten Kapazität abhängig und beträgt somit zwischen 28,74 Cent/kWh (für Anlagen mit einer Kapazität bis einschließlich 30 kW) und 21,56 Cent/kWh (für Anlagen ab einer Kapazität von 1 MW). Eine Besonderheit stellen die Vorgaben zur Degression dar, weil der Faktor, um den sich die Vergütungssätze für Neuanlagen jährlich verringern, von der im Vorjahr hinzugebauten Kapazität abhängig ist. Wie in Tabelle 4.1 abgebildet, kann der Degressionssatz somit zwischen 1,5 Prozent und 24 Prozent liegen. Wenn sich schon im Laufe des Jahres ein hoher Kapazitätszubau abzeichnet, gibt es zudem die Möglichkeit, dass ein Teil der Degression bereits vorgezogen zur Jahresmitte erfolgt. Da es in den letzten Jahren im Bereich der Herstellung von Solarmodulen zu überdurchschnittlichen Kostensenkungen gekommen ist, hat es einen Diskurs um eine massive Überförderung der Solarenergie gegeben.¹⁰⁵ Durch die flexible Ausgestaltung des Degressions-

¹⁰⁵ Vgl. hierfür z.B. Bode/Groscurth (2011): S. 106f.

faktors soll deshalb zukünftig eine effektive und zeitnahe Anpassung an potentielle weitere Lernkurveneffekte gewährleistet werden.¹⁰⁶

Kapazitätszubau	Degressionsfaktor für das Folgejahr
geringer als 1500 MW	1,5 %
1500 MW bis 2000 MW	4,0 %
2000 MW bis 2500 MW	6,5 %
2500 MW bis 3500 MW	9,0 %
3500 MW bis 4500 MW	12,0 %
4500 MW bis 5500 MW	15,0 %
5500 MW bis 6500 MW	18,0 %
6500 MW bis 7500 MW	20,0 %
über 7500 MW	24,0 %

Tabelle 4.1: Degressionsfaktoren für Solaranlagen

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von § 20 Absatz 2, 3 und 4 EEG 2012

Bei der Stromerzeugung aus Biomasse besteht der Anspruch auf eine Förderung nur dann, wenn mindestens 60 Prozent der Stromerzeugung in der jeweiligen Biomasseanlage mithilfe einer Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt und auf diese Weise auch die Nutzung der Abwärme gewährleistet ist.¹⁰⁷ Der Grundvergütungssatz ist nach der so genannten Bemessungsleistung gestaffelt. Die Bemessungsleistung ergibt sich aus der Division der erzeugten Strommenge innerhalb eines Jahres und der Anzahl der Jahrestunden:

$$\text{Bemessungsleistung [kW]} = \frac{\text{Stromproduktion [kWh]}}{\text{Stundenanzahl [h]}} \quad (4.1)$$

Bis zu einer Bemessungsleistung von einschließlich 150 kW beträgt die Vergütung 14,3 Cent/kWh, bis 500 kW 12,3 Cent/kWh, bis 5 MW 11 Cent/kWh und bis 20 MW schließlich 6 Cent/kWh. Dies bedeutet, dass die ersten $150[\text{kW}] * 8760[\text{h}] = 1314[\text{MWh}]$ der kalenderjährlichen

¹⁰⁶ Vgl. Deutscher Bundestag (2010a): S. 6 und 9 sowie Deutscher Bundestag (2011a): S. 136f.

¹⁰⁷ Für die Nutzung von Biogas aus der Vergärung von Bioabfällen und Gülle gibt es nach den §§ 27a und 27b EEG 2012 eine Ausnahmeregelung.

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

Stromproduktion unabhängig von der Gesamtkapazität der jeweiligen Biomasseanlage mit 14,3 Cent/kWh vergütet werden. Für den darüber hinaus gehenden Anteil der Stromproduktion gilt dann der jeweils nächstniedrigere Fördersatz bis der Produktionswert der nächsten Bemessungsgrenze erreicht ist. Die maximal förderbare Stromproduktion einer Biomasseanlage beträgt somit $20[MW] * 8760[h] = 175,2[GWh]$ pro Jahr. Je nachdem, welche der als Biomasse geltenden Einsatzstoffe verwendet werden, kann sich der Grundvergütungssatz zudem um bis zu 8 Cent/kWh erhöhen. Die Klassifizierung der Einsatzstoffe ergibt sich dabei aus der Biomasseverordnung (BiomasseV).¹⁰⁸ Der für Neuanlagen gültige Fördersatz sinkt kalenderjährlich um zwei Prozent.

Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft sind die Vergütungssätze ebenfalls nach Bemessungsleistung gestaffelt. So wird die Stromproduktion bis zur Bemessungsleistung von 500 kW unabhängig von der installierten Kapazität der jeweiligen Anlagen mit 12,7 Cent/kWh vergütet, darüber hinausgehende Anteile dann entsprechend geringer. Ab einer Bemessungsleistung von 50 MW beträgt die Vergütung nur noch 3,4 Cent/kWh. Die für Neuanlagen maßgeblichen Fördersätze sinken jährlich um ein Prozent. Einen Förderanspruch haben allerdings nur neue und modernisierte Laufwasserkraftwerke sowie modernisierte Laufwasserspeicherkraftwerke. Pumpspeicherkraftwerke sind von den Einspeisevergütungen ausgenommen.

Die Stromerzeugung aus Geothermie wird pauschal mit 25 Cent/kWh vergütet. Durch die Verwendung bestimmter Technologien kann der Fördersatz zudem erhöht werden. Der Degressionsfaktor beträgt hier fünf Prozent, die Absenkung der für Neuanlagen maßgeblichen Fördersätze erfolgt allerdings erst ab 2018.

Das EEG 2012 sieht darüber hinaus auch eine Förderung der Stromerzeugung mithilfe verschiedener Kuppelprodukte vor, die jeweils nach der Bemessungsleistung differenziert ist. So werden regenerative Stromerzeu-

¹⁰⁸ Vgl. Deutscher Bundestag (2011a): S. 70f.

gungsanlagen, die Deponiegas verwenden, bis 500 kW mit 8,6 Cent/kWh und anschließend bis maximal 5 MW mit 5,89 Cent/kWh vergütet. Bei der Verwendung von Klärgas beträgt der Vergütungssatz bis 500 kW 6,79 Cent/kWh und anschließend bis maximal 5 MW 5,89 Cent/kWh. Die Stromerzeugung mithilfe von Grubengas wird bis zu einer Bemessungsleistung von 1 MW mit 6,84 Cent/kWh, bis 5 MW mit 4,93 Cent/kWh und für die darüber hinausgehende Stromproduktion mit 3,98 Cent/kWh entlohnt. Der Degressionsfaktor beträgt jeweils 1,5 Prozent.

Vermarktung des EEG-Stroms

Die Aufgabe, den vorrangig abgenommenen Strom zu vermarkten, fällt nach § 37 Absatz 1 EEG 2012 den Übertragungsnetzbetreibern zu. Letztere müssen somit die Verantwortung für einen Bilanzkreis übernehmen, auf dem die Stromproduktion aller mit Einspeisevergütungen entlohnten EEG-Anlagen in den jeweiligen Netzgebieten verbucht wird. Dies ist aus systemregulatorischer Sicht bedenklich, weil die strikte Trennung zwischen Netzbetrieb und Stromhandel verletzt wird. Um einerseits einen Missbrauch dieser Situation zu vermeiden und andererseits den institutionellen Einspeisevorrang sicherzustellen, werden den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) strikte Vermarktungsvorgaben gesetzt, die von der Bundesnetzagentur durch die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) operationalisiert wurden.

Nach § 1 AusglMechAV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, am Vortag der Lieferung für jede Stunde des Liefertages eine Einspeiseprognose für die regenerativen Stromerzeugungsanlagen in ihrem Netzgebiet zu erstellen. Die erwartete Stromproduktion muss anschließend vollständig über preisunabhängige Gebote am *day-ahead*-Markt der EPEX Spot veräußert werden.¹⁰⁹ Am Liefertag müssen die Übertragungsnetzbetreiber

¹⁰⁹ Ein preisunabhängiges Verkaufsgebot wird in der technischen Abwicklung der Stundenauktionen der EEX Spot als Verkaufsgebot zum geringstmöglichen Preis von minus 3000 €/MWh berücksichtigt.

treiber weitere Einspeiseprognosen erstellen und die Abweichungen zwischen der vortäglichen und untertägigen Einspeiseprognose am *intraday*-Markt der EPEX Spot ausgleichen. Für die Vermarktung der Prognoseabweichungen gibt es keine Preisvorgaben. Wie in Abbildung 4.3 veranschaulicht, erfolgt die Vermarktung des EEG-Stroms somit in einem zweistufigen Prozess.

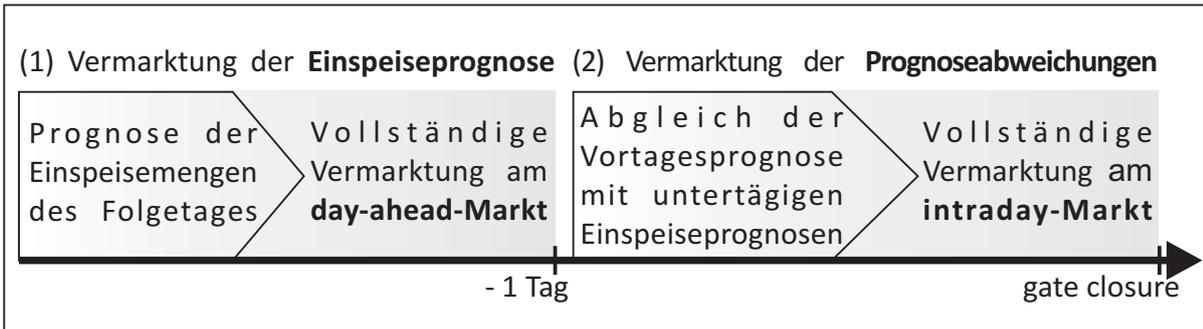


Abbildung 4.3: Die Vermarktung der EEG-Stromerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der AusglMechAV

Für den Fall, dass es am *day-ahead*-Markt aufgrund ausgeprägter negativer Preisspitzen zu einer Wiederholung der Auktion für eine oder mehrere Stunden kommt, ist durch § 8 AusglMechAV zudem eine Ausnahmeregelung vorgesehen.¹¹⁰ Danach können die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der zweiten Auktion von der Vorgabe der preisunabhängigen Vermarktung abweichen und die Einspeiseprognose für die betreffenden Stunden preisabhängig anbieten. Die Preislimits müssen dabei von einem Zufallsgenerator bestimmt werden und zwischen minus 350 €/MWh und minus 150 €/MWh liegen. Wenn aufgrund der preislimitierten Verkaufsgbote die Einspeiseprognose der betreffenden Stunden nicht vollständig verkauft werden konnte, müssen die Übertragungsnetzbetreiber versuchen, die Restmenge am *intraday*-Markt zu verkaufen. Falls auch hier keine Vermarktung zu den festgelegten Preislimits möglich ist, müssen bilaterale Verträge, in denen sich Betreiber konventioneller Kraftwerke verpflichten, ihre Stromerzeugung zu drosseln, genutzt werden. Die

¹¹⁰ Für eine ausführliche Analyse der Ausnahmeregelung vgl. Andor et al. (2010c): S. 28ff und Brandstätter et al. (2011): S. 8ff.

Drosselung von EEG-Anlagen ist dagegen nur als ultimativer Schritt vorgesehen.¹¹¹

Die positiven und negativen Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms werden gemeinsam mit den Transaktionskosten der Vermarktung sowie den Einnahmen und Ausgaben aus der Abwicklung von Leistungsgleichgewichten der EEG-Bilanzkreise auf dem EEG-Konto verbucht. Um eine effiziente Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen, sieht § 7 AusglMechAV ein Anreizsystem für die beeinflussbaren Einnahmen und Ausgaben vor. Nach dieser Regelung können Übertragungsnetzbetreiber, denen es gelingt, ihren individuellen kalenderjährlichen Saldo der beeinflussbaren Einnahmen und Ausgaben gegenüber dem bisher besten Jahresergebnis zu verbessern, einen Teil der Saldoverbesserung für sich beanspruchen. Zu den beeinflussbaren Einnahmen und Ausgaben gehören neben den Transaktionskosten der Vermarktung und den Zahlungsströmen aus dem Ausgleichsenergiebezug beziehungsweise der Ausgleichsenergielieferung der EEG-Bilanzkreise auch die positiven und negativen Erlöse aus der Vermarktung der Prognoseabweichungen auf dem *intraday*-Markt. Da der Handel am *intraday*-Markt kontinuierlich und nicht im Rahmen einer Auktion vollzogen wird, ist der Vermarktungserfolg in diesem Marktsegment trotz der Vorgabe des vollständigen Ausgleichs der Prognoseabweichungen von der Vermarktungsstrategie der Übertragungsnetzbetreiber abhängig.

EEG-Umlage

Neben den oben aufgeführten Posten werden auf dem EEG-Konto auch die Aufwendungen für die Vergütung der EEG-Anlagen verbucht. Um das letztlich resultierende Defizit auf dem EEG-Konto auszugleichen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber nach § 37 Absatz 2 EEG 2012 eine EEG-Umlage von den Stromverbrauchern erheben. Die Höhe der EEG-Umlage

¹¹¹ Für die Drosselung der EEG-Anlagen bei Vermarktungsproblemen gibt es somit deutlich höhere Hürden als bei der Drosselung der EEG-Anlagen im Falle einer drohenden technischen Netzüberlastung, die auf Basis der Einspeisemanagementregelung nach den §§ 11 und 12 EEG 2012 erfolgen kann.

ergibt sich somit aus der Division der nach Saldierung aller Einnahmen und Ausgaben durch die EEG-Förderung verbliebenen Kosten und dem Stromverbrauch. Um stromintensive Unternehmen und den elektrischen Schienenverkehr zu entlasten, sehen die §§ 40 bis 42 EEG 2012 eine Ausnahmeregelung vor, durch die sich die EEG-Umlage für die betreffenden Unternehmen deutlich verringern kann. In Abbildung 4.4 werden die Zahlungsströme und bilanziellen Stromflüsse des Systems der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang sowie dessen Integration in den Produktmarkt schematisch zusammengefasst.

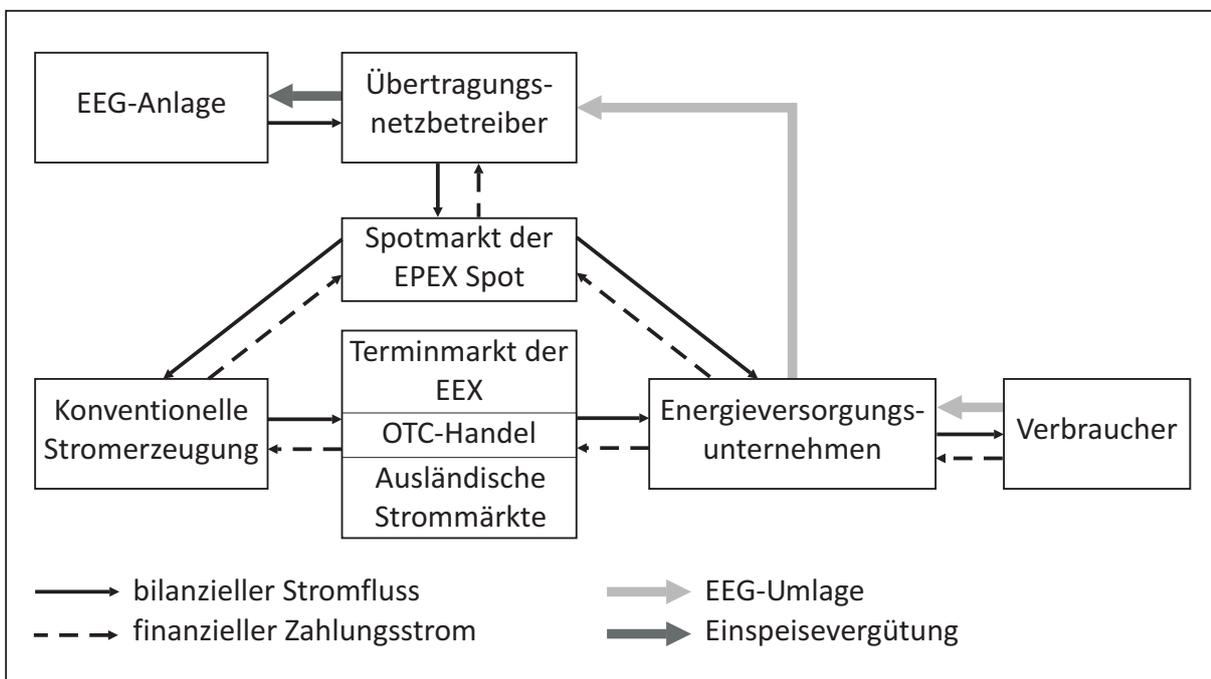


Abbildung 4.4: Der Produktmarkt mit dem System der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang für EEG-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung

4.1.2.2 OPTIONALE DIREKTVERMARKTUNG

Betreiber von regenerativen Stromerzeugungsanlagen, die einen Anspruch auf eine Einspeisevergütung haben, haben nach § 33a EEG 2012 darüber hinaus das Recht, temporär oder dauerhaft aus der Einspeisevergütung auszustiegen, um ihre Anlage eigenverantwortlich vermarkten zu können. Der Wechsel zwischen der Einspeisevergütung und den Direktvermark-

tungsmodellen ist ebenso wie der Wechsel zwischen den Direktvermarktungsmodellen jeweils kalendermonatlich in beide Richtungen möglich.

Marktprämienmodell

Wenn die Betreiber von EEG-Anlagen das System der Einspeisevergütungen zugunsten des Marktprämienmodells verlassen, erhalten sie weiterhin eine direkte Förderung pro verkaufter kWh Strom. Die Marktprämie MP entspricht dabei der Summe des Einspeisevergütungssatzes $ESVmV$, den die betreffende Anlage im System der Einspeisevergütungen erhalten hätte, und einer energieträgerspezifischen Prämie EP abzüglich des energieträgerspezifischen Marktwerts EMW . Wenn sich dabei ein negativer Wert ergibt, ist die Marktprämie null:

$$MP[\text{Cent}/\text{kWh}] = \max(ESVmV + EP - EMW; 0) \quad (4.2)$$

Die energieträgerspezifische Prämie EP soll dabei die zusätzlichen Kosten abdecken, die den EEG-Anlagenbetreibern durch die Direktvermarktung entstehen. Dazu zählen neben den Transaktionskosten der Vermarktung, wie beispielsweise den Kosten der Handelsanbindung, auch die Kosten für die Absicherung des Fahrplanerfüllungsrisikos. Zur Berechnung der energieträgerspezifischen Prämie werden diese Kosten anteilig auf die maximal zu produzierende Strommenge aufgeteilt.¹¹² Dabei wird zwischen den zumindest teilweise sicher steuerbaren Energieträgern Wasserkraft, Biomasse, Geothermie sowie Deponie-, Gruben- und Klärgas und den dargebotsabhängigen Energieträgern Wind- und Solarkraft unterschieden. Tabelle 4.2 zeigt die Höhe der Prämie für die einzelnen Erzeugungstechnologien.

¹¹² Für eine ausführliche Erläuterung der zugrunde gelegten Kosten bei der Ermittlung der energieträgerspezifischen Prämie vgl. Sensfuss/Ragwitz (2011): S. 9ff

Kalenderjahr	Steuerbare Energieträger [Cent/kWh]	Wind- und Solarkraft [Cent/kWh]
2012	0,3	1,2
2013	0,275	1,0
2014	0,25	0,85
ab 2015	0,225	0,7

Tabelle 4.2: Die energieträgerspezifische Prämie

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des EEG

Der energieträgerspezifische Marktwert EMW wird *ex-post* für jeden Kalendermonat bestimmt. Bei den teilweise steuerbaren Energieträgern wird dabei angenommen, dass sie grundsätzlich in gleicher Weise wie konventionelle Kraftwerke vermarktet werden können. Der energieträgerspezifische Marktwert dieser Energieträger EMW_{steuer} entspricht somit dem Durchschnitt der Strompreise p_i der m Stunden des betreffenden Kalendermonats am *day-ahead*-Markt der EPEX Spot:

$$EMW_{steuer} [Cent/kWh] = \frac{\sum_{i=1}^m p_i}{m} \quad (4.3)$$

Bei *onshore*-Windkraftanlagen, *offshore*-Windkraftanlagen und Solarkraftanlagen soll dagegen die Abhängigkeit von der schwankenden und nicht beeinflussbaren Verfügbarkeit des jeweiligen Energieträgers abgebildet werden. Der energieträgerspezifische Marktwert EMW_j der jeweiligen Anlagenkategorie j ergibt sich deshalb durch eine Gewichtung der Stundenpreise p_i mit der in dieser Stunde insgesamt von allen EEG-Anlagen der jeweiligen Anlagenkategorie produzierten Strommenge x_{ij} . Dieser Wert wird anschließend durch die im gesamten Kalendermonat produzierte Strommenge aller EEG-Anlagen der jeweiligen Anlagenkategorie dividiert:

$$EMW_j [Cent/kWh] = \frac{\sum_{i=1}^m p_i * x_{ij}}{\sum_{i=1}^m x_{ij}} \quad \forall j = 1, 2, 3 \quad (4.4)$$

Für die Betreiber von Biogasanlagen gibt es zudem durch den Bau eines Gasspeichers die Möglichkeit, die Marktprämie durch die so genannte

Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 zu erhöhen.¹¹³ In Abbildung 4.5 werden die Zahlungsströme und bilanziellen Stromflüsse des Marktprämiensystems sowie dessen Integration in den Produktmarkt schematisch zusammengefasst.

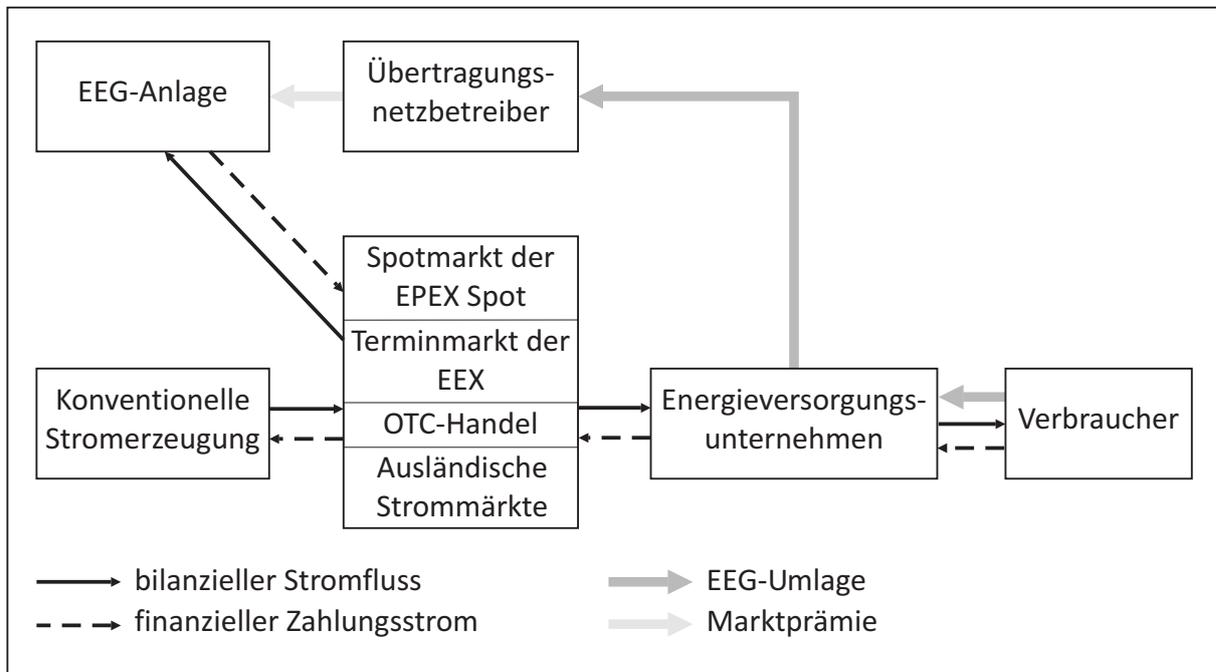


Abbildung 4.5: Das Marktprämiensystem für EEG-Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung

Vermarktung als Grünstrom

Bei dieser Form der Direktvermarktung steigen die Betreiber von EEG-Anlagen aus dem System der Einspeisevergütungen aus, ohne dafür ein alternatives direktes Fördermodell in Anspruch nehmen zu können. Sie können ihre Stromproduktion allerdings explizit als Grünstrom vermarkten und so die möglicherweise höhere Zahlungsbereitschaft bestimmter Konsumentengruppen für regenerativ erzeugten Strom abschöpfen.¹¹⁴ Aus dem Grünstromprivileg nach § 39 EEG 2012 ergibt sich zudem eine indirekte Förderung der optionalen Direktvermarktung als Grünstrom.

¹¹³ Für eine ausführliche Erläuterung der Flexibilitätsprämie vgl. Rohrig et al. (2011): S. 7ff.

¹¹⁴ Für empirische Studien zur Zahlungsbereitschaft für regenerative Stromerzeugung vgl. z.B. Gerpott/Mahmudova (2010) oder Garling et al. (2008).

Wenn Stromversorgungsunternehmen den kalenderjährlichen Strombedarf ihrer Kunden zu einem gewissen Anteil durch optional direktvermarktende EEG-Anlagen abdecken, verringert sich die an die Netzbetreiber abzuführende EEG-Umlage um 2 Cent/kWh. Der Anteil muss dabei mindestens 50 Prozent betragen, wobei mindestens 20 Prozent des gelieferten Stroms aus Windkraft- und Solaranlagen stammen muss.

Die verminderte EEG-Umlage gilt für die gesamte Stromlieferung an die Endkunden und somit auch für den konventionell erzeugten Anteil. Dadurch erhöht sich der Wert des optional direktvermarkteten Stroms aus Sicht der betreffenden Stromversorgungsunternehmen gegenüber dem an der Strombörse zu beziehenden Strom je nach Höhe der EEG-Umlage um bis zu 4 Cent/kWh. Die Betreiber von optional direktvermarktenden EEG-Anlagen haben somit die Möglichkeit, durch den Verkauf ihres Stroms an Stromversorgungsunternehmen, die die Quote für das Grünstromprivileg erreichen möchten, einen höheren Preis als bei einer Vermarktung ihrer Stromproduktion an der Strombörse zu erzielen.¹¹⁵

4.1.3 ANALYSE DES MARKTEINGRIFFS

4.1.3.1 EINSPEISEVERGÜTUNGEN MIT INSTITUTIONELLEM VORRANG

Um das in Deutschland verwendete Fördersystem ökonomisch bewerten zu können, erfolgt zunächst eine generelle Effizienzanalyse der in Abbildung 4.3 klassifizierten umweltökonomischen Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien. In der relevanten Literatur wurde in diesem Zusammenhang bislang stets die klassische Frage diskutiert, ob Preis- oder Mengeninstrumente besser geeignet sind.¹¹⁶ Andor et al. (2010a) haben

¹¹⁵ Bislang wurden Stromversorgungsunternehmen, die den Strombedarf ihrer Kunden zu mindestens 50% aus direktvermarktenden EEG-Anlagen abdecken, vollständig von der EEG-Umlage befreit. Dies erklärt den starken Anstieg der Nutzung der Grünstromvermarktung im Jahr 2011, weil die EEG-Umlage in diesem Jahr bei 3,53 Cent/kWh lag und sich der Wert des direktvermarkteten EEG-Stroms aus Sicht der Stromversorgungsunternehmen somit sogar um etwa 7 Cent/kWh gegenüber dem an der Strombörse zu beziehenden Strom erhöhte.

¹¹⁶ Vgl. z.B. Klessmann (2009) oder Neuhoff/Vries (2004).

jedoch die Hypothese aufgestellt, dass diese Diskussion um eine Ebene erweitert werden muss, weil nicht nur die Wahl des Instrumententyps, sondern auch die Frage, ob die Förderung auf Basis der Stromeinspeisung [€/kWh] oder der aufgebauten Kapazität [€/kW] erfolgen sollte, die Effizienz der Förderung wesentlich beeinflussen kann.

	Preisinstrument	Mengeninstrument
Einspeiseabhängig (€/kWh)	ESV mit Vorrang Bonussystem	Quotensystem
Kapazitätsabhängig (€/kW)	ESV ohne Vorrang	Kapazitätsausschreibungen

Tabelle 4.3: *Klassifizierung der untersuchten Förderinstrumente*

Quelle: Eigene Darstellung

Um den bislang fehlenden formalen Beweis für diese Hypothese zu erbringen, wird zunächst ein einfaches Produktmarktmodell entwickelt, das die Situation auf den Produktmärkten nach der Einführung einer Förderung erneuerbarer Energien widerspiegeln soll. Zur Vereinfachung wird dabei angenommen, dass es neben den konventionellen Stromerzeugungstechnologien nur eine regenerative Stromerzeugungstechnologie gibt, die aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten des Anlagenbaus bisher nicht genutzt wurde. Diese Kosten könnten jedoch durch die Realisierung Lernkurveneffekte verringert werden, so dass die regenerative Stromerzeugungstechnologie in späteren Perioden eine effiziente Alternative gegenüber den konventionellen Stromerzeugungstechnologien darstellen würde. Da die Lernkurveneffekte aufgrund von *spillover*-Effekten jedoch nicht autonom durch die Marktteilnehmer ausgeschöpft werden, wird der Bau der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötigen regenerativen Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} über eine Förderung sichergestellt. Die Kosten des regenerativen Anlagenbaus $Kosten_{RA}$ betragen:

$$Kosten_{RA}(\bar{K}_{EE}) = \frac{\tau}{2} * (\bar{K}_{EE})^2 \quad (4.5)$$

Die Grenzkosten des Anlagenbaus steigen somit mit zunehmender Kapazitätsmenge, wodurch beispielsweise unterschiedliche Erschließungs- und Pachtkosten der Standorte, an denen die regenerativen Stromerzeugungsanlagen gebaut werden können, abgebildet werden können.

Die Stromerzeugung in dem betrachteten Produktmarkt kann in jedem der n Zeitpunkte t innerhalb der betrachteten Förderperiode sowohl mithilfe der über die Förderung in den Markt gebrachten regenerativen Stromerzeugungstechnologie, als auch mithilfe bereits bestehender konventioneller Stromerzeugungskapazitäten erfolgen. Die Förderperiode umfasst dabei die durchschnittliche technische Lebensdauer einer regenerativen Stromerzeugungsanlage. Die Grenzkosten GK_{EE} der regenerativen Stromerzeugung x_{EE} sind konstant:

$$GK_{EE} = c \quad (4.6)$$

Um die schwankende und nicht beeinflussbare Verfügbarkeit regenerativer Energieträger wie Wind-, Sonnen- oder Wasserkraft abzubilden, ist die maximale regenerative Stromproduktion in einem bestimmten Zeitpunkt zudem durch einen Verfügbarkeitsfaktor $v(t)$ beschränkt. Jede Kapazitätseinheit kann somit in jedem Zeitpunkt maximal Strom in Höhe von $v(t)$ produzieren:

$$x_{EE}^{max}(t) = v(t) * \bar{K}_{EE} \quad (4.7)$$

Bei den konventionellen Stromerzeugungstechnologien gibt es keine Produktionsbeschränkung. Von der Kapazitätsentscheidung der konventionellen Stromanbieter wird in diesem Modell somit abstrahiert. Vielmehr wird angenommen, dass ausreichend Kapazitäten zur Abdeckung der Nachfrage bereitstehen. Mit dieser Annahme wird die reale Situation in einem Produktmarkt im Anschluss an die Einführung einer Förderung erneuerbarer Energien abgebildet.

Wie in Kapitel 2.3 ausführlich erläutert wurde, führen die Schwankungen der Stromnachfrage in Verbindung mit der beschränkten Speicherbarkeit von Strom dazu, dass je nach Lastsituation mehrere konventionelle Stromerzeugungstechnologien zum Einsatz kommen können. Um die

daraus folgende *merit order* mit steigenden Grenzkosten im vorliegenden Modell zumindest näherungsweise abzubilden, ist die kumulierte Grenzkostenfunktion GK_{ko} der konventionellen Stromerzeugung x_{ko} linear ansteigend:

$$GK_{ko} = f + g * x_{ko} \quad (4.8)$$

In Kapitel 2.3 wurde darüber hinaus herausgearbeitet, dass die kurzfristigen Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung aufgrund ihrer Inflexibilität zum Teil deutlich unterhalb der Kosten für den Brennstoff- und CO₂-Zertifikateinsatz liegen und auch negativ werden können. Regenerative Stromerzeugungstechnologien wie Wind-, Sonnen- und Wasserkraftwerke weisen keine vergleichbaren Inflexibilitäten auf, so dass die Grenzkosten der Stromerzeugung hier nicht negativ werden können. Es gilt somit $f < c$. Die konventionellen Stromanbieter agieren darüber hinaus stets als Preisnehmer. Das Angebotsverhalten der regenerativen Stromanbieter ergibt sich dagegen aus der jeweils zugrunde liegenden Fördersystematik.

Die Stromnachfrage $y(p(t), t)$ reagiert elastisch auf den Produktmarktpreis und schwankt im Zeitablauf:

$$y(p(t), t) = \frac{a(t)}{b} - \frac{p(t)}{b} \quad (4.9)$$

Dabei gilt stets $a(t) > c$ und $a(t) > f$. Der Prohibitivpreis der Stromnachfrage liegt somit immer oberhalb der Grenzkosten der konventionellen und regenerativen Stromerzeugung. Darüber hinaus ist die Markträumung in jedem Zeitpunkt gewährleistet, so dass stets $y = x_{EE} + x_{konv}$ gilt.

Die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts W_{PM} setzt sich aus der Konsumentenrente $KR(x_{EE}(t), x_{ko}(t), t)$, der Produzentenrente der konventionellen Stromanbieter $PR_{ko}(x_{ko}(t), t)$ und der Produzentenrente der regenerativen Stromanbieter beziehungsweise des Intermediärs, der die regenerative Stromproduktion vermarktet, $PR_{EE}(x_{EE}(t), t)$ zusammen:

$$W_{PM} = KR(x_{EE}(t), x_{ko}(t), t) + PR_{ko}(x_{ko}(t), t) + PR_{EE}(x_{EE}(t), t) \quad (4.10)$$

Die einzelnen Bestandteile ergeben sich dabei durch:

$$KR(x_{EE}(t), x_{ko}(t), t) = \frac{(a(t) - p(t))(x_{EE}(t) + x_{ko}(t))}{2} \quad (4.11)$$

$$PR_{ko}(x_{ko}(t), t) = \frac{(p(t) - f) * x_{ko}(t)}{2} \quad (4.12)$$

$$PR_{EE}(x_{EE}(t), t) = (p(t) - c) * x_{EE}(t) \quad (4.13)$$

Auf Basis dieses Produktmarktmodells können nun die Effizienzwirkungen der in Tabelle 4.3 klassifizierten umweltökonomischen Instrumente untersucht werden.

Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang

Bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang erhalten die Betreiber der regenerativen Stromerzeugungsanlagen eine konstante, einspeiseabhängige Zahlung zur Deckung ihrer Kosten. Die Einspeisevergütung $ESVmV$ wird somit pro erzeugter Stromeinheit bezahlt und besteht aus zwei Bestandteilen. Auf der einen Seite enthält sie die Kosten, die durch die regenerative Stromerzeugung entstehen. Auf der anderen Seite werden die Kosten für den Anlagenbau auf die insgesamt in der Förderperiode produzierbare Strommenge einer Kapazitätseinheit $\sum_{t=1}^n v(t)$ umgelegt. Um den Bau der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötigen regenerativen Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} zu gewährleisten, werden dabei die Kosten des Anlagenbaus der letzten benötigten Kapazitätseinheit zugrunde gelegt:

$$ESVmV = c + \frac{\tau * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n v(t)} \quad (4.14)$$

Die Einspeisevergütung deckt somit die langfristigen Durchschnittskosten der Stromerzeugung der letzten benötigten regenerativen Kapazitätsein-

heit ab, solange in jedem Zeitpunkt der Förderperiode die maximal mögliche Stromproduktion eingespeist wird. Die Vermarktung der regenerativen Stromproduktion erfolgt durch einen Intermediär, der durch die institutionelle Vorrangregel verpflichtet ist, stets die vollständige Produktionsmenge zu verkaufen. Das regenerative Stromangebot ist bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang somit lediglich von der Verfügbarkeit des Energieträgers, nicht aber vom Produktmarktpreis abhängig:

$$x_{EE}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t)) = x_{EE}^{max}(t) = v(t) * \bar{K}_{EE} \quad (4.15)$$

Das Angebotsverhalten der konventionellen Anbieter lässt sich mithilfe der Markträumungsbedingung als Funktion der regenerativen Stromerzeugung definieren. In Zeitpunkten, in denen $v(t) = 0$ gilt, wird der Markt ausschließlich von den konventionellen Stromanbietern bedient. Da die konventionellen Stromanbieter als Preisnehmer agieren, entspricht der Produktmarktpreis in diesen Zeitpunkten den Grenzkosten der konventionellen Stromanbieter:

$$f + g * x_{ko} = a(t) - b * x_{ko} \rightarrow x_{ko} = \frac{a(t) - f}{b + g} \quad (4.16)$$

Wenn $x_{EE}^{max}(t)$ dagegen so hoch ist, dass der aus der vollständigen Vermarktung resultierende Marktpreis unterhalb der Grenzkosten der konventionellen Stromanbieter liegt, wird kein konventioneller Strom produziert:

$$f \geq a(t) - b * x_{EE}^{max}(t) \rightarrow x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t) - f}{b} \quad (4.17)$$

Auf Basis dieser beiden Punkte lässt sich nun die Angebotsfunktion der konventionellen Stromanbieter bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang $x_{ko}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t)$ bestimmen. Die Produktion der konventionellen Stromanbieter ist somit sowohl von der Höhe von \bar{K}_{EE} als auch von der Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers $v(t)$ abhängig:

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

$$x_{ko}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} 0 & \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-f}{b} \\ \frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g}x_{EE}^{max}(t) & \forall \frac{a(t)-f}{b} < x_{EE}^{max}(t) < 0 \\ \frac{a(t)-f}{b+g} & \forall x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.18)$$

In Abbildung 4.6 wird der funktionale Zusammenhang zwischen der maximal möglichen regenerativen Stromproduktion $x_{EE}^{max}(t)$ und dem regenerativen und konventionellen Stromangebot für $a(t) = \bar{a}$ graphisch veranschaulicht. Dabei ist im linken Diagramm die Funktion $x_{EE}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t))$ und im rechten Diagramm die Funktion $x_{ko}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t))$ abgetragen. Wenn die maximal mögliche regenerative Stromerzeugung Null beträgt, produzieren nur die konventionellen Anbieter Strom in Höhe von $x_{ko}^{ESVmV}(0) = \frac{a(t)-f}{b+g}$. Wenn die maximal mögliche regenerative Stromerzeugung um eine Einheit zunimmt, steigt die tatsächliche regenerative Stromerzeugung ebenfalls um eine Einheit. Die konventionelle Stromerzeugung sinkt dagegen um $\frac{b}{b+g}$ Einheiten, bis sie ab $x_{EE}^{max} = \frac{\bar{a}-f}{b}$ Null beträgt.

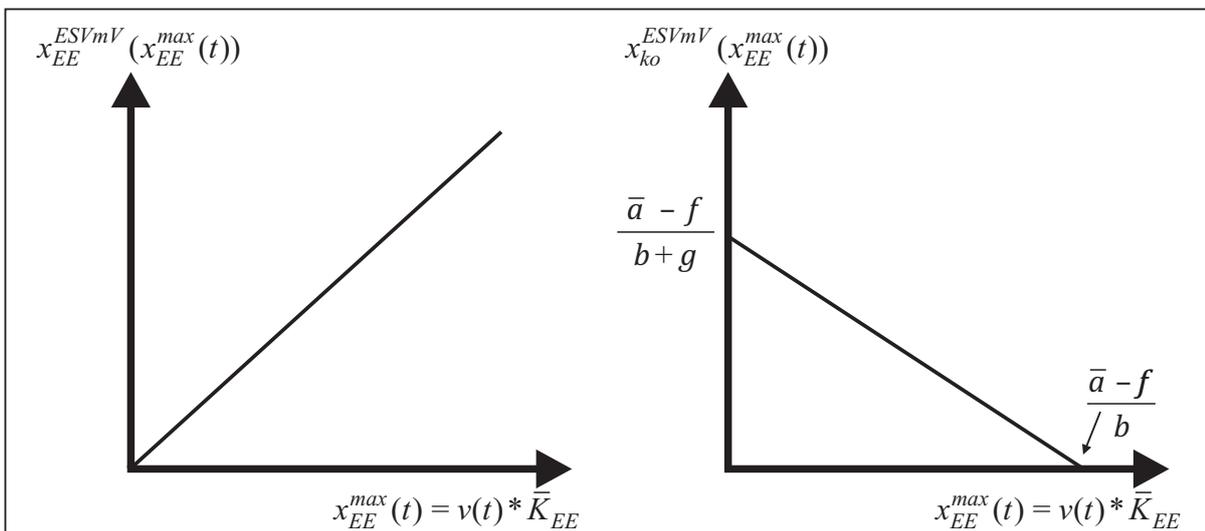


Abbildung 4.6: Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang

Quelle: Eigene Darstellung

Um die Auswirkungen des Systems der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang auf die Wohlfahrt des Produktmarkts W_{PM} abbilden zu können, muss das Angebotsverhalten der regenerativen Stromanbieter und die daraus resultierende Angebotsfunktion der konventionellen Stromanbieter $x_{ko}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t)$ in die eingangs aufgeführten Bestandteile der Wohlfahrtsfunktion eingesetzt werden. Die Funktionsbereiche der Wohlfahrtsfunktion ergeben sich dabei aus der Angebotsfunktion der konventionellen Stromanbieter und sind vorangestellt, um eine übersichtlichere Darstellung der Funktionen zu ermöglichen:

$$Funktionsbereiche^{ESVmV} \begin{cases} x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-f}{b} \\ \frac{a(t)-f}{b} < x_{EE}^{max}(t) < 0 \\ x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.19)$$

$$KR^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{(a(t)-p(t))x_{EE}^{max}(t)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t)) * \left(\frac{g}{b+g} x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g} \right)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t)) \left(\frac{a(t)-f}{b+g} \right)}{2} \end{cases} \quad (4.20)$$

$$PR_{ko}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} 0 \\ \frac{(p(t)-f) \left(\frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g} x_{EE}^{max}(t) \right)}{2} \\ \frac{(p(t)-f) \left(\frac{a(t)-f}{b+g} \right)}{2} \end{cases} \quad (4.21)$$

$$PR_{EE}^{ESVmV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} (p(t) - c)x_{EE}^{max}(t) \\ (p(t) - c)x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.22)$$

Der Produktmarktpreis ergibt sich durch Einsetzen der Markträumungsbedingung und des Angebotsverhaltens der regenerativen und konventionellen Stromanbieter in die Nachfragefunktion:

$$p^{ESV_{MV}}(t) = \begin{cases} a(t) - bx_{EE}^{max}(t) \\ a(t) - b \left(\frac{g}{b+g} x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g} \right) \\ a(t) - b \left(\frac{a(t)-f}{b+g} \right) \end{cases} \quad (4.23)$$

Durch Einsetzen der einzelnen Bestandteile ergibt sich schließlich die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang $W_{PM}^{ESV_{MV}}$:

$$W_{PM}^{ESV_{MV}} = \begin{cases} (a(t) - c)x_{EE}^{max}(t) - \frac{bx_{EE}^{max}(t)^2}{2} \\ \frac{bgx_{EE}^{max}(t)^2}{2(b+g)} + x_{EE}^{max}(t) \left(a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} \right) + \frac{(a(t)-f)^2}{2(b+g)} \\ \frac{(a(t)-f)^2}{2(b+g)} \end{cases} \quad (4.24)$$

Wenn nach $x_{EE}^{max}(t)$ abgeleitet (4.25) und gleich Null gesetzt wird (4.26), ergibt sich:

$$\frac{\partial W_{PM}^{ESV_{MV}}}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = \begin{cases} a(t) - c - bx_{EE}^{max}(t) \\ a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} - \frac{bg}{b+g} x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial W_{PM}^{ESV_{MV}}}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = 0 : \begin{cases} x_{EE}^{max}(t)_1^* = \frac{a(t)-c}{b} \\ x_{EE}^{max}(t)_2^* = \frac{(a(t)-c)(b+g) - a(t)-f}{bg} \\ 0 \end{cases} \quad (4.26)$$

Es gibt somit zwei potentielle Extremwertstellen, wobei jeweils $\frac{\partial W_{PM}^{ESV_{MV}}}{\partial x_{EE}^{max}(t)^2} < 0$ gilt. Da $c > f$, ist $\frac{a(t)-f}{b} > \frac{a(t)-c}{b}$, so dass $x_{EE}^{max}(t)_1^*$ nicht im Funktionsbereich der Wohlfahrtsfunktion liegt. $x_{EE}^{max}(t)_2^*$ liegt dagegen innerhalb des Funktionsbereichs, so dass die Wohlfahrtsfunktion hier ein Maximum hat. In jedem Zeitpunkt, in dem $x_{EE}^{max}(t) > \frac{(a(t)-c)(b+g) - a(t)-f}{bg}$ ist,

führt die Fördersystematik der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang somit zu Wohlfahrtsverlusten im Produktmarkt.

Bonussystem

Bei einem Bonussystem vermarkten die Betreiber der regenerativen Stromerzeugungsanlagen ihre Stromproduktion eigenständig und erhalten somit die entsprechenden Verkaufserlöse. Um die Deckungslücke zwischen den Kosten des Anlagenbaus und den Verkaufserlösen auszugleichen, erhalten sie darüber hinaus für jede vermarktete Stromeinheit eine konstante Bonuszahlung B . Für die Berechnung der Bonuszahlung werden die Anlagenkosten der letzten Kapazitätseinheit, die für die wohlfahrtsoptimale Realisierung der Lernkurveneffekte benötigt wird, zugrunde gelegt und ebenso wie die Vermarktungserlöse anteilig auf die insgesamt in der Förderperiode vermarktete Strommenge einer Kapazitätseinheit $\sum_{t=1}^n \varphi(t)$ aufgeteilt:¹¹⁷

$$B = \frac{\tau * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n \varphi(t)} - \frac{\sum_{t=1}^n (p(t) - c) * \varphi(t)}{\sum_{t=1}^n \varphi(t)} \quad (4.27)$$

Das Angebotsverhalten der regenerativen Stromanbieter ergibt sich aus dem realisierten Deckungsbeitrag $DB^B(t)$ bei einem Stromverkauf. Den Grenzkosten der Stromerzeugung stehen dabei die zeitpunktabhängigen Verkaufserlöse und die konstante Bonuszahlung gegenüber:

$$DB^B(t) = p(t) + B - c \quad (4.28)$$

¹¹⁷ Da sich B auf das Angebotsverhalten auswirkt, hängen B und $\varphi(t)$ voneinander ab und lassen sich auf Basis dieser Gleichung nicht näher bestimmen. Da jedoch $\varphi(t) = x_{EE}(t)/\bar{K}_{EE}$ gilt, ergibt sich durch die im weiteren Verlauf der Analyse des Bonussystems abgeleitete Angebotsfunktion der regenerativen Stromanbieter $x_{EE}^B(x_{EE}^{max}(t), t)$ eine zweite Beziehung zwischen B und $\varphi(t)$. Vorausgesetzt, dass $a(t)$ und $v(t)$ bekannt sind, lassen sich somit beide Variablen theoretisch exakt bestimmen. Für die Aussage, dass sich das Bonusmodell negativ auf die Wohlfahrt des Produktmarkts auswirken kann, ist allerdings nur von Bedeutung, dass $B > 0$ gilt, weshalb auf eine exakte Berechnung von B verzichtet wird. Die Bedingung $B > 0$ ergibt sich bereits aus der eingangs aufgestellten Annahme, dass die zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötige regenerative Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} nicht privatwirtschaftlich bereitgestellt wird, sondern einer zusätzlichen Förderung bedarf.

Die regenerativen Stromanbieter werden immer dann anbieten, wenn der Deckungsbeitrag nicht negativ ist:

$$DB^B(t) \geq 0 : p(t) \geq c - B \quad (4.29)$$

Die Produktion der regenerativen Stromanbieter ist im Bonussystem somit nicht nur von der Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers und der Höhe der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötigen Kapazität \bar{K}_{EE} , sondern auch vom Produktpreis abhängig. Unabhängig davon, wie hoch die maximal mögliche Produktion $x_{EE}^{max}(t)$ ist, wird die tatsächliche Produktion der regenerativen Stromanbieter $x_{EE}(t)$ maximal so hoch sein, dass der Preis den um die Bonuszahlung verminderten Grenzkosten entspricht. Dabei soll zunächst angenommen werden, dass $c - B < f$ gilt, so dass die Nachfrage bei diesem Preis ausschließlich durch die regenerativen Stromanbieter gedeckt wird:

$$\begin{aligned} c - B &= a(t) - b * x_{EE}(t) & (4.30) \\ \rightarrow x_{EE}(t) &= \frac{a(t) + B - c}{b} \end{aligned}$$

Sobald die maximal mögliche Produktion $x_{EE}^{max}(t)$ geringer ist, wird sie dagegen vollständig vermarktet. Die Angebotsfunktion der regenerativen Stromanbieter im Falle eines Bonussystems $x_{EE}^B(x_{EE}^{max}(t), t)$ ergibt sich somit durch:

$$x_{EE}^B(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{a(t)+B-c}{b} & \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)+B-c}{b} \\ x_{EE}^{max}(t) & \forall \frac{a(t)+B-c}{b} > x_{EE}^{max}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.31)$$

Darauf aufbauend lässt sich nun die konventionelle Stromproduktion wieder als Funktion der maximal möglichen regenerativen Stromproduktion $x_{ko}^B(x_{EE}^{max}(t), t)$ definieren. Bei $x_{EE}^{max}(t) = 0$ beträgt die konventionelle Stromproduktion $x_{ko}(t) = \frac{a(t)-f}{b+g}$. Steigt $x_{EE}^{max}(t)$ um eine Einheit, werden $\frac{b}{b+g}$ konventionelle Stromeinheiten verdrängt. Ab $x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-f}{b}$ beträgt die konventionelle Stromproduktion schließlich $x_{ko}(t) = 0$:

$$x_{ko}^B(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} 0 & \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-f}{b} \\ \frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g}x_{EE}^{max}(t) & \forall \frac{a(t)-f}{b} < x_{EE}^{max}(t) < 0 \\ \frac{a(t)-f}{b+g} & \forall x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.32)$$

In Abbildung 4.7 werden die Funktionen $x_{EE}^B(x_{EE}^{max}(t), t)$ und $x_{ko}^B(x_{EE}^{max}(t), t)$ für $a(t) = \bar{a}$ veranschaulicht. Der wesentliche Unterschied gegenüber den in Abbildung 4.6 abgetragenen Angebotsfunktionen beim Instrument der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang liegt darin, dass die tatsächliche regenerative Stromproduktion maximal $\frac{a(t)+B-c}{b}$ beträgt.

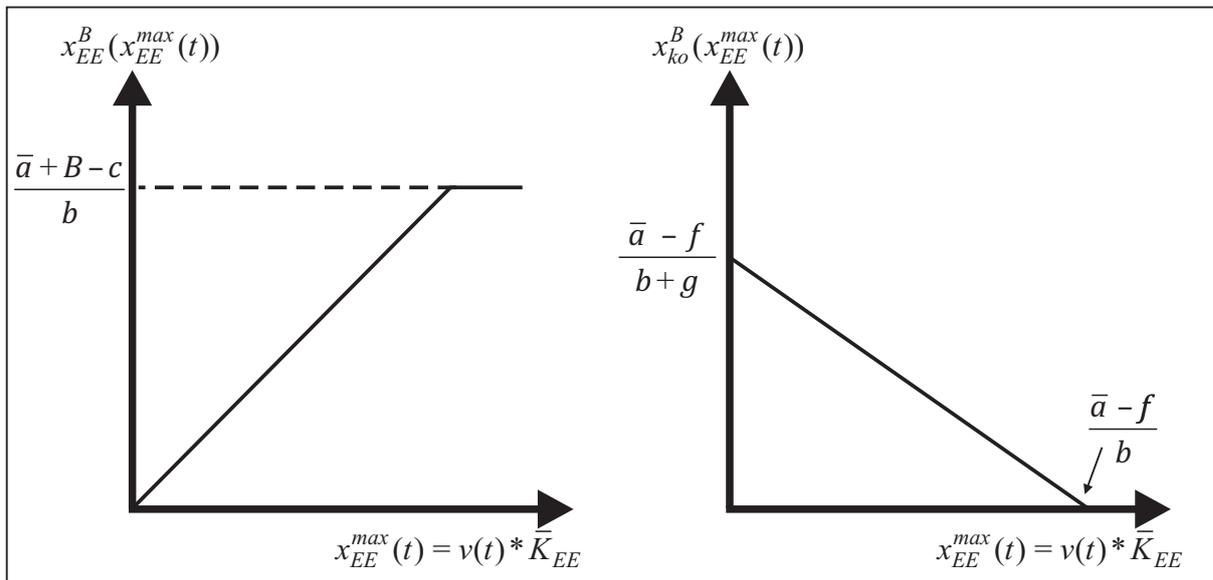


Abbildung 4.7: Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Bonussystem

Quelle: Eigene Darstellung

Mithilfe der Angebotsfunktionen können nun die Bestandteile der Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Bonussystem berechnet werden. Um die Übersichtlichkeit zu erhöhen, werden die Funktionsbereiche der Wohlfahrtsfunktion vorangestellt:

$$Funktionsbereiche^B \begin{cases} x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)+B-c}{b} \\ \frac{a(t)+B-c}{b} > x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-f}{b} \\ \frac{a(t)-f}{b} > x_{EE}^{max}(t) > 0 \\ x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.33)$$

$$KR^B(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{(a(t)-p(t))\left(\frac{a(t)+B-c}{b}\right)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t))x_{EE}^{max}(t)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t))\left(\frac{g}{b+g}x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t))\left(\frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \end{cases} \quad (4.34)$$

$$PR_{ko}^B(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} 0 \\ 0 \\ \frac{(p(t)-f)\left(\frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g}x_{EE}^{max}(t)\right)}{2} \\ \frac{(p(t)-f)\left(\frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \end{cases} \quad (4.35)$$

$$PR_{EE}^B(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} (p(t) - c)\left(\frac{a(t)+B-c}{b}\right) \\ (p(t) - c)x_{EE}^{max}(t) \\ (p(t) - c)x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.36)$$

Der Produktmarktpreis ergibt sich durch Einsetzen der Markträumungsbedingung und der Angebotsfunktionen in die Nachfragefunktion:

$$p^B(t) = \begin{cases} c - B \\ a(t) - bx_{EE}^{max}(t) \\ a(t) - b \left(\frac{g}{b+g} x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g} \right) \\ a(t) - b \left(\frac{a(t)-f}{b+g} \right) \end{cases} \quad (4.37)$$

Durch Einsetzen der Bestandteile ergibt sich schließlich die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Bonussystem W_{PM}^B :

$$W_{PM}^B = \begin{cases} \frac{(a(t)-c)^2 - B^2}{2b} \\ (a(t) - c)x_{EE}^{max}(t) - \frac{bx_{EE}^{max}(t)^2}{2} \\ \frac{bgx_{EE}^{max}(t)^2}{2(b+g)} + x_{EE}^{max}(t) \left(a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} \right) + \frac{(a(t)-f)^2}{2(b+g)} \\ \frac{(a(t)-f)^2}{2(b+g)} \end{cases} \quad (4.38)$$

Wenn W_{PM}^B nach $x_{EE}^{max}(t)$ abgeleitet (4.39) und gleich Null gesetzt wird (4.40), folgt:

$$\frac{\partial W_{PM}^B}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = \begin{cases} 0 \\ a(t) - c - bx_{EE}^{max}(t) \\ a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} - \frac{bg}{b+g} x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.39)$$

$$\frac{\partial W_{PM}^B}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = 0 : \begin{cases} 0 \\ x_{EE}^{max}(t)_1^* = \frac{a(t)-c}{b} \\ x_{EE}^{max}(t)_2^* = \frac{(a(t)-c)(b+g) - a(t)-f}{bg} \\ 0 \end{cases} \quad (4.40)$$

Im Gegensatz zu $x_{EE}^{max}(t)_1^*$ befindet sich $x_{EE}^{max}(t)_2^*$ im Funktionsbereich der Wohlfahrtsfunktion. Da an dieser Stelle $\frac{\partial W_{PM}^B}{\partial x_{EE}^{max}(t)^2} < 0$ gilt, liegt ein Maximum vor. Auch aus dem Bonussystem resultieren somit in Zeitpunkten, in denen $x_{EE}^{max}(t) > \frac{(a(t)-c)(b+g) - a(t)-f}{bg}$ ist, Wohlfahrtsverluste, die allerdings

nur bis $x_{EE}^{max}(t) = \frac{a(t)+B-c}{b}$ zunehmen. Ab diesem Wert bleibt die regenerative Einspeisung konstant, so dass die Wohlfahrt nicht weiter abnimmt, sondern ebenfalls konstant $W_{PM}^B = \frac{(a(t)-c)^2 - B^2}{2b}$ beträgt.

Wenn die eingangs getroffene Annahme, dass $c - B \leq f$ gilt, aufgehoben wird, und $c - B > f$ angenommen wird, ändert sich lediglich der Funktionsbereich jenseits des Maximums. Das grundsätzliche Ergebnis, dass es durch das Bonussystem zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann, bleibt somit bestehen. Da der konstante Abschnitt der Wohlfahrtsfunktion schon bei einem geringeren $x_{EE}^{max}(t)$ beginnt, sind die maximal möglichen Wohlfahrtsverluste jedoch geringer.

Quotensystem

Bei einem Quotensystem vermarkten die regenerativen Stromanbieter ihre Stromproduktion ebenfalls eigenständig. Zudem wird den Konsumenten oder den Versorgungsunternehmen, die die Endverbraucher beliefern, auferlegt, ihre Stromnachfrage innerhalb der Förderperiode zu einem bestimmten Anteil mit regenerativem Strom zu decken. Der Nachweis erfolgt dabei über Zertifikate, die die regenerativen Stromanbieter für jede verkaufte Stromeinheit erhalten und an die Nachfrager verkaufen können. Für jede vermarktete Stromeinheit erhalten die regenerativen Stromanbieter somit neben den Verkaufserlösen am Produktmarkt auch Einnahmen aus dem Verkauf des Zertifikats.

Um mit diesem Fördersystem den Bau der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung nötigen Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} zu gewährleisten, muss der Zertifikatspreis Z das Defizit zwischen den Anlagenkosten der letzten benötigten Kapazitätseinheit und den Strommarkterlösen ausgleichen:

$$Z = \frac{\tau * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n \varphi(t)} - \frac{\sum_{t=1}^n (p(t) - c) * \varphi(t)}{\sum_{t=1}^n \varphi(t)} \quad (4.41)$$

Daraus lässt sich die Höhe der vorzugebenen Quote Q ableiten:

$$Q = \frac{\sum_{t=1}^n \varphi(t) * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n y(t)} \quad (4.42)$$

Das Angebotsverhalten ergibt sich aus dem realisierten Deckungsbeitrag DB^Q einer vermarkteten Stromeinheit:

$$DB^Q(t) = p(t) - c + Z \rightarrow DB^Q(t) \geq 0 \rightarrow p(t) \geq c - Z \quad (4.43)$$

Wenn $c - Z > f$ angenommen wird, folgt:

$$x_{EE}^Q(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{a(t)+Z-c}{b} \quad \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)+Z-c}{b} \\ x_{EE}^{max}(t) \quad \forall \frac{a(t)+Z-c}{b} > x_{EE}^{max}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.44)$$

Die exakte Höhe des Zertifikatspreises Z ergibt sich aus den gleichen Funktionen wie die Höhe der Bonuszahlung B , weshalb $Z = B$ gilt und sich die Ergebnisse der Analyse des Bonussystems auf das Quotensystem übertragen lassen. Die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Quotensystem W_{PM}^Q hat somit den gleichen Verlauf wie die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Bonussystem W_{PM}^B .

ESV ohne Vorrang

Bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang entfällt die Vorgabe der vollständigen Vermarktung der maximal möglichen regenerativen Stromproduktion. Der Intermediär, der für die Vermarktung zuständig ist, kontrolliert in diesem Fall die Produktion der regenerativen Stromerzeugungsanlagen und vermarktet den Strom nur solange $p(t) \geq c$ gilt, so dass der Verkaufserlös stets die Grenzkosten der regenerativen Stromerzeugung abdeckt. Die maximale tatsächliche regenerative Stromproduktion ergibt sich durch die Differenz der Nachfrage (4.45) und des Angebots der konventionellen Stromanbieter (4.46) bei einem Preis von $p(t) = c$:

$$c = a(t) - b * y(t) \rightarrow y(t) = \frac{a(t) - c}{b} \quad (4.45)$$

$$c = f + g * x_{ko} \rightarrow x_{ko} = \frac{c - f}{g} \quad (4.46)$$

$$y(t) = x_{ko} + x_{EE} \rightarrow x_{EE} = \frac{a(t) - c}{b} - \frac{c - f}{g} \quad (4.47)$$

Der Intermediär lässt somit auch in Zeitpunkten, in denen die potentielle regenerative Stromerzeugung $x_{EE}^{max}(t)$ höher liegt, maximal $x_{EE} = \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g}$ produzieren. Darauf aufbauend kann die Angebotsfunktion des Intermediärs $x_{EE}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t)$ definiert werden:

$$x_{EE}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} & \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} \\ x_{EE}^{max}(t) & \forall \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} > x_{EE}^{max}(t) \geq 0 \end{cases} \quad (4.48)$$

Die Angebotsfunktion der konventionellen Anbieter $x_{ko}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t)$ ergibt sich dementsprechend durch:

$$x_{ko}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{c-f}{g} & \forall x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} \\ \frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g} x_{EE}^{max}(t) & \forall \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} < x_{EE}^{max}(t) < 0 \\ \frac{a(t)-f}{b+g} & \forall x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.49)$$

Eine graphische Darstellung des funktionalen Zusammenhangs zwischen der maximal möglichen regenerativen Stromproduktion $x_{EE}^{max}(t)$ und dem regenerativen und konventionellen Stromangebot für $a(t) = \bar{a}$ bietet Abbildung 4.8. Bei $x_{EE}^{max}(t) = 0$ produzieren nur die konventionellen Anbieter Strom in Höhe von $x_{ko}^{ESVoV}(0) = \frac{\bar{a}-f}{b+g}$. Wenn die maximal mögliche regenerative Stromerzeugung um eine Einheit zunimmt, steigt auch die tatsächliche regenerative Stromproduktion um eine Einheit. Letztere beträgt allerdings maximal $\frac{\bar{a}-c}{b} - \frac{c-f}{g}$. Deshalb sinkt die konventionelle Stromerzeugung bei einer steigenden Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers nicht unter $\frac{c-f}{g}$.

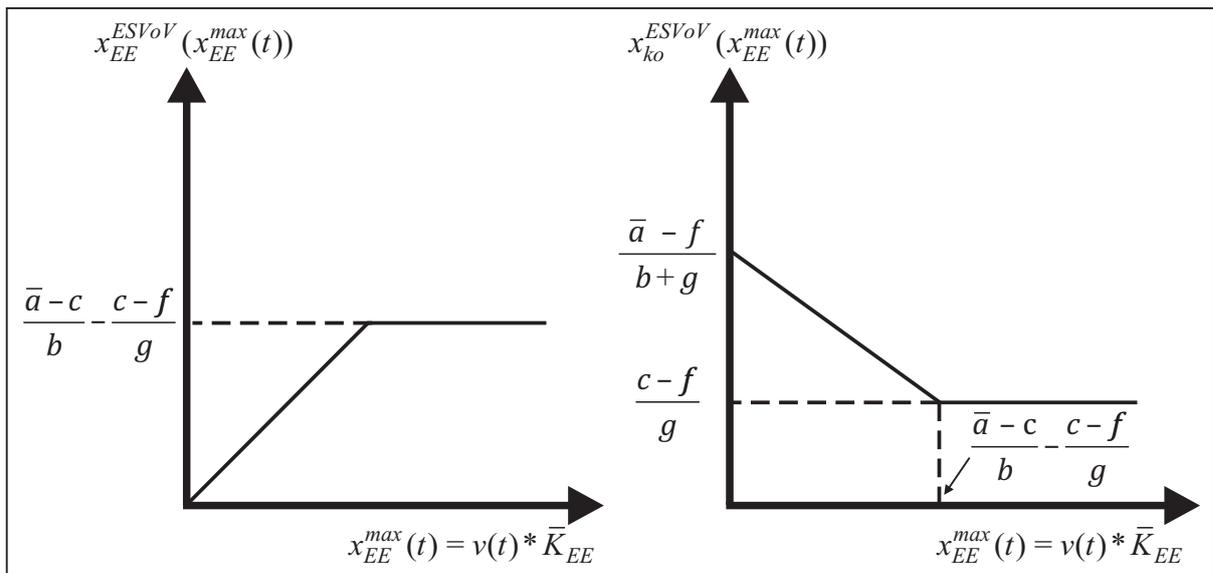


Abbildung 4.8: Das regenerative und konventionelle Stromangebot bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang

Quelle: Eigene Darstellung

Um den Bau der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötigen Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} zu gewährleisten, erhalten die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen stets eine Einspeisevergütung für die potentiell mögliche Stromproduktion. Für die Betreiber ergeben sich somit keine Nachteile, wenn die tatsächliche Produktion unterhalb der maximal möglichen Stromproduktion liegt. Die Höhe der Vergütung bemisst sich wie beim Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang sowohl an den Kosten der letzten benötigten Kapazitätseinheit, als auch an den Grenzkosten der regenerativen Stromproduktion. Da letztere allerdings nur dann anfallen, wenn tatsächlich produziert wird, müssen sie mit dem Quotienten aus tatsächlicher und potentieller Produktion gewichtet werden, um eine Überförderung zu vermeiden:

$$ESVoV(t) = \frac{\tau * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n v(t)} + c * \frac{x_{EE}(t)}{v(t)} \quad (4.50)$$

Die Angebotsfunktionen können nun wiederum in die Bestandteile der Wohlfahrtsfunktion eingesetzt werden. Dabei sind die Funktionsbereiche vorangestellt, um die Übersichtlichkeit zu erhöhen:

$$Funktionsbereiche^{ESVoV} \begin{cases} x_{EE}^{max}(t) \geq \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} \\ \frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g} < x_{EE}^{max}(t) < 0 \\ x_{EE}^{max}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.51)$$

$$KR^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{(a(t)-p(t))\left(\frac{a(t)-c}{b}\right)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t)) * \left(\frac{g}{b+g}x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \\ \frac{(a(t)-p(t))\left(\frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \end{cases} \quad (4.52)$$

$$PR_{ko}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} \frac{(p(t)-f)\left(\frac{c-f}{g}\right)}{2} \\ \frac{(p(t)-f)\left(\frac{a(t)-f}{b+g} - \frac{b}{b+g}x_{EE}^{max}(t)\right)}{2} \\ \frac{(p(t)-f)\left(\frac{a(t)-f}{b+g}\right)}{2} \end{cases} \quad (4.53)$$

$$PR_{EE}^{ESVoV}(x_{EE}^{max}(t), t) = \begin{cases} (p(t) - c) \left(\frac{a(t)-c}{b} - \frac{c-f}{g}\right) \\ (p(t) - c)x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.54)$$

Der Produktmarktpreis ergibt sich durch Einsetzen der Markträumungsbedingung und des Angebotsverhaltens der regenerativen und konventionellen Stromanbieter in die Nachfragefunktion:

$$p^{ESVoV}(t) = \begin{cases} a(t) - b \left(\frac{g}{b+g}x_{EE}^{max}(t) + \frac{a(t)-f}{b+g}\right) \\ a(t) - b \left(\frac{a(t)-f}{b+g}\right) \end{cases} \quad (4.55)$$

Durch Einsetzen der Bestandteile lässt sich schließlich die Wohlfahrtsfunktion des Produktmarkts bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang W_{PM}^{ESVoV} berechnen:

$$W_{PM}^{ESVoV} = \begin{cases} \frac{bgx_{EE}^{max}(t)^2}{2(b+g)} + x_{EE}^{max}(t) \left(a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} \right) + \frac{(a(t)-c)^2}{b} \\ \frac{(a(t)-f)^2}{2(b+g)} \end{cases} \quad (4.56)$$

Wenn nach $x_{EE}^{max}(t)$ abgeleitet (4.57) und gleich Null gesetzt wird (4.58), ergibt sich:

$$\frac{\partial W_{PM}^{ESVoV}}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = \begin{cases} 0 \\ a(t) - c - \frac{b(a(t)-f)}{b+g} - \frac{bg}{b+g} x_{EE}^{max}(t) \\ 0 \end{cases} \quad (4.57)$$

$$\frac{\partial W_{PM}^{ESVoV}}{\partial x_{EE}^{max}(t)} = 0 : \begin{cases} 0 \\ x_{EE}^{max}(t)^* = \frac{(a(t)-c)(b+g)}{bg} - \frac{a(t)-f}{g} \\ 0 \end{cases} \quad (4.58)$$

An der Stelle $x_{EE}^{max}(t)^*$ ist $\frac{\partial W_{PM}^{ESVoV}}{\partial x_{EE}^{max}(t)^2} < 0$ gilt, so dass ein potentielles Maximum existiert, das allerdings nicht im relevanten Funktionsbereich liegt. Die Ableitung der Wohlfahrtsfunktion nach der maximal möglichen regenerativen Stromproduktion ist somit in allen Bereichen entweder positiv oder gleich Null. Damit ergeben sich im System der Einspeisevergütungen ohne institutionellen Vorrang keine Wohlfahrtsverluste.

Kapazitätsausschreibung

Bei einer Kapazitätsausschreibung wird der Bau und Betrieb der zur wohlfahrtsoptimalen Realisierung der Lernkurveneffekte nötigen Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} in einem wettbewerblichen Prozess ausgeschrieben. Die sich dabei ergebende Förderung KAS entspricht den Kosten für den Bau der letzten benötigten Kapazitätseinheit abzüglich der mit der Kapazitätsein-

heit zu erwirtschaftenden Strommarkterlöse. Die Förderung wird pauschal für die Bereitstellung einer Kapazitätseinheit bezahlt:

$$KAS = \tau * \bar{K}_{EE} - \sum_{t=1}^n (p(t) - c) * \varphi(t) \quad (4.59)$$

Die Betreiber der regenerativen Stromerzeugungsanlagen vermarkten anschließend ihre Stromproduktion eigenständig. Da es keine zusätzlichen einspeiseabhängigen Zahlungen gibt, werden sie immer nur dann anbieten, wenn $p(t) \geq c$, so dass zumindest die Grenzkosten der Stromproduktion durch die Vermarktungserlöse gedeckt werden. Das Angebotskalkül der regenerativen Stromanbieter ist identisch mit dem Angebotskalkül des Intermediärs bei einem Einspeisevergütungssystem ohne institutionellen Vorrang. Die dort abgeleiteten Auswirkungen auf die Wohlfahrt des Produktmarkts lassen sich somit übertragen, so dass $W_{PM}^{KAS} = W_{PM}^{ESVoV}$ gilt.

Übersicht und Bewertung der Modellergebnisse

In Abbildung 4.9 werden die Wohlfahrtsfunktionen des Produktmarkts unter Berücksichtigung der verschiedenen Fördermodelle schematisch für $a(t) = \bar{a}$ veranschaulicht. Wenn der Anteil der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten gering ist, ergeben sich keine Unterschiede zwischen den untersuchten Fördermodellen. Sobald allerdings ein gewisser Kapazitätslevel überschritten ist und nicht indirekt durch eine dauerhaft niedrige Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers kompensiert wird, führen die einspeiseabhängigen Fördermodelle zu Wohlfahrtsverlusten im Produktmarkt. Dabei schneidet das im EEG verwendete Modell der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang am schlechtesten ab, weil die maximale Höhe der Wohlfahrtsverluste hier im Gegensatz zum Bonus- und Quotensystem nicht begrenzt ist. Beim System der Einspeisevergütungen ohne institutionelle Vorrangregelung sowie den Kapazitätsausschreibungen kommt es hingegen auch bei einem hohen Anteil an regenerativen Stromerzeugungskapazitäten zu keinem Zeitpunkt zu Wohlfahrtsverlusten im Produktmarkt.

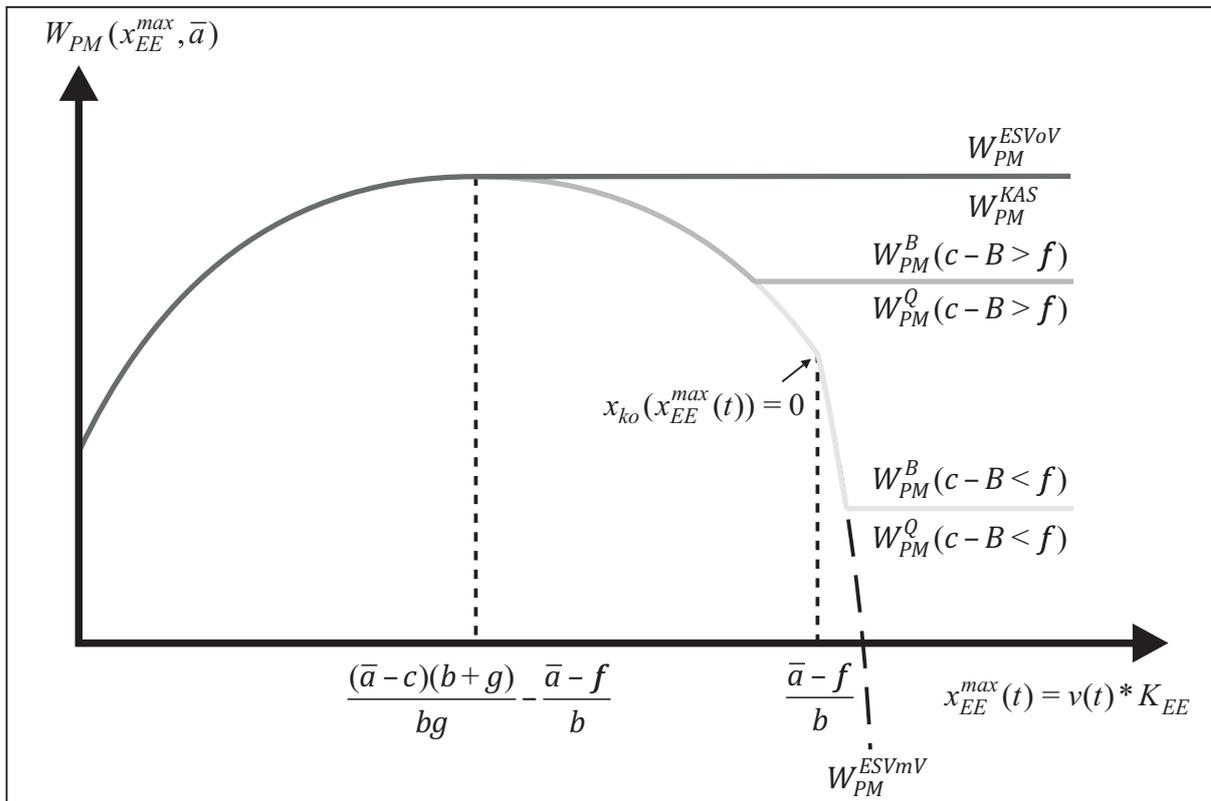


Abbildung 4.9: Ergebnisse der Effizienzanalyse verschiedener Fördermodelle für erneuerbare Energien

Quelle: Eigene Darstellung

Um die Effizienzwirkung des im EEG verwendeten Fördermodells eindeutig bewerten zu können, muss somit überprüft werden, ob der Schwellenwert $x_{EE}^{max}(t) = \frac{(a(t)-c)(b+g)}{bg} - \frac{a(t)-f}{g}$ überschritten wird. Die exakte Bestimmung der einzelnen Variablen ist jedoch sehr aufwendig. Durch Einsetzen des Schwellenwerts und der entsprechenden konventionellen Stromproduktion in die Nachfragefunktion lässt sich allerdings ein einfaches Kriterium ableiten:

$$p(t) = a(t) - b * (x_{EE}^{max}(t) + x_{ko}(x_{EE}^{max}(t), t)) \quad (4.60)$$

$$\begin{aligned} \rightarrow p(t) &= a(t) - b * \left(\frac{(a(t)-c)(b+g)}{bg} - \frac{a(t)-f}{g} + \frac{c-f}{g} \right) \\ \rightarrow p(t) &= c \quad (4.61) \end{aligned}$$

Beim Schwellenwert entspricht der Produktmarktpreis immer den Grenzkosten der regenerativen Stromerzeugungstechnologie. Da stets $\frac{\partial p(t)}{\partial x_{EE}} < 0$ gilt, ist der Schwellenwert überschritten, sobald der Produktmarktpreis unterhalb der Grenzkosten der regenerativen Stromerzeugungstechnologien liegt. Die Effizienzwirkung des im EEG verwendeten Fördermodells lässt sich daher anhand eines Vergleichs der Grenzkosten der einzelnen Erzeugungstechnologien und dem Produktmarktpreis überprüfen.

Da in Deutschland mehrere regenerative Stromerzeugungstechnologien gefördert werden, müssen für Technologien, die unterschiedliche Grenzkosten haben, jeweils individuelle Schwellenwerte definiert werden. Bei Wind-, Sonnen- und Laufwasserkraftwerken fallen keine Brennstoffkosten an, so dass die Grenzkosten der Stromerzeugung bei diesen Technologien nahezu 0€/MWh betragen. Wie Tabelle 4.4 zeigt, haben sich seit 2009 am *day-ahead*-Markt in 98 Stunden negative Preise ergeben. Die derzeit installierte regenerative Stromerzeugungskapazität ist somit so hoch, dass der Schwellenwert in Zeitpunkten mit einer hohen Verfügbarkeit des regenerativen Energieträgers $v(t)$ und einer relativ geringen Nachfrage (kleines $a(t)$) überschritten wird und das Förderinstrument zu Wohlfahrtsverlusten führt.

Jahr	Anzahl der Stunden mit $p < 0$
2009	71
2010	12
2011	15

Tabelle 4.4: Anzahl der Stunden mit negativen Preisen am *day-ahead*-Markt der EPEX Spot

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.eex.com

Biomassekraftwerke weisen je nach eingesetztem Brennstoff sehr unterschiedliche Grenzkosten auf, die zudem je nach Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenz im Zeitablauf schwanken können. Nach dem wissenschaftlichen Begleitgutachten zur Ermittlung der Einspeisevergütungen betragen die Grenzkosten der Biomasse im Jahr 2009 zwischen

3 €/MWh und 52 €/MWh und stiegen im Jahr 2010 auf 5 €/MWh bis 70 €/MWh.¹¹⁸ Anhand der in Abbildung 4.10 veranschaulichten inversen Preisdauerlinie zwischen 5 €/MWh und 80 €/MWh lässt sich schematisch zeigen, in wie vielen Stunden des jeweiligen Kalenderjahres der Strompreis unterhalb der Grenzkosten der Biomasseanlagen lag. Auf der Horizontalen sind die Ausprägungen für den Preis und auf der Vertikalen die Anzahl der Stunden abgetragen, in denen der Preis unterhalb dieser Werte lag. Wenn die Grenzkosten der Biomasseanlage beispielsweise 20 €/MWh betragen, wurde der Schwellenwert im Jahr 2009 in etwa 800 Stunden überschritten, bei 40 €/MWh war dies in etwa 4500 Stunden der Fall.

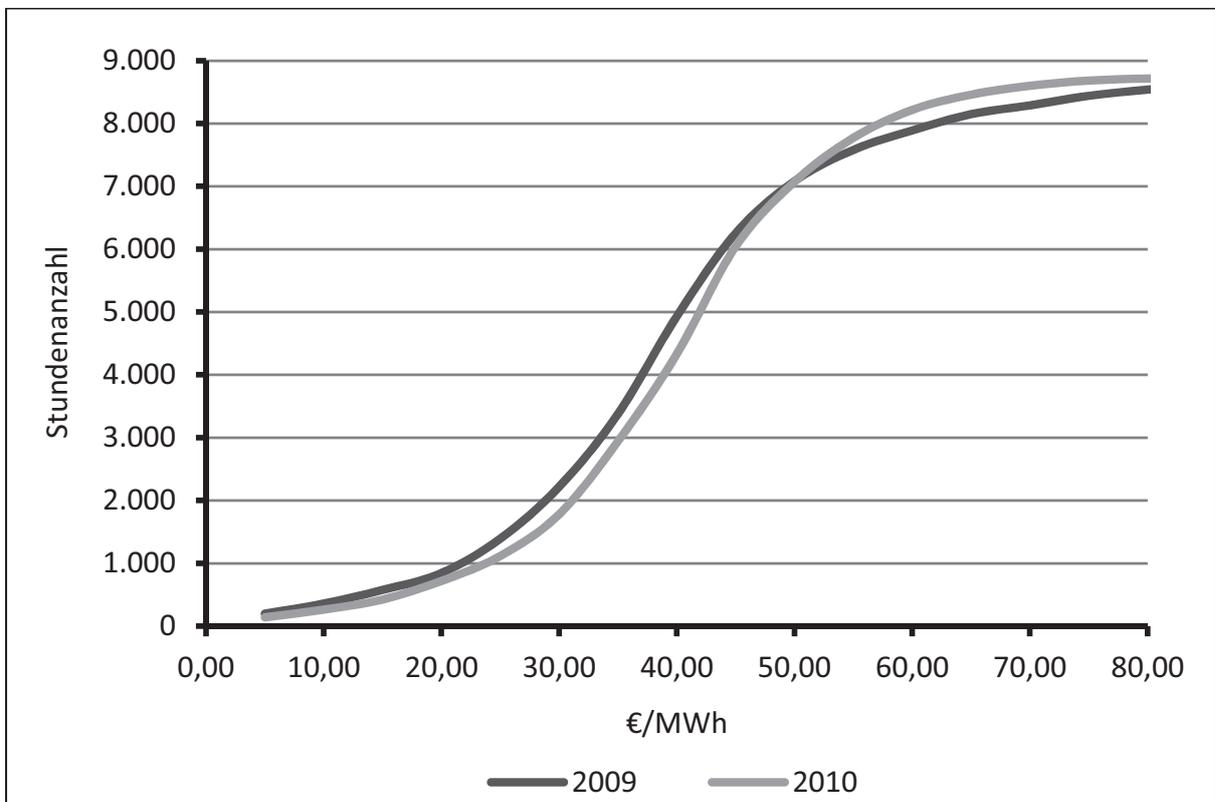


Abbildung 4.10: Inverse der Preisdauerlinie des day-ahead-Markts

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Daten von www.eex.com

¹¹⁸ Vgl. Thrän (2011): S. 41. Bei Biomassekraftwerke, die neben der Stromerzeugung auch die Abwärme nutzen, müssen allerdings auch die eingesparten Heizkosten berücksichtigt werden, so dass die für die Stromerzeugung anzusetzenden Grenzkosten geringer sind.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das im EEG verwendete Fördermodell der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang aufgrund des Ausmaßes der installierten regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in einigen Situationen zu relativ hohen Wohlfahrtsverlusten führt. Aufgrund des angestrebten weiteren Ausbaus der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten wird die Anzahl dieser Konstellationen in Zukunft weiter zunehmen.

4.1.3.2 OPTIONALE DIREKTVERMARKTUNG

Im Folgenden werden zunächst die Bereiche lokalisiert, in denen eine eigenverantwortliche Vermarktung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten durch die Anlagenbetreiber grundsätzlich zu Effizienzgewinnen gegenüber der derzeitigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber führen kann.¹¹⁹ Anhand dieser theoretischen Referenz werden anschließend die im EEG 2012 verankerten optionalen Direktvermarktungsmodelle analysiert. Eine quantitative Abschätzung der potentiellen Effizienzgewinne ist dabei jedoch nicht möglich, weil keine Vergleichswerte vorliegen, mit denen die Ineffizienz der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber gemessen werden kann.

Wie im vorherigen Kapitel aufgezeigt wurde, führt die derzeitige Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber in Situationen, in denen eine hohe Verfügbarkeit der regenerativen Energieträger auf eine niedrige Stromnachfrage trifft, und der regenerative Strom dadurch zu Preisen unterhalb der Grenzkosten verkauft werden muss, zu Wohlfahrtsverlusten. Ein eigenverantwortlich vermarktender Anlagenbetreiber wird nur dann Strom produzieren und verkaufen, wenn er dadurch keine Verluste erzielt. Bei einer adäquaten Ausgestaltung der Direktvermarktung können diese Wohlfahrtsverluste somit vermieden werden.

¹¹⁹ Die eigenverantwortliche Vermarktung schließt auch die Beauftragung spezialisierter Stromhandelsunternehmen, die die Vermarktung übernehmen, ein. Welches Geschäftsmodell in der Direktvermarktung optimal ist, wird sich über den Marktprozess herausstellen.

Im Gegensatz zu einer Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber besteht bei einer Direktvermarktung zudem keine regulatorische Notwendigkeit, die Vermarktungstätigkeit auf den Spotmarkt der EPEX Spot zu beschränken. Die eigenverantwortlich vermarktenden Anlagenbetreiber können deshalb auch den Terminmarkt und ausländische Produktmärkte nutzen, um sich durch eine zeitliche und räumliche Diversifizierung der Vermarktung effizient gegen die Risiken der allgemeinen Preisentwicklung abzusichern.¹²⁰

Darüber hinaus können bei einer Direktvermarktung auch alternative Vermarktungsoptionen genutzt werden, um das Erlöspotential der Anlagen optimal auszuschöpfen. Dazu zählt beispielsweise die explizite Vermarktung der Stromproduktion als Grünstrom. Zumindest für sicher steuerbare Erzeugungstechnologien wie Biomasseanlagen kann auch eine Vermarktung am Regelleistungsmarkt sinnvoll sein.

Bei den mit der Vermarktungstätigkeit verbundenen Transaktionskosten können sich durch die Direktvermarktung ebenfalls Effizienzgewinne ergeben. Zu diesen Kosten zählen neben den Aufwendungen für das notwendige Personal und die Handelsabwicklung auch die Kosten der Erstellung der Einspeiseprognosen. Da die entsprechenden Ausgabenpositionen bislang vollständig über die EEG-Umlage sozialisiert werden, haben die Übertragungsnetzbetreiber nur geringe Anreize für eine Minimierung dieser Kosten. Dies gilt ebenso für den Profilservice. Die Kosten, die aus den Ungleichgewichten der EEG-Bilanzkreise entstehen, werden vollständig über die EEG-Umlage sozialisiert, so dass die Übertragungsnetzbetreiber kaum Anreize haben, die Risiken von Kraftwerksausfällen und der schwankenden Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie zu minimieren und effizient abzusichern. Durch die hohe Anzahl der Anlagen und die geographische und technologische Diversifikation kommt es lediglich zu zufälligen Skaleneffekten. Auch in diesem Bereich kann eine Direktvermarktung somit zu Effizienzgewinnen führen.

¹²⁰ Vgl. Hiroux/Saguan (2010): S. 3143.

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

In Tabelle 4.5 werden die Bereiche, in denen sich durch eine adäquat ausgestaltete Direktvermarktungsregelung Effizienzgewinne gegenüber der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber ergeben können, zusammengefasst.

Bereich	Operationalisierung
Wohlfahrtsverluste	▪ Bedarfsgerechte Vermarktung der Stromproduktion
Preisrisiken	▪ Zeitliche und räumliche Diversifizierung der Vermarktung
Alternative Vermarktungsoptionen	▪ Explizite Vermarktung der Stromproduktion als Grünstrom ▪ Vermarktung der Stromerzeugungskapazitäten am Regelleistungsmarkt
Transaktionskosten	▪ Minimierung der allgemeinen Kosten der Vermarktungstätigkeit
Profilservice	▪ Minimierung und effiziente Absicherung des Fahrplannerfüllungsrisikos

Tabelle 4.5: *Potentielle Effizienzgewinne bei einer Direktvermarktung gegenüber der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber*

Quelle: Eigene Darstellung

Marktprämienmodell

Das im EEG verwendete Marktprämienmodell ist eine einspeiseabhängige Vergütung der regenerativen Stromproduktion und hat deshalb grundsätzlich eine vergleichbare Auswirkung auf die Wohlfahrt des Produktmarkts wie das im vorigen Kapitel analysierte Bonussystem. Auch wenn eine vollständige Vermeidung der Wohlfahrtsverluste somit nicht möglich ist, wird zumindest die maximale Höhe der Wohlfahrtsverluste begrenzt.¹²¹ In Situationen mit einer hohen Verfügbarkeit der regenerativen Energieträ-

¹²¹ Durch eine Ausnahmeregelung nach § 8 AusgMechAV existiert auch bei der derzeitigen Vermarktung eine Grenze, da die Übertragungsnetzbetreiber in Extremsituationen eine preisabhängige Vermarktung mit Gebote zwischen minus 150 €/MWh und minus 350 €/MWh anwenden dürfen. Vgl. hierzu Andor et al. (2010c): S. 29f. Bei entsprechenden Preisen ist der Deckungsbeitrag der meisten regenerativen Stromanbieter in einem Bonussystem jedoch im Allgemeinen negativ, so dass die Wohlfahrtsverluste zumindest in diesen Extremsituationen durch ein Bonussystem eindeutig verringert werden könnten.

ger und einer geringen Nachfrage könnte es somit zu Effizienzgewinnen gegenüber der derzeitigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber kommen. Problematisch ist jedoch, dass bei der durch das EEG vorgeschriebenen Methodik zur Berechnung der Marktprämie die Einspeisevergütungen als Maßstab herangezogen werden. Dadurch haben die Betreiber stets den Anreiz, in Monaten, in denen es phasenweise zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann, in das System der Einspeisevergütungen zu wechseln, so dass sich letztlich keine Verbesserungen gegenüber der derzeitigen Situation ergeben.

Dieser Fehlanreiz soll im Folgenden beispielhaft für den Fall einer Bio-masseanlage gezeigt werden. Der Anlagenbetreiber hat stets die Option, kalendermonatlich zwischen dem System der Einspeisevergütungen und dem Marktprämienmodell zu wechseln. Im System der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang erzielt der Betreiber in einem Zeitraum von t_a bis t_b , der einem Monat m der gesamten Förderperiode n entsprechen soll, Erlöse E_{ESV} in Höhe des Produkts der maximal möglichen Produktion $\sum_{t_a}^{t_b} v(t)$ und der Differenz aus der Einspeisevergütung $ESVmV$ und den Grenzkosten c :

$$E_{ESVmV} = \sum_{t_a}^{t_b} v(t) * (ESVmV - c) \quad (4.62)$$

Wie im vorherigen Kapitel aufgezeigt, entsprechen die Einspeisevergütungen wiederum den Grenzkosten der Stromerzeugung c zuzüglich der auf die insgesamt mögliche Produktion der Förderperiode aufgeteilten Kosten für den Bau der letzten benötigten Anlagenkapazität \bar{K}_{EE} . Die Erlöse im System der Einspeisevergütungen entsprechen somit:

$$E_{ESVmV} = \sum_{t_a}^{t_b} v(t) * \left(\frac{r * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n v(t)} \right) \quad (4.63)$$

Im Marktprämienmodell erhält der Betreiber hingegen Erlöse E_{MP} in Höhe des Produkts aus der in dem entsprechenden Zeitraum vermarkteten Stromproduktion $\sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t)$ und der Summe aus den Markterlösen und der

Marktprämie MP . Zudem müssen die aus der Vermarktungstätigkeit entstehenden Transaktions- und Versicherungskosten TVK berücksichtigt werden:

$$E_{MP} = \sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * (p(t) - c + MP) - TVK \quad (4.64)$$

Die Marktprämie setzt sich wiederum aus der Einspeisevergütung $ESVmV$, der energieträgerspezifischen Prämie EP und dem energieträgerspezifischen Marktwert EMW zusammen:

$$E_{MP} = \sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * (p(t) - c + ESMV + EP - EMW) - TVK \quad (4.65)$$

Wie in Kapitel 4.1.2.1 erläutert, entspricht die energieträgerspezifische Prämie den anteilig auf die maximal mögliche Stromproduktion aufgeteilten Transaktions- und Versicherungskosten TVK . Der energieträgerspezifische Marktwert der Stromerzeugung aus Biomasse ergibt sich zudem aus dem durchschnittlichen Strompreis im Kalendermonat. Aus dem Einsetzen dieser Zusammenhänge und (4.63) in (4.65) folgt:

$$E_{MP} = \sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * \left(p(t) + \frac{r * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n v(t)} + \frac{TVK}{\sum_{t_a}^{t_b} v(t)} - \frac{\sum_{t_a}^{t_b} p(t)}{t_b - t_a} \right) - TVK \quad (4.66)$$

Da $\sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * p(t) = \sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * \frac{\sum_{t_a}^{t_b} p(t)}{t_b - t_a}$ ist, ergibt sich schließlich:

$$E_{MP} = \sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) * \left(\frac{r * \bar{K}_{EE}}{\sum_{t=1}^n v(t)} + \frac{TVK}{\sum_{t_a}^{t_b} v(t)} \right) - TVK \quad (4.67)$$

Die Verringerung der Wohlfahrtsverluste gegenüber der derzeitigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber basiert darauf, dass die Betreiber in Phasen, in denen der Deckungsbeitrag aus den Markterlösen, der Marktprämie und den Grenzkosten negativ wird, keinen Strom produzieren und vermarkten. Dadurch ist die in dem betreffenden Kalendermonat vermarktete Strommenge $\sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t)$ kleiner als die maximal mögliche Strommenge $\sum_{t_a}^{t_b} v(t)$. Der Vergleich der Erlöse im Einspeisevergütungs-

system und im Marktprämienmodell zeigt allerdings, dass bei $\sum_{t_a}^{t_b} \varphi(t) < \sum_{t_a}^{t_b} v(t)$ auch $E_{MP} < E_{ESVmV}$ gilt. In Kalendermonaten, in denen Wohlfahrtsverluste möglich sind, ist es aus Sicht der Betreiber somit vorteilhaft, in das System der Einspeisevergütungen zurückzukehren, weil hier höhere Erlöse möglich sind. Das Marktprämienmodell führt daher nicht zu einer Verringerung der Wohlfahrtsverluste.

Dieses Ergebnis könnte sich ändern, wenn die Anlagenbetreiber die Möglichkeit haben, die Stromproduktion aus Phasen, in denen der Deckungsbeitrag negativ ist, in andere Phasen zu verlagern, so dass die Produktionsmenge in der Summe konstant bleibt. Ein Potential für eine solche Verlagerung besteht dann, wenn die Betreiber bislang ihre Kapazitäten nicht optimal auslasten. Durch das System der Einspeisevergütungen haben die Betreiber allerdings den Anreiz, die maximal mögliche Strommenge zu produzieren, weil ihnen ansonsten ein Teil der Erlöse aus den Einspeisevergütungen entgeht. Das derzeitige Potential zur Produktionsverlagerung dürfte somit begrenzt sein.¹²²

Die Analyse der Wohlfahrtsverluste hat gezeigt, dass die Betreiber die Risiken der allgemeinen Preisentwicklung vollständig auf die EEG-umlagepflichtigen Stromverbraucher abwälzen können, wodurch sie letztlich sozialisiert werden. Im Allgemeinen erfolgt dies über die Marktprämie, die den Fehlbetrag zwischen den Einspeisevergütungen, den zusätzlichen Kosten durch die Direktvermarktung und den Erlösen am

¹²² Für die Betreiber von Biogasanlagen wird durch die Flexibilitätsprämie ein zusätzlicher Anreiz gesetzt, über den Bau eines Gas- oder Wärmespeichers das Verlagerungspotential künftig zu erhöhen. Es stellt sich allerdings die grundsätzliche Frage, wieso eine Erhöhung der Flexibilität gesondert gefördert werden sollte, weil sich der Anreiz, das effiziente Maß an Flexibilität bereitzustellen, bereits aus der Volatilität der Produktmarktpreise und dem Regelleistungsmarkt ergibt. Der tatsächliche volkswirtschaftliche Zusatznutzen der Flexibilitätsprämie besteht somit nur darin, die Fehlanreize in Bezug auf die Wohlfahrtsverluste, die sich aus der Fehlspezifikation der Marktprämie und der Option zum Wechsel in die Einspeisevergütung ergeben, zu beseitigen. Letzteres kann allerdings auch direkt durch eine Modifizierung des Marktprämienmodells erfolgen, weshalb die ökonomische Effizienz der Flexibilitätsprämie fragwürdig ist.

Spotmarkt ausgleicht. Gegen extreme Niedrigpreisphasen, in denen sich trotz der Marktprämie ein negativer Deckungsbeitrag ergeben würde, sind die Betreiber zudem durch die Option zur Rückkehr in das System der Einspeisevergütungen abgesichert. Die Sozialisierung des Preisrisikos führt dazu, dass in Bezug auf die Absicherung der Risiken der allgemeinen Preisentwicklung keine Effizienzgewinne möglich sind. Gleichzeitig wird den Anlagenbetreibern jedoch der Wechsel in die Direktvermarktung erleichtert, wodurch die in den anderen Bereichen möglichen Effizienzgewinne durch das Marktprämienmodell in höherem Maße genutzt werden könnten.

Problematisch ist allerdings, dass die Marktprämie in Kalendermonaten, in denen der energieträgerspezifische Marktwert oberhalb der Summe aus dem Einspeisevergütungssatz und der energieträgerspezifischen Prämie liegt, nicht negativ werden kann. Das Marktprämienmodell gibt den Anlagenbetreibern damit die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse in Hochpreisphasen risikolos abzuschöpfen. Diese zusätzlichen Erlöse resultieren allerdings nicht aus Effizienzgewinnen, sondern aus der allgemeinen Preisentwicklung, und würden deshalb auch bei der derzeitigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber realisiert und auf dem EEG-Konto als Einnahmen verbucht werden. Es handelt sich somit lediglich um Mitnahmeeffekte zulasten der EEG-Umlagepflichtigen Stromverbraucher.¹²³

Bezüglich der Nutzung alternativer Vermarktungsoptionen steht den Anlagenbetreibern bei dem im EEG verwendeten Marktprämienmodell nur

¹²³ Beim derzeitigen Preisniveau ist dieses Problem insbesondere für große Wasserkraftanlagen und ältere Windkraftanlagen, die sich bereits in der Grundvergütung befinden, und große Deponie-, Klär-, und Grubengasanlagen relevant. Bei Photovoltaik-, Geothermie-, und den überwiegenden Teil der Biomasseanlagen sind die Einspeisevergütungssätze dagegen so hoch, dass sich hier auch in Zukunft nur geringe Potentiale für zusätzliche Erlöse aufgrund der Marktpreisentwicklung ergeben werden. 50 Hertz et al. (2011a) bietet eine nach dem Jahr der Inbetriebnahme gestaffelte Übersicht aller derzeit geltenden Einspeisetarife für die verschiedenen regenerativen Erzeugungstechnologien.

die Vermarktung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten am Regelleistungsmarkt zur Verfügung. Eine explizite Vermarktung der Stromproduktion als Grünstrom ist dagegen aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nach § 56 Absatz 2 EEG 2012 nicht gestattet. Wie in Kapitel 3.2.2 erläutert, kann eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt allerdings nur dann erfolgen, wenn die jeweiligen Stromerzeugungskapazitäten bestimmte technische Voraussetzungen erfüllen, so dass die Gewährleistung der Netzstabilität in jedem Zeitpunkt sichergestellt werden kann. Die dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien wie Windkraft-, Photovoltaik-, oder Wasserkraftanlagen erfüllen die derzeitigen Kriterien der technischen Präqualifikation nicht, so dass die Teilnahme am Regelleistungsmarkt lediglich für sicher steuerbare Biogas- und Biomasseanlagen möglich ist.¹²⁴

Wie in Kapitel 2.5.1 erläutert, ergibt sich das Erlöspotential eines Kraftwerks am Regelleistungsmarkt sowohl aus den Kosten der tatsächlichen Regelleistungserbringung, als auch aus den Kosten der Kapazitätsvorhaltung. Die Vorhaltung negativer Regelleistung erfordert zwingend eine Vermarktung der entsprechenden Kapazitäten am Produktmarkt, weshalb die Kosten der Kapazitätsvorhaltung den negativen Erlösen einer preisunabhängigen Vermarktung am Produktmarkt entsprechen. Wie oben aufgezeigt, können sich im Marktprämienmodell jedoch nur in extremen Niedrigpreisphasen negative Erlöse ergeben, weil die Marktprämie ansonsten stets die geringeren Erlöse gegenüber dem Einspeisevergütungssatz ausgleicht. Den Betreibern regenerativer Stromerzeugungsanlagen entstehen somit durch die Vorhaltung negativer Regelleistung im Allgemeinen keine Opportunitätskosten, weshalb sie einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber konventionellen Stromanbietern haben und die Einnahmen aus den Leistungspreisgeboten vollständig als Gewinn verbu-

¹²⁴ Vgl. Maurer (2011): S. 6ff. Bei der Bundesnetzagentur ist derzeit allerdings ein Verfahren zur Teilnahme von regenerativen Stromerzeugungskapazitäten am Regelleistungsmarkt anhängig (BK6-10-233), so dass in Zukunft weitere Entwicklungen in diesem Bereich möglich sind.

chen können. In Situationen, in denen das Grenzleistungspreisgebot durch konventionelle Regelleistungsanbieter determiniert wird und von den regenerativen Regelleistungsanbietern zumindest näherungsweise antizipiert werden kann, führt die Vermarktung an den Märkten für negative Sekundär- und Tertiärregelleistung somit stets zu zusätzlichen Erlösen. *Ceteris paribus* ergeben sich dadurch auch volkswirtschaftliche Effizienzgewinne, weil die Ausgaben für die Vorhaltung negativer Regelleistung sinken.

Bei positiver Regelleistung entsprechen die Kosten der Kapazitätsvorhaltung den entgangenen Erlösen einer alternativen Vermarktung der entsprechenden Kapazitäten am Produktmarkt. Solange der Produktmarktpreis unterhalb des Einspeisevergütungssatzes liegt, erhalten die Betreiber der regenerativen Stromerzeugungsanlagen neben den Markterlösen zusätzlich die Marktprämie. In diesen Situationen haben sie somit stets höhere Opportunitätskosten als die konkurrierenden konventionellen Regelleistungsanbieter. Ein Potential für zusätzliche Erlöse ergibt sich deshalb nur, wenn der Produktmarktpreis den Einspeisevergütungssatz der jeweiligen Anlage übertrifft. Die Einspeisevergütungssätze für Biogas- und Biomasseanlagen liegen allerdings weit oberhalb der derzeitigen Produktmarktpreise, so dass eine Vermarktung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten an den Märkten für positive Sekundär- und Tertiärregelleistung für die Anlagenbetreiber nicht sinnvoll ist.

Bezüglich der Vermarktungskosten haben die Anlagenbetreiber im Marktprämienmodell den Anreiz, die Transaktionskosten zu minimieren, weil sie auf diese Weise einen Teil der energieträgerspezifischen Prämie als zusätzliche Erlöse verbuchen können. Da allerdings stets die Option zur Rückkehr in das System der Einspeisevergütungen besteht, müssen die Übertragungsnetzbetreiber das Personal und die Infrastruktur für die Vermarktungstätigkeit weiterhin vorhalten. Effizienzgewinne sind somit nur bei den Grenzkosten der Vermarktungstätigkeit möglich, die Fixkosten werden dagegen durch den Aufbau von Doppelstrukturen vervielfacht. Das

Marktprämienmodell kann deshalb letztlich sogar zu einer Erhöhung der Transaktionskosten der Vermarktungstätigkeit führen.

Für den Profilservice ergibt sich ein ähnliches Ergebnis. Die Anlagenbetreiber haben im Marktprämienmodell zwar den Anreiz, das Fahrplanerfüllungsrisiko ihrer Anlagen zu minimieren und effizient abzusichern, indem sie beispielsweise ihre Anlage mit anderen Anlagen, die ein zumindest teilweise konträres Ausfallrisikoprofil aufweisen, in einem Bilanzkreis zusammenschließen. Dies führt jedoch nur dann eindeutig zu Effizienzgewinnen, wenn alle regenerativen Stromerzeugungskapazitäten eigenverantwortlich vermarktet werden. Verbleibt dagegen ein Teil der Anlagen im System der Einspeisevergütungen, wird deren Fahrplanerfüllungsrisiko weiterhin über die EEG-Umlage sozialisiert. Aufgrund der geringeren Anzahl der Anlagen sinken dabei jedoch die Skaleneffekte, so dass die anteiligen Absicherungskosten für Anlagen, die im System der Einspeisevergütungen bleiben, steigen.

Bereich	Marktprämienmodell
Wohlfahrtsverluste	0
Preisrisiken	0
Alternative Vermarktungsoptionen	
▪ Grünstrom	0
▪ Regelleistung	+
Transaktionskosten	+/-
Profilservice	+/-

Tabelle 4.6: *Effizienzwirkung des Marktprämienmodells*

Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 4.6 sind die Ergebnisse der Analyse zusammengefasst. Mit dem Marktprämienmodell können somit allenfalls ein Teil der potentiellen Effizienzgewinne der Direktvermarktung realisiert werden. Da in einigen Bereichen allerdings auch Effizienzverluste möglich sind, ist der Nettowohlfahrtseffekt unbestimmt. Problematisch sind im Wesentlichen drei Ausgestaltungsmerkmale des Marktprämienmodells: Die Methodik zur

Bestimmung der Marktprämie führt zu Fehlanreizen in Bezug auf die bedarfsgerechte Einspeisung und, weil die Marktprämie nicht negativ werden kann, zu Mitnahmeeffekten. Das Verbot, den Strom explizit als Grünstrom verkaufen zu können, führt dazu, dass ein Teil des Erlöspotentials der regenerativen Stromerzeugung nicht ausgeschöpft wird. Der Optionscharakter des Marktprämienmodells führt schließlich zu ineffizienten Doppelstrukturen, da die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin personell und strukturell in der Lage sein müssen, die Vermarktung durchzuführen.

Grünstromvermarktung

Bei dieser Form der optionalen Direktvermarktung gibt es keine direkte Förderung. Anlagenbetreiber, die sich in der Grünstromvermarktung befinden, werden ihren Strom somit immer nur dann einspeisen, wenn der erzielte Preis oberhalb ihrer Grenzkosten liegt, wodurch die Wohlfahrtsverluste theoretisch vollständig vermieden werden könnten. Der Wechsel in die Grünstromvermarktung ist aus Sicht der Anlagenbetreiber allerdings nur dann sinnvoll, wenn sie höhere Erlöse als im System der Einspeisevergütungen erzielen können. Der erzielte Preis muss somit mindestens dem Einspeisevergütungssatz entsprechen, der wiederum über den Grenzkosten liegt. In Phasen, in denen es aufgrund niedriger Preise zu Wohlfahrtsverlusten kommen kann, werden sich die Anlagenbetreiber somit nicht in der Grünstromvermarktung befinden, weshalb sich keine positiven Effekte bezüglich der Wohlfahrtsverluste ergeben können.

Da die Betreiber je nach Preisverlauf zwischen Einspeisevergütung und Grünstromvermarktung wechseln können, ist das Risiko der allgemeinen Preisentwicklung grundsätzlich sozialisiert. In diesem Bereich sind somit keine Effizienzgewinne zu erwarten. Von den Chancen der allgemeinen Preisentwicklung können die Anlagenbetreiber dagegen vollständig profitieren. Die Option zum Wechsel in die Grünstromvermarktung ist zudem kostenlos, so dass die EEG-umlagepflichtigen Verbraucher für die Übernahme des allgemeinen Preisrisikos nicht entschädigt werden und sich Mitnahmeeffekte ergeben.

Effizienzgewinne werden allerdings durch die explizite Vermarktung der Stromproduktion als Grünstrom erzielt. So können die Anlagenbetreiber einerseits ihren Strom an Konsumentengruppen verkaufen, die eine Zahlungsbereitschaft für einen hohen bilanziellen Anteil regenerativ erzeugten Stroms an ihrer Stromlieferung haben, und auf diese Weise höhere Erlöse als am Spotmarkt der EPEX Spot erzielen. Darüber hinaus können die Anlagenbetreiber auch durch einen Verkauf ihrer Stromproduktion an Stromversorgungsunternehmen wie beispielsweise Stadtwerke höhere Erlöse erzielen, wenn diese Unternehmen das Grünstromprivileg in Anspruch nehmen möchten und dadurch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Grünstrom haben. Das Grünstromprivileg schafft somit einen zusätzlichen Anreiz, in die Grünstromvermarktung zu wechseln. Auch wenn die mit der Grünstromvermarktung verbundenen Vorteile so in höherem Maße realisiert werden können, muss die Effizienz dieses indirekten Förderinstruments grundsätzlich in Frage gestellt werden, da sich die Höhe der indirekten Förderung nicht an der Höhe der Effizienzgewinne der Grünstromvermarktung bemisst.¹²⁵

Die Vermarktung am Regelleistungsmarkt bietet bei der Grünstromvermarktung nur geringe Potentiale für zusätzliche Erlöse. Die potentiellen Mindererlöse durch die Vorhaltung negativer Regelleistung werden nicht durch eine zusätzliche Zahlung ausgeglichen, so dass bei einer entsprechenden Vermarktung der Stromerzeugungskapazitäten Opportunitätskosten berücksichtigt werden müssen.

In Bezug auf die Transaktionskosten und den Profilservice treffen die Ergebnisse aus der Analyse des Marktprämienmodells auch für die Grünstromvermarktung zu. Es sind somit zwar grundsätzlich Effizienzgewinne möglich, durch den Optionscharakter können sich allerdings auch Effizienzverluste ergeben.

¹²⁵ Vgl. hierfür Andor et al. (2011): 22f.

Bereich	Grünstromvermarktung
Wohlfahrtsverluste	0
Preisrisiken	0
Alternative Vermarktungsoptionen	
▪ Grünstrom	+
▪ Regelleistung	0
Transaktionskosten	+/-
Profilservice	+/-

Tabelle 4.7: *Effizienzwirkung der Grünstromvermarktung*

Quelle: Eigene Darstellung

Zusammenfassend ist der Nettowohlfahrtseffekt bei der Grünstromvermarktung unbestimmt, weil – wie Tabelle 4.7 zeigt – die potentiellen Effizienzgewinne der Direktvermarktung nur teilweise realisiert werden und in einigen Bereichen auch Effizienzverluste möglich sind. Da die Anlagenbetreiber die Option zum Wechsel in die Grünstromvermarktung kostenlos ausüben können, ergibt sich darüber hinaus eine Ungleichverteilung der Chancen und Risiken der allgemeinen Preisentwicklung, die die EEG-umlagepflichtigen Verbraucher einseitig belastet.

4.1.4 POLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

Der wesentliche Konstruktionsfehler des EEG beginnt bereits bei der Zieldefinition. Die Analyse der Fördergründe in Kapitel 4.1.1 zeigt, dass sich nur aus dem Bau der regenerativen Anlagenkapazität positive externe Effekte ergeben, nicht aber aus der regenerativen Stromerzeugung selbst. Anstelle des in § 1 Absatz 2 EEG 2012 festgeschriebenen regenerativen Anteils an der gesamten Stromerzeugung müssen deshalb für alle regenerativen Stromerzeugungstechnologien, bei denen *spillover*-Effekte eine wohlfahrtsoptimale Realisierung der Lernkurven verhindern, individuelle Kapazitätsmengen als Ziel vorgegeben werden.¹²⁶

¹²⁶ Um die Gefahr künstlicher Überkapazitäten im Anlagenbau gering zu halten, und die in Kapitel 3.4.3 geforderte Verlässlichkeit der politischen Rahmenbedingungen zu gewährleisten, sollten diese Kapazitätsmengen zudem anteilig auf Kalenderjahre aufgeteilt werden.

Da das Marktversagen somit nicht darin besteht, dass regenerativer Strom in zu geringem Maße konsumiert wird, sondern darin, dass zu wenig regenerative Anlagenkapazität produziert wird, gibt es auch keine Legitimation für einen Einspeisevorrang oder eine produktionsabhängige Einspeisevergütung. Die Förderung der regenerativen Stromproduktion führt zwar indirekt auch zu einer Erhöhung der Anlagenkapazität, gleichzeitig kann sich dadurch aber auch ein zu hoher Konsum regenerativen Stroms ergeben, so dass es zu den mithilfe des Produktmarktmodells aufgezeigten Wohlfahrtsverlusten kommt. Um diese Ineffizienzen zu vermeiden, muss das Fördersystem grundlegend überarbeitet werden.

Für Neuanlagen sollte das System der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang künftig durch ein Kapazitätsfördersystem ersetzt werden. Auf diese Weise vermarkten die Anlagenbetreiber ihre Stromproduktion von Beginn an eigenverantwortlich, so dass neben der Vermeidung der Wohlfahrtsverluste einer nicht bedarfsgerechten Einspeisung letztlich auch alle weiteren potentiellen Effizienzgewinne der Direktvermarktung realisiert werden können. Theoretisch kann dieses Ergebnis auch durch eine Subventionierung der Anlagenhersteller erreicht werden. Die Förderung der Anlagenbetreiber hat allerdings den Vorteil, dass hier effiziente Anreize zur Standortwahl integriert werden können, so dass die in Kapitel 3.3.3 aufgezeigte Problematik auch bei regenerativen Stromerzeugungskapazitäten berücksichtigt werden kann. Dazu muss bei der Bemessung der Höhe einer Kapazitätsförderprämie beziehungsweise bei der Auswahl eines Gebotes im Rahmen einer Kapazitätsausschreibung auch die jeweilige Netzanschlusszone einbezogen werden, so dass letztlich die Gesamtkosten aus Kapazitätsausbaukosten und Netzausbaukosten minimiert werden.

Für Bestandsanlagen würde die dargestellte Transformation des bisherigen Fördersystems bedeuten, dass die Anlagenbetreiber aus dem Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang herausgekauft werden müssten. Auch wenn dies der einzige Weg ist, alle potentiellen Effizienzgewinne zu realisieren, werden dadurch gleichzeitig hohe Transaktionskos-

ten verursacht. So müsste für jede Anlage ein individueller Restförderwert geschätzt und durchgesetzt werden, der der Differenz der zukünftigen Einnahmen aus der Einspeisevergütung abzüglich der zukünftigen Einnahmen aus der Stromvermarktung entspricht. Ein pragmatischer Ansatz könnte deshalb darin liegen, für Bestandsanlagen lediglich eine Modifizierung des bisherigen Fördersystems vorzunehmen. Dabei muss insbesondere die Option zum Wechsel zwischen der Direktvermarktung und dem Einspeisevergütungssystem abgeschafft werden, damit keine Doppelstrukturen und Mitnahmeeffekte mehr entstehen. Ein modifiziertes Fördersystem für Bestandsanlagen darf somit nur aus einem, für alle Bestandsanlagen verpflichtenden Förderinstrument bestehen.

Die Analyse in Kapitel 4.1.3.1 hat gezeigt, dass die Wohlfahrtsverluste der nicht bedarfsgerechten Einspeisung auch bei einer Aufhebung des institutionellen Einspeisevorrangs vermieden werden können. Dazu muss den Übertragungsnetzbetreibern die Vorgabe gesetzt werden, Vermarktungsgebote in Höhe der Grenzkosten der einzelnen Anlagen in die *day-ahead*-Auktion einzustellen, und auch die untertägigen Prognoseabweichungen nur zu Preisen zu vermarkten, die mindestens den Grenzkosten der Anlagen entsprechen. Die Informationen zu den Grenzkosten der einzelnen Stromerzeugungstechnologien müssten im Wesentlichen bekannt sein, da sie auch zur Bemessung der Einspeisevergütungssätze benötigt werden.¹²⁷ Um die Anlagenbetreiber durch diese Regelung nicht schlechter zu stellen, müssen sie auch im Falle einer Abregelung die Einspeisevergütung für die potentiell mögliche Produktion abzüglich der eingesparten Grenzkosten erhalten.¹²⁸ Ein derartiges Fördersystem mit Einspeisevergütungen ohne institutionellen Vorrang kann somit eine wohlfahrtsoptimale Stromproduktion der Bestandsanlagen gewährleisten.

¹²⁷ Zudem liegen Informationen aus den freiwilligen Abregelungsvereinbarungen nach § 8 Absatz 3 EEG 2012 vor. Vgl. hierzu Brunekreeft et al. (2011): S. 3735f.

¹²⁸ Um einen Missbrauch dieser Regelung zu vermeiden, muss über unangekündigte Testabrufe überprüft werden, dass die jeweiligen Anlagen auch tatsächlich produktionsbereit sind.

Problematisch verbleiben jedoch die übrigen in Kapitel 4.1.3.2 diskutierten Ineffizienzen der bisherigen Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die regulatorische Notwendigkeit, der Vermarktungstätigkeit der Übertragungsnetzbetreiber enge Grenzen zu setzen, besteht weiterhin, so dass sich bei der Absicherung des Preisrisikos weiterhin Ineffizienzen ergeben. Auch bei den Transaktionskosten der Vermarktungstätigkeit und dem Profilservice werden sich die Ineffizienzen nicht vollständig vermeiden lassen.¹²⁹ Eine Vermarktung der regenerativen Stromerzeugungskapazitäten am Regelleistungsmarkt würde schließlich bedeuten, dass die Übertragungsnetzbetreiber hier gleichzeitig als Anbieter und Nachfrager agieren, was aus regulatorischer Sicht ebenfalls nicht zulässig ist.

Das Erlöspotential ließe sich allerdings steigern, wenn der Grünstromwert der regenerativen Stromerzeugung genutzt wird. Dazu könnte beispielsweise im Anschluss an die Vermarktung der regenerativen Stromproduktion am *day-ahead*-Markt eine weitere Auktion stattfinden, bei der die Übertragungsnetzbetreiber Grünstromzertifikate in Höhe der vermarkteten regenerativen Strommenge versteigern. Wenn den Stromversorgungsunternehmen gestattet wird, Grünstromtarife auf Basis dieser Zertifikate anzubieten, werden sie bei einer adäquaten Ausgestaltung der Auktion Gebote in Höhe der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft ihrer Kunden für eine regenerative Stromproduktion abgeben. Auf diese Weise könnten die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Erlöse für das EEG-Konto generieren, wodurch die EEG-Umlage verringert werden kann. Eine indirekte Förderung wie das Grünstromprivileg sollte es dabei allerdings nicht mehr geben, so dass die Stromversorgungsunternehmen verpflichtet sind, auch für den Stromabsatz im Rahmen der Grünstromtarife die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten.

¹²⁹ So könnte zwar das bisherige Anreizsystem nach § 7 AusglMechAV verbessert werden, aufgrund von Informationsasymmetrien, Transaktionskosten sowie politischen und administrativen Friktionen sind der regulatorischen Effizienz in der praktischen Umsetzung allerdings stets Grenzen gesetzt. Vgl. hierfür Laffont/Tirole (1993): S. 1ff.

Zusammenfassend können mit dem skizzierten System der Einspeisevergütungen ohne institutionellen Vorrang, aber mit einer Vermarktung von Grünstromzertifikaten somit zumindest ein Teil der potentiellen Effizienzgewinne gegenüber der bisherigen Fördersystematik realisiert. Bei den Transaktionskosten und der Absicherung von Preis- und Fahrplanerfüllungsrisiken ergeben sich weiterhin Ineffizienzen. Darüber hinaus bleiben potentielle Erlöspotentiale einer Vermarktung am Regelleistungsmarkt ungenutzt.

Eine alternative Möglichkeit zur Modifizierung des Fördersystems für Bestandsanlagen besteht darin, ein verpflichtendes Marktprämienmodell einzuführen und das Einspeisevergütungssystem mit institutionellem Vorrang somit gänzlich abzuschaffen. Dadurch müssen die Übertragungsnetzbetreiber keine Vermarktungstätigkeit mehr übernehmen und sind somit nur noch für die Abwicklung des Marktprämienmodells und die Erhebung der EEG-Umlage zuständig. Das verpflichtende Marktprämienmodell kann sich grundsätzlich am derzeit existierenden optionalen Marktprämienmodell orientieren und auf diese Weise dessen positive Effekte adaptieren. Aufgrund der in Kapitel 4.1.3.2 aufgezeigten Schwächen in der derzeitigen Ausgestaltung sollten jedoch auch einige Veränderungen vorgenommen werden. So muss die Methodik zur Berechnung der Marktprämie korrigiert werden, damit die Anlagenbetreiber durch die geringere Einspeisung in Niedrigpreisphasen nicht schlechter gestellt werden. Da das Risiko der allgemeinen Preisentwicklung durch die Zahlung der Marktprämie sozialisiert wird, muss zudem festgelegt werden, dass die Marktprämie auch negativ werden kann. Auf diese Weise werden auch die Chancen der allgemeinen Preisentwicklung sozialisiert, so dass sich eine Gleichverteilung der Risiken und Chancen ergibt. Um das Erlöspotential der regenerativen Stromerzeugung vollständig auszunutzen, sollte den Anlagenbetreibern darüber hinaus neben der Vermarktung an den Regelleistungsmärkten auch die explizite Vermarktung als Grünstrom gestattet werden. Ein Grünstromprivileg sollte es dabei allerdings nicht geben.

Bereich	ESV ohne Vorrang	Verpflichtendes Marktprämienmodell
Wohlfahrtsverluste	+	o/+
Preisrisiken	o	o
Alternative Vermarktungsoptionen		
▪ Grünstrom	+	+
▪ Regelleistung	o	+
Transaktionskosten	o	+
Profilservice	o	+

Tabelle 4.8: Die Effizienzwirkung alternativer Fördersysteme für EEG-Bestandsanlagen

Quelle: Eigene Darstellung

In Tabelle 4.8 sind die Effizienzwirkungen der skizzierten Alternativen zur Modifizierung des Fördersystems für Bestandsanlagen zusammengefasst. Das verpflichtende Marktprämienmodell kann zur vollständigen Realisierung der Effizienzgewinne in den Bereichen Vermarktungsoptionen, Transaktionskosten und Profilservice führen. Dafür können die Wohlfahrtsverluste der nicht bedarfsgerechten Einspeisung nur in ihrer maximalen Ausprägung begrenzt, nicht aber vollständig vermieden werden. Hier liegt die Stärke des Einspeisevergütungssystems ohne institutionellen Vorrang. Die Abwägung zwischen den beiden Alternativen muss sich somit daran orientieren, ob die verbleibenden Wohlfahrtsverluste der nicht bedarfsgerechten Einspeisung beim verpflichtenden Marktprämienmodell höher oder niedriger als die zusätzlichen Effizienzgewinne in den anderen Bereichen sind.

4.2 DER ATOMAUSSTIEG

Der Atomausstieg aus dem Jahr 2002 kennzeichnet einen Wendepunkt in der seit Jahrzehnten andauernden gesellschaftlichen Debatte bezüglich der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung. Durch die Vergabe begrenzter Produktionsberechtigungen in Form von Reststrommengen sollten die Atomkraftwerke, die zu diesem Zeitpunkt noch einen Anteil von 28,1 Prozent an der Bruttostromerzeugung in Deutschland hatten, schrittweise stillgelegt werden.¹³⁰ Diese grundlegende Systematik des Atomausstiegs hat sich auch durch die Laufzeitverlängerung von 2010 und die Rücknahme der Laufzeitverlängerung von 2011 nicht verändert. Im Rahmen der folgenden Analyse wird aufgezeigt, dass die mengenmäßige Beschränkung der Atomstromproduktion zu einer maßgeblichen Veränderung des Angebotskalküls der Atomkraftwerksbetreiber führt, woraus letztlich Ineffizienzen resultieren. Dafür wird in Kapitel 4.2.1 zunächst die ökonomische Legitimationsbasis für einen staatlichen Lenkungseingriff bezüglich der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung herausgearbeitet. Die konkrete Ausgestaltung des Markteingriffs wird in Kapitel 4.2.2 erläutert. In Kapitel 4.2.3 werden die Auswirkungen der Reststrommengenregulierung auf das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber mithilfe einer analytischen Erweiterung des ressourcenökonomischen Grundlagenmodells aufgezeigt. Zudem wird eine numerische Anwendung des Modells mithilfe einer empirischen Datenbasis vorgenommen. Auf Basis dieser Ergebnisse werden in Kapitel 4.2.4 schließlich Handlungsempfehlungen entwickelt, durch die die aufgezeigten Ineffizienzen vermieden werden können.

4.2.1 POLITISCHE ZIELE UND ÖKONOMISCHE LEGITIMATION

Die politische Zielsetzung des Markteingriffs bezüglich der Stromerzeugung aus Kernenergie hat sich im Zeitablauf fundamental gewandelt. So bestand der Zweck des am 23. Dezember 1959 eingeführten Atomgesetzes (AtG) nach § 1 Absatz 1 darin, die Nutzung der Kernenergie zu fördern, um

¹³⁰ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2011): S. 1.

die internationale Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie zu stärken und Arbeitsplätze zu sichern.¹³¹ Durch die neunte Novelle des AtG, die am 22. April 2002 in Kraft trat, wurde dieser Passus geändert. Seitdem besteht das von der Politik anvisierte Ziel laut § 1 Absatz 1 AtG darin, die gewerbliche Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung geordnet zu beenden. Auf diese Weise sollen die Risiken, die sich aus dem Betrieb der Kernkraftwerke und der Entsorgung der Brennelemente sowie der radioaktiv verseuchten Betriebsmittel ergeben, zumindest langfristig vermieden werden.¹³²

Aus ökonomischer Sicht ist die Förderung oder Beschränkung der Nutzung einer Stromerzeugungstechnologie nur dann zulässig, wenn dadurch Marktversagenstatbestände effizient beseitigt werden. Die industriepolitisch motivierten Argumente der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie und der Sicherung von Arbeitsplätzen können deshalb nicht zur Legitimation des Markteingriffs dienen. Empirische Studien zeigen allerdings, dass es im Bereich des atomaren Anlagenbaus zu Lernkurveneffekten kommt, von deren Nutzung andere Marktteilnehmer nicht ausgeschlossen werden können.¹³³ Die Kosten für den Bau eines Atomkraftwerks sind somit von der Anzahl der insgesamt in früheren Perioden gebauten Atomkraftwerke des gleichen Typs abhängig. Aufgrund dieser *spillover*-Effekte könnten sich somit im Bereich des Anlagenbaus positive externe Effekte ergeben. Wie bereits in Kapitel 4.1.1 erläutert, gilt dies allerdings nur, wenn sich aus der Realisierung der Lernkurveneffekte tatsächlich eine Wohlfahrtssteigerung ergibt. Dazu muss die Weiterentwicklung der atomaren Stromerzeugung ein höheres langfristiges Kosten-Nutzen-Potential als alternative Innovationen im Bereich der Stromerzeugung aufweisen.

¹³¹ Eine ausführliche Erläuterung der politischen Beweggründe enthält der entsprechende Gesetzentwurf. Vgl. hierfür Deutscher Bundestag (1958): S. 14f und 34f.

¹³² Vgl. Deutscher Bundestag (2001): S. 13ff.

¹³³ Vgl. z.B. Zimmerman (1982).

In dieser Kosten-Nutzen-Abwägung müssen neben den Kapital- und Betriebskosten auch alle Folgekosten des atomaren Anlagenbaus und der atomaren Stromerzeugung berücksichtigt werden. Dies betrifft vor allem das Risiko einer Kernschmelze, weil sich je nach Ausmaß der zusätzlichen Strahlenexposition schwere gesundheitliche Schäden für die Betroffenen ergeben können.¹³⁴ Aufgrund der zum Teil sehr langen Halbwertszeit der radioaktiven Substanzen können die bei einem Strahlenunfall kontaminierten Gebiete darüber hinaus für einen langen Zeitraum weder bewohnt noch bewirtschaftet werden. Ein weiterer bedeutender Kostenfaktor stellt die Entsorgung der abgebrannten Brennstäbe sowie der radioaktiv verseuchten Betriebsmittel dar. Die langen Halbwertszeiten führen dazu, dass die sichere Lagerung der radioaktiven Abfälle je nach Inhaltsstoffen zum Teil für extrem lange Zeiträume gewährleistet sein muss, um einen späteren Austritt von Strahlung und die daraus resultierenden Schäden zu vermeiden.

Die Folgekosten des atomaren Anlagenbaus und der atomaren Stromerzeugung sind allerdings nicht nur bei der Abwägung, ob sich beim atomaren Anlagenbau positive externe Effekte ergeben könnten, von Bedeutung. Aus ökonomischer Sicht ist eine effiziente atomare Stromerzeugung nur dann gewährleistet, wenn die Atomkraftwerksbetreiber neben den Brennstoffkosten auch die Folgekosten der atomaren Stromerzeugung in ihrer Angebotsentscheidung berücksichtigen.

Die Anlagenbetreiber müssten somit verpflichtet werden, sich vollständig gegen das Risiko einer Kernschmelze abzusichern, damit die Risikokosten in Form der zu zahlenden Risikoprämie internalisiert werden. Das abzuschließende Risiko ergibt sich dabei aus der Multiplikation der Eintrittswahrscheinlichkeit einer Kernschmelze und dem Erwartungswert des resultierenden Schadens. Problematisch ist jedoch, dass sich die Folgekosten einer Kernschmelze nur schwer abschätzen lassen, weil das Ausmaß eines Strahlenunfalls von Zufallsfaktoren wie beispielsweise der Windrichtung und der Windstärke zum Zeitpunkt der Kernschmelze abhängt und

¹³⁴ Vgl. z.B. Baverstock/Williams (2006): S. 1312ff und Rojavin et al. (2011): S. 260ff.

sich ein Großteil der resultierenden Schäden nur eingeschränkt monetarisieren lässt. Da eine privatwirtschaftliche Versicherbarkeit von Risiken zudem nur bis zu einer begrenzten Höhe möglich ist, wird ein Teil der Risiken eines Strahlungsausstritts zwangsläufig sozialisiert.¹³⁵ In diesem Bereich ergibt sich somit ein möglicher negativer externer Effekt, der einen Markteingriff zulasten der atomaren Stromerzeugung rechtfertigt.

Im Bereich der Endlagerung des von den Atomkraftwerksbetreibern verursachten radioaktiv verseuchten Abfalls ergibt sich ein ähnliches Ergebnis. Auch hier müssten die Atomkraftwerksbetreiber verpflichtet werden, die Schäden potentieller Strahlenunfälle vollständig zu versichern. Zudem müssten sie die Kosten für die Endlagerung tragen. Da die sichere Endlagerung allerdings über einen extrem langen Zeitraum gewährleistet sein muss, lassen sich die zukünftigen Kosten nur eingeschränkt über Rückstellungen absichern, weshalb auch hier zwangsläufig ein Teil der Kosten sozialisiert wird.¹³⁶ Auch im Bereich der Endlagerung kommt es somit zu negativen Externalitäten, die einen Markteingriff zulasten der atomaren Stromerzeugung legitimieren.

Zusammenfassend lässt sich aus ökonomischer Sicht zumindest ein Markteingriff zulasten der atomaren Stromerzeugung legitimieren, da ansonsten nicht alle relevanten Kosten der Stromproduktion von den Atomkraftwerksbetreibern bei der Angebotsentscheidung berücksichtigt werden und es in der Folge zu allokativen Ineffizienzen im Strommarkt kommen kann. Die Höhe der negativen externen Effekte lässt sich aufgrund der Probleme bei der Abschätzung der Folgekosten der atomaren Stromerzeugung jedoch nicht eindeutig bestimmen. Das Ausmaß des Markteingriffs muss deshalb letztlich auf Basis einer politischen Abwägung festgelegt werden.¹³⁷

¹³⁵ Vgl. Ströbele et al. (2010): S. 189.

¹³⁶ Dies gilt vor allem für hochradioaktive Abfälle, da für diese Form des radioaktiven Abfalls bislang kein Endlager existiert und es somit bislang keine Erfahrungswerte für die anzusetzenden Kosten gibt.

¹³⁷ Vgl. Ströbele et al. (2010): S. 190.

Ob auch ein Markteingriff zugunsten des atomaren Anlagenbaus gerechtfertigt ist, hängt ebenfalls von einer politischen Abwägung der Folgekosten der atomaren Stromerzeugung und des atomaren Anlagenbaus ab. Zudem muss abgewogen werden, ob sich durch vergleichbare Weiterentwicklungen alternativer Stromerzeugungstechnologien langfristig höhere Nutzen-Kosten-Potentiale ergeben können. Nur wenn dies nicht der Fall ist, führt eine Realisierung potentieller, aufgrund von *spillover*-Effekten jedoch nicht privatwirtschaftlich erzielbarer Lernkurveneffekte im atomaren Anlagenbau zu Wohlfahrtsgewinnen.

4.2.2 AUSGESTALTUNG DES MARKTEINGRIFFS

Indirekte Förderung

Wie in Kapitel 4.2.1 erläutert, bestand der Zweck der Atomgesetzgebung zunächst in der Förderung der Nutzung der Kernenergie. Dabei wurde allerdings kein direktes Förderinstrument zugunsten der atomaren Stromerzeugung umgesetzt. Die Förderung bestand vielmehr aus einer bewussten Vernachlässigung der negativen externen Effekte im Bereich der Versicherung von Strahlenunfällen und der Endlagerung von radioaktiv verseuchten Abfällen.

So legte das erste AtG von 1959 die Höchstsumme, bis zu der die Atomkraftwerksbetreiber für Schäden von Strahlenunfällen haften mussten, auf 500 Millionen DM fest.¹³⁸ Diese Haftungshöchstgrenze wurde zwar mittlerweile zumindest für Strahlenunfälle, die von den Atomkraftwerksbetreibern selbst verschuldet werden, aufgehoben, die indirekte Subventionierung der atomaren Stromerzeugung besteht allerdings weiterhin, weil die Betreiber lediglich eine Deckungsvorsorge für einen Schaden von 2,5 Milliarden € vorweisen müssen. Die Versicherungspflicht ist somit eingeschränkt, weshalb die Atomkraftwerksbetreiber bei ihrer Angebotsentscheidung nur einen Teil des Risikos von Strahlenunfällen berücksichtigen müssen. Für Strahlenunfälle, die aus schweren Naturkatastrophen

¹³⁸ Vgl. Deutscher Bundestag (1958): S. 9 und 34ff.

oder Kriegen resultieren, besteht darüber hinaus eine Haftungshöchstgrenze in Höhe der Deckungsvorsorge.¹³⁹

Die Kosten und Risiken der Endlagerung wurden im ersten AtG von 1959 ebenfalls nur eingeschränkt auf die Betreiber der Kernkraftwerke umgelegt.¹⁴⁰ Mittlerweile müssen die Betreiber zwar Rückstellungen für die Kosten des Anlagenrückbaus und der Endlagerung bilden, aufgrund der in Kapitel 4.2.1 erläuterten Probleme bei der Abschätzung der Kosten ist jedoch unklar, ob diese Rückstellungen den tatsächlichen Kosten entsprechen.

Befristung der Kernenergienutzung

Das wesentliche Merkmal des am 22. April 2002 in Kraft getretenen Atomausstiegs bestand darin, die Stromerzeugung aus Kernenergie durch die Ausgabe von limitierten Produktionsrechten nicht zeitlich, sondern mengenmäßig zu begrenzen. Entsprechend einer Vereinbarung zwischen der damaligen Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen, die zu diesem Zeitpunkt Atomkraftwerke betrieben, wurde jedes Atomkraftwerk mit einer individuellen, noch produzierbaren Reststrommenge ausgestattet.

Die Berechnung der individuellen Reststrommenge erfolgte in mehreren Schritten. Zunächst wurde festgelegt, dass jedem Atomkraftwerk eine Regellaufzeit von 32 Kalenderjahren zugestanden wird. Darauf aufbauend wurde für jedes Kraftwerk eine rechnerische Restlaufzeit bestimmt, indem die Differenz aus der Regellaufzeit und des Zeitraums von der gewerblichen Inbetriebnahme des entsprechenden Atomkraftwerks bis zum 01.01.2000 berechnet wurde. Zudem wurde eine nominelle kalenderjährliche Stromproduktion festgelegt, die dem mit 1,055 multiplizierten Durchschnitt der fünf höchsten Kalenderjahresproduktionen des jeweiligen

¹³⁹ Je nach juristischer Auslegung des Begriffes „schwere Naturkatastrophe“ wäre die Haftung der deutschen Atomkraftwerksbetreiber bei einem vergleichbaren Störfall wie in Fukushima somit auf 2,5 Milliarden Euro beschränkt.

¹⁴⁰ Vgl. Deutscher Bundestag (1958): S. 28f.

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

Atomkraftwerks zwischen 1990 und 1999 entsprach. Die Reststrommenge ergab sich schließlich aus dem Produkt der rechnerischen Restlaufzeit und der nominellen kalenderjährlichen Stromerzeugung.¹⁴¹ In Tabelle 4.9 sind die individuellen Reststrommengen der einzelnen Atomkraftwerke aufgeführt.

Kernkraftwerk	Inbetriebnahme	Reststrommenge (TWh) ab dem 01.01.2000
Obrigheim	01.04.1969	8,70
Stade	19.05.1972	23,18
Biblis A	26.02.1975	62,00
Neckarwestheim 1	01.12.1976	57,35
Biblis B	31.01.1977	81,46
Brunsbüttel	09.02.1977	47,67
Isar 1	21.03.1979	78,35
Unterweser	06.09.1979	117,98
Philippsburg 1	26.03.1980	87,14
Grafenrheinfeld	17.06.1982	150,03
Krümmel	28.03.1984	158,22
Grundremmingen B	19.07.1984	160,92
Grundremmingen C	18.01.1985	168,35
Grohnde	01.02.1985	200,90
Philippsburg 2	18.04.1985	198,61
Brokdorf	22.12.1986	217,88
Isar 2	09.04.1988	231,21
Emsland	20.08.1988	230,07
Neckarwestheim 2	15.04.1989	236,04

Tabelle 4.9: *Der Atomausstieg nach dem AtG 2002*

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des AtG 2002

¹⁴¹ Für das bereits kurz nach der Inbetriebnahme aufgrund von baurechtlichen Problemen stillgelegte Atomkraftwerk Mühlheim-Kärlich erhielt der Betreiber RWE zudem Produktionsrechte in Höhe von 107,25 TWh, die auf andere Atomkraftwerke übertragen werden können.

Eine Verpflichtung, die individuellen Reststrommengen auch tatsächlich in den jeweiligen Atomkraftwerken zu produzieren, gab es nicht. Vielmehr konnten die Reststrommengen grundsätzlich zwischen den Atomkraftwerken übertragen werden.¹⁴² Sobald ein Atomkraftwerk allerdings keine Reststrommengen mehr besaß, erlosch die Betriebsgenehmigung, so dass das entsprechende Atomkraftwerk vom Netz genommen werden musste.

Die Laufzeitverlängerung

Mit der am 28. September 2010 beschlossenen elften Novelle des AtG wurde eine Laufzeitverlängerung für die Atomkraftwerke umgesetzt. Die grundlegende Systematik des Atomausstiegs wurde allerdings beibehalten, so dass weiterhin keine zeitliche, sondern eine mengenmäßige Befristung der Stromproduktion aus Kernenergie erfolgte.

Dementsprechend erhielten die sich noch in Betrieb befindlichen Kraftwerke zusätzliche Reststrommengen als Äquivalent für die von der Bundesregierung avisierte Verlängerung der Laufzeiten. Atomkraftwerke, die bis einschließlich 1980 ihren Betrieb aufgenommen hatten, erhielten zusätzliche Reststrommengen in Höhe der nominellen Stromerzeugung von acht Kalenderjahren. Wurde das Atomkraftwerk später in Betrieb genommen, bekam es zusätzliche Reststrommengen in Höhe der nominellen Stromerzeugung von vierzehn Kalenderjahren.¹⁴³ Die durchschnittliche Laufzeitverlängerung betrug somit knapp zwölf Kalenderjahre. In Tabelle 4.10 ist die zusätzliche Reststrommengenausstattung für die einzelnen Atomkraftwerke abgetragen.

¹⁴² Eine Übertragung der Produktionsrechte von neueren auf ältere Atomkraftwerke bedarf nach § 7 AtG 2002 jedoch einer Genehmigung durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

¹⁴³ Für die anzurechnenden Betriebsjahre ab 2017 wurde die nominelle Stromerzeugung gegenüber dem ursprünglichen Wert allerdings um fünf Prozent und für anzurechnende Betriebsjahre ab 2022 um zehn Prozent abgesenkt. Vgl. hierfür Deutscher Bundestag (2010b): S. 9.

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

Kernkraftwerk	Inbetriebnahme	Verbliebene	Zusätzliche
		Reststrommenge am 01.01.2010 (in TWh)	Reststrommenge (in TWh)
Obrigheim	01.04.1969	0,00	---
Stade	19.05.1972	0,00	---
Biblis A	26.02.1975	62,00	68,617
Neckarwestheim 1	01.12.1976	57,35	51,000
Biblis B	31.01.1977	81,46	70,663
Brunsbüttel	09.02.1977	47,67	41,038
Isar 1	21.03.1979	78,35	54,984
Unterweser	06.09.1979	117,98	79,104
Philippsburg 1	26.03.1980	87,14	55,826
Grafenrheinfeld	17.06.1982	150,03	135,617
Krümmel	28.03.1984	158,22	124,161
Grundremmingen B	19.07.1984	160,92	125,759
Grundremmingen C	18.01.1985	168,35	126,938
Grohnde	01.02.1985	200,90	150,442
Philippsburg 2	18.04.1985	198,61	146,956
Brokdorf	22.12.1986	217,88	146,347
Isar 2	09.04.1988	231,21	144,704
Emsland	20.08.1988	230,07	142,328
Neckarwestheim 2	15.04.1989	236,04	139,793

Tabelle 4.10: Die Laufzeitverlängerung nach dem AtG 2010

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des AtG 2010

Neben der Laufzeitverlängerung wurde mit dem Kernbrennstoffsteuergesetz auch eine Steuer auf die Nutzung von Brennelementen eingeführt, die für den Zeitraum vom 01. Januar 2011 bis 31. Dezember 2016 gültig ist. Im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung mit den Atomkraftwerksbetreibern wurde darüber hinaus vereinbart, dass ab dem 01. Januar 2017 für jede verkaufte MWh Atomstrom ein Förderbeitrag zugunsten des Klima- und Umweltfonds gezahlt werden muss.¹⁴⁴

¹⁴⁴ Für eine ausführliche Erläuterung und Bewertung des Instruments „Förderbeitrag“ vgl. Andor et al. (2010d): S. 13ff oder, für die juristische Perspektive, Kloepfer/Bruch (2011): S. 379ff.

Die Rücknahme der Laufzeitverlängerung

Mit der dreizehnten Novelle des AtG, die am 06. August 2011 in Kraft trat, wurde als Reaktion auf den Strahlenunfall im Kernkraftwerk von Fukushima im März 2011 eine Rücknahme der Laufzeitverlängerung umgesetzt. Dabei wurde den acht ältesten noch betriebenen Atomkraftwerken die Betriebsgenehmigung entzogen. Die verbleibenden Reststrommengen wurden zudem wieder auf die in der neunten Novelle festgelegten Werte abzüglich der bis dato produzierten Strommengen und etwaigen Übertragungen von Produktionsrechten reduziert.

Die mengenmäßige Befristung der Stromerzeugung aus Kernenergie in Form der Reststrommengen wurde darüber hinaus um eine zeitliche Befristung der Betriebsgenehmigungen ergänzt. Die Reststrommengen können allerdings weiterhin zwischen den Atomkraftwerken übertragen werden. Dies gilt auch für die verbliebenen Reststrommengen der acht zum 06.08.2011 stillgelegten Atomkraftwerke. In Tabelle 4.11 sind die zeitlichen Betriebsbefristungen sowie die am 01. Februar 2011 verbliebenen Reststrommengen abgetragen.

Bezüglich der Kernbrennstoffsteuer gab es durch die Rücknahme der Laufzeitverlängerung keine Veränderungen, weshalb die Nutzung von Brennelementen weiterhin bis Ende 2016 besteuert wird.¹⁴⁵ Der Förderbeitrag zugunsten des Umwelt- und Klimafonds wurde dagegen abgeschafft.¹⁴⁶

¹⁴⁵ Die Finanzgerichte Hamburg und München haben zwei Eilanträgen von e.on und RWE für eine vorläufige Aussetzung der Steuer stattgegeben, weil die Kompetenz des Bundes, eine zusätzliche Verbrauchssteuer einzuführen, umstritten ist. Eine höchstrichterliche Entscheidung zu diesem Sachverhalt steht allerdings noch aus.

¹⁴⁶ Vgl. Deutscher Bundestag (2011b): S. 4.

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

Kernkraftwerk	Inbetriebnahme	Spätestes Betriebsende nach § 7, 1a AtG 2012	Verbliebene Reststrommenge (in TWh)
Obrigheim	01.04.1969	---	---
Stade	19.05.1972	---	---
Biblis A	26.02.1975	06.08.2011	3,467
Biblis B	31.01.1977	06.08.2011	8,550
Brunsbüttel	09.02.1977	06.08.2011	10,999
Isar 1	21.03.1979	06.08.2011	2,932
Krümmel	28.03.1984	06.08.2011	88,245
Neckarwestheim 1 ¹⁴⁷	01.12.1976	06.08.2011	0,000
Philippsburg 1	26.03.1980	06.08.2011	9,226
Unterweser	06.09.1979	06.08.2011	12,607
Grafenrheinfeld	17.06.1982	31.12.2015	40,933
Grundremmingen B	19.07.1984	31.12.2017	49,264
Philippsburg 2	18.04.1985	31.12.2019	79,474
Brokdorf	22.12.1986	31.12.2021	93,047
Grohnde	01.02.1985	31.12.2021	80,647
Grundremmingen C	18.01.1985	31.12.2021	57,557
Emsland	20.08.1988	31.12.2022	108,120
Isar 2	09.04.1988	31.12.2022	103,773
Neckarwestheim 2	15.04.1989	31.12.2022	119,580

Tabelle 4.11: *Der Atomausstieg nach dem AtG 2012*

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des AtG 2012

4.2.3 ANALYSE DES MARKTEINGRIFFS

Analytische Modellierung der grundlegenden Anreizeffekte

Im Folgenden werden die generellen Auswirkungen des Atomausstiegs auf das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber modelltheoretisch analysiert. Um eine Vermischung der politikinduzierten Anreizeffekte mit strategischen Anreizeffekten zu vermeiden, soll dabei stets angenommen

¹⁴⁷ Das Atomkraftwerk Neckarwestheim 1 ist das einzige Atomkraftwerk, das bereits Reststrommengen aus dem Kontingent der Laufzeitverlängerung durch das AtG 2011 verbraucht hatte.

werden, dass alle Marktakteure als gewinnmaximierende Preisnehmer agieren.

Als Referenzfall wird zunächst das Angebotsverhalten für den Fall abgeleitet, dass die Atomkraftwerksbetreiber die von der Politik anvisierte Regellaufzeit RL als feste Zeitvorgabe erhalten hätten. Die Atomkraftwerke, deren technische Restlebensdauer zum Zeitpunkt T endet, dürfen somit ausgehend vom aktuellen Zeitpunkt $t = 0$ nur noch bis zum Zeitpunkt t_{RL} produzieren, wobei $t_{RL} < T$ gilt. Aufgrund der in Kapitel 2.3 erläuterten hohen Inflexibilität der Atomkraftwerke soll angenommen werden, dass die Atomkraftwerksbetreiber ihre Stromproduktion mittels langfristiger Kontrakte auf dem Terminmarkt vermarkten, weshalb nur die statischen Grenzkosten berücksichtigt werden müssen.¹⁴⁸ Die statischen Grenzkosten der Atomkraftwerke sind aufgrund der niedrigeren anteiligen Brennstoffkosten und der fehlenden Internalisierung der in Kapitel 4.2.1 diskutierten negativen externen Effekte geringer als die statischen Grenzkosten der am Terminmarkt konkurrierenden fossilen Kraftwerke. Da die kumulierte Kapazität der Atomkraftwerke $M = \sum m^i$ selbst in Zeitpunkten mit schwacher Nachfrage nicht ausreicht, um die Nachfrage vollständig zu decken, ist die Ableitung der Angebotsstrategie der Atomkraftwerksbetreiber im Referenzfall trivial. Der Strompreis am Terminmarkt wird aufgrund der Kapazitätsbeschränkung stets von den Grenzkosten eines fossilen Kraftwerks bestimmt, die wiederum höher als die der Atomkraftwerke sind, so dass die Atomkraftwerksbetreiber in jedem Zeitpunkt bis t_{RL} stets ihre maximale Stromerzeugungskapazität produzieren und

¹⁴⁸ Diese Annahme impliziert eine relativ hohe Risikoaversion der Atomkraftwerksbetreiber in Bezug auf die Marktpreisrisiken. Liegt dagegen eine gewisse Risikoaffinität bezüglich der Marktpreisrisiken vor, kann aus Sicht der Atomkraftwerksbetreiber auch eine Vermarktung von Teilkapazitäten am Spotmarkt rational sein, wodurch die in Kapitel 2.3 erläuterten dynamischen Aspekte der Grenzkosten in die Modellierung integriert werden müssten. Da die Atomkraftwerke allerdings keine Kosten für CO₂-Zertifikate berücksichtigen müssen, werden die kurzfristigen Grenzkosten auch in diesem Fall im Allgemeinen unter denen der fossilen Kraftwerke liegen. Die Annahme der Risikoaversion vereinfacht die Modellierung somit erheblich, ohne die Modellergebnisse wesentlich zu beeinflussen.

vermarkten werden.¹⁴⁹ Der entsprechende Produktionspfad ist in Abbildung 4.11 veranschaulicht.

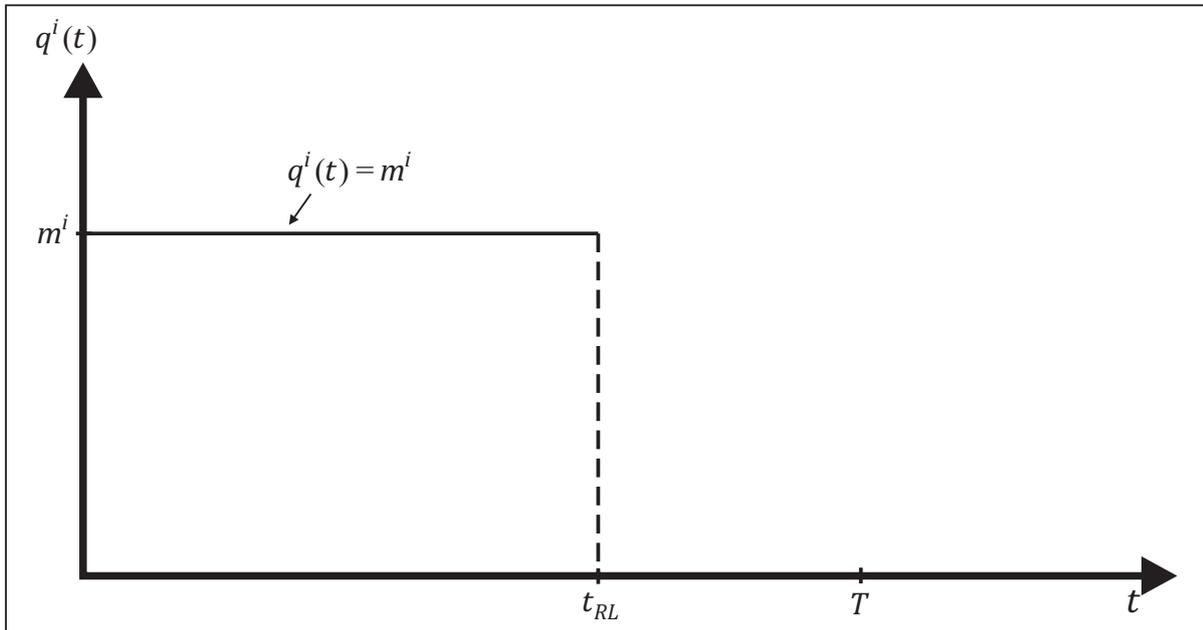


Abbildung 4.11: Der optimale Produktionspfad im Referenzfall

Quelle: Eigene Darstellung

Wie in Kapitel 4.2.2 erläutert, besteht das wesentliche Merkmal des Atomausstiegs allerdings darin, dass die von der Politik anvisierte Restlaufzeit in einen Produktionswert umgerechnet wird und den Atomkraftwerksbetreibern in Form von Produktionsrechten zugeteilt wird. Die Atomkraftwerksbetreiber benötigen somit zur Atomstromproduktion einen weiteren Inputfaktor in Form von Reststrommengen. Die Höhe der zugeteilten Reststrommenge R_0^i für ein Atomkraftwerk i ergibt sich durch das Produkt der von der Politik anvisierten Restlaufzeit t_{RL} und der

¹⁴⁹ Von Stillstandszeiten aufgrund von Revisionen soll dabei ebenso abstrahiert werden, wie von Situationen, in denen aufgrund einer hohen Verfügbarkeit der regenerativen Energieträger der Strompreis am Spotmarkt so gering ist, dass es sich für die Atomkraftwerksbetreiber lohnt, den zur Glattstellung der Terminmarktgeschäfte benötigten Strom dort zu kaufen und nicht selbst zu produzieren. Eine explizite Berücksichtigung dieser Effekte in der Modellierung führt lediglich zu einer Verstärkung der Auswirkungen des Atomausstiegs auf das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber, so dass sich daraus kein zusätzlicher Erkenntnisgewinn ergibt.

Stromerzeugungskapazität m^i . Aus $t_{RL} < T$ folgt allerdings, dass auch $t_{RL} * m^i < T * m^i$ gilt. Es besteht somit eine Knappheit am Inputfaktor „Reststrommenge“, die von den Atomkraftwerksbetreibern fortan in ihrem Angebotskalkül berücksichtigt werden muss. So führt die heutige Nutzung einer Einheit „Reststrommenge“ zur Produktion einer Stromeinheit dazu, dass in zukünftigen Perioden ein Nutzenverlust entsteht, weil die Einheit „Reststrommenge“ unwiederbringlich verbraucht ist und nicht reproduziert werden kann. Das Gut „Reststrommenge“ hat somit im Wesentlichen vergleichbare ökonomische Eigenschaften wie erschöpfbare Ressourcen, wie beispielsweise Erdöl, Steinkohle oder Erdgas.

Die Konsequenzen der Erschöpfbarkeit natürlicher Ressourcen auf das Angebotsverhalten der Ressourceneigner wurden erstmals von Gray (1914) und Hotelling (1931) aufgezeigt.¹⁵⁰ Da eine Reproduzierung der Ressourcen nicht möglich ist, muss bei der Vermarktung einer Ressourceneinheit stets der zukünftige Nutzenverzicht in Form der in diesen Perioden nicht mehr möglichen Vermarktungserlöse berücksichtigt werden. Das Angebotsverhalten der Ressourceneigner ergibt sich somit aus einem dynamischen Optimierungskalkül. Der optimale intertemporale Angebotspfad lässt sich dabei prinzipiell aus einer Arbitrageüberlegung ableiten. So stehen die Ressourceneigner stets vor der Entscheidung, ob sie ihre Ressource in der aktuellen Periode extrahieren und verkaufen, oder die Extraktion und den Verkauf auf eine spätere Periode verschieben. Letzteres ist nur dann vorteilhaft, wenn der Anstieg des Ressourcenpreises über dem Kapitalmarktzinssatz liegt. Wenn dagegen der Kapitalmarktzinssatz höher als der Ressourcenpreisanstieg ist, ist es für den Ressourceneigner sinnvoll, die Ressource direkt in der aktuellen Periode zu extrahieren und den resultierenden Markterlös am Kapitalmarkt anzulegen.

¹⁵⁰ Der Ansatz von Hotelling (1931) basiert allerdings auf deutlich realitätsnäheren Annahmen und zeigt zudem auch die aus dem Angebotsverhalten resultierenden Auswirkungen auf die Preisentwicklung auf, so dass Hotelling als Begründer der klassischen Ressourcenökonomie angesehen werden kann.

Im ressourcenökonomischen Grundmodell, bei dem es keine Kapazitätsbeschränkungen gibt, alle Ressourceneigner identische, konstante sowie bestandsunabhängige Grenzkosten haben und sich zudem wettbewerblich verhalten, und die Nachfrage linear oder isoelastisch ist und sich im Zeitablauf nicht verändert, führt das mit der Arbitragebeziehung beschriebene dynamische Optimierungskalkül dazu, dass die Extraktionsmenge der Ressourceneigner im Zeitablauf abnimmt. Die indirekte Anpassung der Extraktionsmenge erfolgt dabei so, dass der sich über die Marktprozesse ergebende Ressourcenpreis in jedem Zeitpunkt der Summe aus den Grenzkosten der Extraktion und der Knappheitsrente entspricht, die den Wert des zukünftigen Nutzenverzichts aufgrund der Extraktion einer Ressourceneinheit in der aktuellen Periode widerspiegelt.¹⁵¹ Aufgrund der Option, die Vermarktungserlöse am Kapitalmarkt anzulegen, muss die Knappheitsrente im Zeitablauf mit dem Kapitalmarktzinssatz ansteigen. Der Ressourcenpreispfad steigt somit im Zeitablauf.¹⁵²

In Abbildung 4.12 wird das ressourcenökonomische Grundmodell für den Fall einer linearen Ressourcennachfrage graphisch veranschaulicht. Im ersten Quadranten ist dabei der Angebotspfad der Ressourceneigner abgetragen. Die Marktprozesse führen dazu, dass das Ressourcenangebot $q_{RA}(t)$ der Ressourceneigner im Zeitablauf sinkt, und der Ressourcenpreis $RP(t)$, der im vierten Quadranten abgetragen ist und sich aus dem Schnittpunkt des Ressourcenangebots in den jeweiligen Zeitpunkten und der Ressourcennachfrage im dritten Quadranten ergibt, im Zeitablauf steigt. Die Steigung des Ressourcenpreispfads muss dabei exakt so hoch sein, dass die im Ressourcenpreis neben den Grenzkosten der Extraktion

¹⁵¹ Eine direkte Beeinflussung des Ressourcenpreises ist für einen einzelnen Ressourceneigner nicht möglich. Die Preisanpassung erfolgt somit indirekt über das Preisnehmerverhalten der Ressourceneigner, die nur dann anbieten, wenn der Marktpreis ihre Grenzkosten der Extraktion und die Knappheitsrente kompensiert. Für eine ausführliche Erläuterung dieser Marktprozesse im ressourcenökonomischen Kontext vgl. z.B. Wacker/Blanck (1999): S. 15ff.

¹⁵² Für eine ausführliche Erläuterung des ressourcenökonomischen Grundmodells vgl. z.B. Nordhaus (1973), Dasgupta/Heal (1974) und Sweeney (1977).

GKE enthaltene Knappheitsrente $\lambda(t)$ im Zeitablauf stets mit dem Zinssatz ψ steigt.

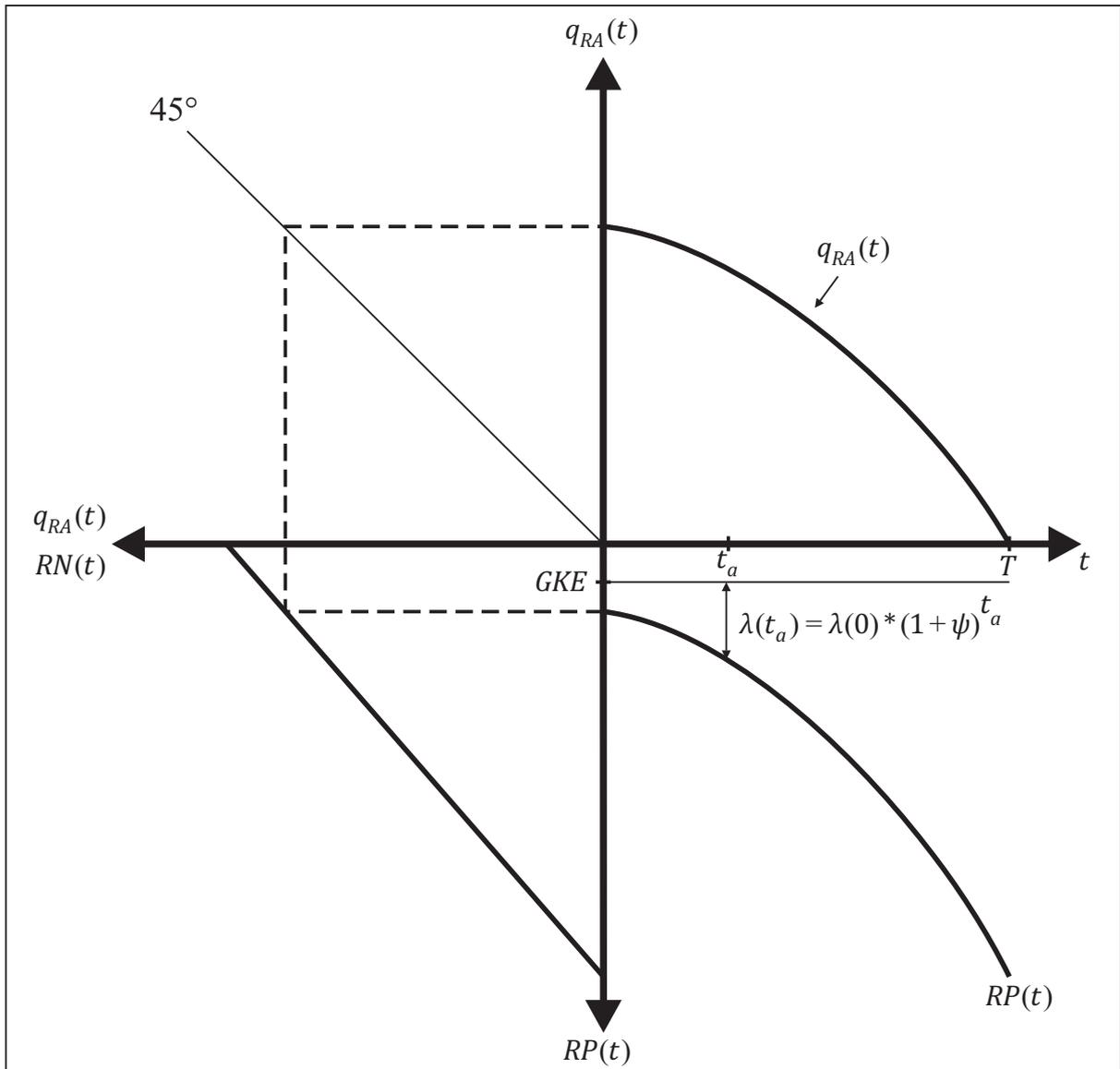


Abbildung 4.12: Der optimale Extraktionspfad von Ressourcenbesitzern im ressourcenökonomischen Grundmodell

Quelle: Eigene Darstellung

Bei der zu analysierenden Problematik des Atomausstiegs sind allerdings im Vergleich zu diesem ressourcenökonomischen Grundmodell weitergehende Fragestellungen zu beantworten. Wie in Kapitel 2.1 erläutert wurde,

ist das Gut „Strom“ ein homogenes Gut. Mit der regenerativen und fossilen Stromerzeugung gibt es deshalb perfekte Substitute zu dem mithilfe der Reststrommengen produzierten Atomstrom. Im Kontext der Ressourcenökonomie wird für perfekte Substitute einer erschöpfbaren Ressource der Begriff *backstop*-Technologie verwendet. Die Auswirkungen von *backstop*-Technologien auf das Angebotsverhalten der Ressourceneigner wurden in der ressourcenökonomischen Literatur bereits unter verschiedenen Gesichtspunkten analysiert. Entsprechend der realen Situation auf Rohstoffmärkten haben sich diese Untersuchungen allerdings vor allem auf die generelle Möglichkeit, die erschöpfbare Ressource langfristig durch andere Technologien zu ersetzen, oder die Übergangsphase zwischen der Nutzung der erschöpfbaren Ressource und der *backstop*-Technologie fokussiert.¹⁵³ Selbst wenn angenommen wurde, dass bereits eine einsatzfähige *backstop*-Technologie existiert, wurden die entsprechenden Anbieter nur als Randanbieter in die Modelle aufgenommen.¹⁵⁴ Dies trifft für den Strommarkt allerdings nicht zu, weil die Kapazität der Atomkraftwerke beschränkt ist und die Nachfrage somit zum überwiegenden Teil von anderen Kraftwerken bedient wird. In Bezug auf die vorliegende Problematik des Atomausstiegs muss somit analysiert werden, wie sich dynamisch optimierende Anbieter in einem Marktumfeld verhalten, das von statisch optimierenden Anbietern geprägt wird.

Eine weitere Besonderheit des Strommarkts liegt in den periodischen Veränderungen der Stromnachfrage. Wie in Kapitel 2.3 erläutert wurde, ergeben sich im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf zum Teil deutliche Nachfrageschwankungen. Grundsätzlich gibt es aufgrund von Konjunkturzyklen auch auf den Märkten der erschöpfbaren Ressourcen, wie beispielsweise Erdöl, vergleichbare periodische Schwankungen. Aufgrund der Lagerfähigkeit dieser Ressourcen ist die Problematik der schwankenden Nachfrage jedoch von geringerer Bedeutung, so dass sie bislang nicht in die entsprechenden Modellierungen mit einbezogen wurde. Um die

¹⁵³ Vgl. z.B. Nordhaus (1973), Hoel (1978) und Ströbele/Müller (1984).

¹⁵⁴ Vgl. z.B. Hoel (1983) und Gallini et al. (1983).

Anreizwirkungen des Atomausstiegs auf die Atomkraftwerksbetreiber herausarbeiten zu können, muss somit grundlegend untersucht werden, welche Auswirkungen eine im Zeitablauf schwankende Nachfrage auf das Angebotsverhalten von Ressourceneignern hat.

Zur algebraischen Herleitung der Auswirkungen des Atomausstiegs auf das Angebotsverhalten wird das ressourcenökonomische Grundmodell nun um die oben erläuterten Aspekte erweitert.¹⁵⁵ Im Fokus steht dabei die einzelwirtschaftliche Perspektive eines wettbewerblich agierenden Atomkraftwerksbetreibers.¹⁵⁶ Zur Vereinfachung wird angenommen, dass alle Atomkraftwerksbetreiber identisch sind. Die gesamte Atomstromproduktion in einem bestimmten Zeitpunkt $q(t)$ ergibt sich durch die Summe aus der Atomstromproduktion des betrachteten repräsentativen Atomkraftwerksbetreibers $q^i(t)$ und der kumulierten Atomstromproduktion der anderen Atomkraftwerksbetreiber $q^{-i}(t)$:

$$q(t) = q^i(t) + q^{-i}(t) \quad (4.68)$$

Die Grenzkosten der Atomkraftwerksbetreiber GK_A sind unabhängig von der erzeugten Atomstrommenge $q(t)$ und ergeben sich durch:

$$GK_A = c \quad (4.69)$$

Die Atomkraftwerksbetreiber konkurrieren einerseits untereinander und andererseits mit den Betreibern der übrigen Kraftwerke, die ebenfalls Strom produzieren können. Die kumulierte Grenzkostenfunktion der übrigen Kraftwerksbetreiber $GK_{\bar{U}}$ ist abhängig von der von diesen Kraftwerken erzeugten Strommenge $x(t)$ und ergibt sich durch:

$$GK_{\bar{U}} = u + w * x(t) \quad (4.70)$$

¹⁵⁵ Um die Vergleichbarkeit zum Referenzfall zu gewährleisten, werden die dort getroffenen Annahmen übernommen.

¹⁵⁶ Solange der von den Atomkraftwerksbetreibern zugrunde gelegte Zinssatz der Kapitalmarktanlage und die sozialen Diskontrate übereinstimmen, entspricht der Angebotspfad eines wettbewerblich agierenden dem eines sozialen Planers und ist damit auch aus gesellschaftlicher Perspektive optimal.

Entsprechend der im Referenzfall getroffenen und diskutierten Annahmen gilt $c < a$, so dass die Atomkraftwerke stets die niedrigsten Grenzkosten haben.

Die Stromnachfrage $D(t)$ schwankt periodisch um den Basiswert l . Zur Vereinfachung wird dabei angenommen, dass die Stromnachfrage vollkommen preisunelastisch reagiert:¹⁵⁷

$$D(t) = k * \sin(z * t + h) + l \quad (4.71)$$

Die Markträumung muss in jedem Zeitpunkt gewährleistet sein:

$$D(t) = q(t) + x(t) \quad (4.72)$$

$$\rightarrow k * \sin(z * t + h) + l = q(t) + x(t)$$

Die kumulierte Stromerzeugungskapazität der Atomkraftwerke $M = \sum m^i$ reicht nicht aus, um die Stromnachfrage decken zu können, so dass die Stromproduktion der übrigen Anbieter in jedem Zeitpunkt größer als Null ist. Da sich alle Stromanbieter als gewinnmaximierende Preisnehmer verhalten, muss der Strompreis $p(t)$ somit immer den Grenzkosten der übrigen Anbieter entsprechen:

$$p(t) = u + w * x(t) \quad (4.73)$$

Ein repräsentativer Atomkraftwerksbetreiber i bekommt nun im Zeitpunkt $t = 0$ eine Reststrommenge in Höhe von R_0^i zugewiesen, die sich durch das Produkt der Kapazität seines Atomkraftwerks m_i und der von der Politik gewünschten Regellaufzeit t_{RL} ergibt. Die Reststrommenge kann der Atomkraftwerksbetreiber bis zum Ende der technischen Restlebensdauer T verbrauchen. Um seinen Gewinn zu maximieren, muss der Atomkraftwerksbetreiber durch die Wahl eines geeigneten Produktionspfads $q^i(t)$ seine mit dem Kapitalmarktzinssatz δ diskontierten Periodenüberschüsse maximieren. Die Periodenüberschüsse ergeben sich aus dem

¹⁵⁷ Wie im weiteren Verlauf der Analyse zu erkennen sein wird, führt eine preiselastische Stromnachfrage nur zu einer Verstärkung der Auswirkungen des Atomausstiegs auf das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber und bringt somit keinen generellen zusätzlichen Erkenntnisgewinn.

Produkt der Stromproduktion $q^i(t)$ mit der Differenz aus dem entsprechenden Strompreis $p(t)$ und den Grenzkosten c . Dabei muss der Betreiber neben der beschränkten Reststrommenge auch die beschränkte Stromerzeugungskapazität innerhalb einer Periode m^i als Nebenbedingung berücksichtigen. Die Atomstromproduktion kann dabei nicht negativ werden. Zudem muss die Startwertbedingung $R^i(0) = R_0^i$ eingehalten werden. Das Maximierungsproblem ergibt sich somit durch:

$$\max_{q^i(t)} \int_0^T [(p(t) - c) * q^i(t)] * e^{-\psi t} dt \quad (4.74)$$

$$\text{s. t. } R^i(0) = R_0^i, \dot{R}^i = -q^i(t), \int_0^T q^i(t) dt = R_0^i, \quad (4.75)$$

$$\int_{t_1}^{t_2} q^i(t) dt < (t_2 - t_1) * m^i, q^i(t) \geq 0 \forall 0 \leq t_1 \leq t_2 \leq T.$$

Daraus lässt sich die in laufenden Werten notierte Hamiltonfunktion ableiten:

$$H = (p(t) - c) * q^i(t) - \lambda^i(t) * q^i(t) \quad (4.76)$$

Dabei bezeichnet $\lambda^i(t)$ die Knappheitsrente der Reststrommenge. Die für eine Maximierung notwendigen Bedingungen ergeben sich durch:¹⁵⁸

$$\frac{\partial H}{\partial q^i(t)} = p(t) - c - \lambda^i(t) = 0 \quad (4.77)$$

$$\dot{\lambda}^i(t) = \psi * \lambda^i(t), \quad \lambda^i(T) = 0 \quad (4.78)$$

$$\dot{R}^i = -q^i(t), \quad R^i(0) = R_0^i \quad (4.79)$$

$$0 \leq q^i(t) \leq m \quad (4.80)$$

Wenn (4.77) nach der Knappheitsrente $\lambda^i(t)$ aufgelöst und zudem die Preisfunktion aus (4.73) eingesetzt wird, ergibt sich:

$$\lambda^i(t) = u + w * x(t) - c \quad (4.81)$$

¹⁵⁸ Für eine ausführliche Erläuterung und formale Ableitung der notwendigen Bedingungen eines kontrolltheoretischen Optimierungsproblems vgl. z.B. Caputo (2005): S. 24ff.

Darüber hinaus kann die Markträumungsbedingung (4.72) nach $x(t)$ aufgelöst und in (4.81) eingesetzt werden:

$$\lambda^i(t) = u + w * \left(k * \sin(z * t + h) + l - q^i(t) - q^{-i}(t) \right) - c \quad (4.82)$$

Wenn diese Gleichung nach t abgeleitet wird, ergibt sich:

$$\dot{\lambda}^i(t) = -w * \dot{q}^i(t) - w * \dot{q}^{-i}(t) + w * k * z * \cos(z * t + h) \quad (4.83)$$

Durch Umstellen nach $\dot{q}^i(t)$ kann nun die Bewegungsgleichung des Produktionspfads des repräsentativen Atomkraftwerkbetreibers ermittelt werden:

$$\dot{q}^i(t) = -\frac{\dot{\lambda}^i(t)}{w} + k * z * \cos(z * t + h) - \dot{q}^{-i}(t) \quad (4.84)$$

$$\rightarrow \dot{q}^i(t) = \dot{D}(t) - \frac{\dot{\lambda}^i(t)}{w} - \dot{q}^{-i}(t) \quad (4.85)$$

Je nach Höhe des Zinssatzes und der Stärke der Schwankungen können die Nachfrageschwankungen somit den im ressourcenökonomischen Grundmodell abgeleiteten Trend zur Produktionsabnahme in einigen Phasen überkompensieren oder zumindest abschwächen. In Phasen, in denen $\dot{D}(t) < 0$ gilt, verstärken sie dagegen den Trend.

Um die optimale Atomstromproduktion des Atomkraftwerkbetreibers in den einzelnen Zeitpunkten berechnen zu können, muss (4.81) zunächst in (4.78) eingesetzt werden. Der daraus resultierende Ausdruck kann anschließend in (4.84) eingesetzt werden:

$$\dot{q}^i(t) = \frac{\psi * \left(u + w * \left(k * \sin(z * t + h) + l - q^i(t) - q^{-i}(t) \right) - c \right)}{-w} + \dot{D}(t) - \dot{q}^{-i}(t) \quad (4.86)$$

Nach $q^i(t)$ umgestellt ergibt sich schließlich:

$$q^{i*}(t) = D(t) + \frac{(u-c)}{w} + \frac{\dot{q}^i(t) + \dot{q}^{-i}(t) - \dot{D}(t)}{\psi} - q^{-i*}(t) \quad (4.87)$$

Da $q^i(t)$ jedoch aufgrund der Kapazitätsrestriktion maximal m^i betragen kann und zudem die Nichtnegativitätsbedingung gilt, muss der optimale Produktionsplan des repräsentativen Atomkraftwerkbetreibers durch eine

Fallunterscheidung differenziert werden. Die Funktionsbereiche entsprechen dabei der eingangs erläuterten Arbitrageüberlegung. In Zeitpunkten, in denen der Periodenüberschuss $p(t) - c$ größer als die in laufenden Werten notierte Knappheitsrente $\lambda^i(t)$ ist, würde der Atomkraftwerksbetreiber gerne noch mehr produzieren, wenn es die Begrenzung durch die Kapazitätsbeschränkung nicht gäbe. In Zeitpunkten, in denen der Periodenüberschuss dagegen unterhalb der Knappheitsrente liegt, ist eine Produktion von Atomstrom nicht sinnvoll. In allen anderen Zeitpunkten führt die Produktion der Atomkraftwerksbetreiber dazu, dass sich über die Marktprozesse ein Strompreis ergibt, bei dem der Periodenüberschuss genau der Knappheitsrente entspricht:

$$q^i(t) = \begin{cases} m^i & \text{wenn } p(t) - c > \lambda^i(t) \\ q^{i*}(t) & \text{wenn } p(t) - c = \lambda^i(t) \\ 0 & \text{wenn } p(t) - c < \lambda^i(t) \end{cases} \quad (4.88)$$

In Abbildung 4.13 ist der Produktionspfad des repräsentativen Atomkraftwerksbetreibers für den Fall veranschaulicht, in dem die Nachfrage die maximale Produktionskapazität der Atomkraftwerke deutlich übersteigt und die Steigung der Nachfrage im Zeitablauf teilweise höher als der Zinssatz ist. Wäre der Zinssatz stets höher als die Steigung der Nachfrage im Zeitablauf, ergäbe sich in der Anpassungsphase, also in den Perioden, in denen $q^i(t) = q^{i*}(t)$ gilt, keine periodische Zunahme der Produktionsmenge, sondern lediglich eine periodische Abschwächung des sinkenden Trends der Produktionsmenge. Zudem würde die Anpassungsphase später beginnen, wodurch sich der Zeitpunkt, in dem die Reststrommenge erschöpft ist, nach vorne verlagern würde. Letzteres wäre auch der Fall, wenn eine höhere maximale Produktionskapazität unterstellt wird. Das grundsätzliche Ergebnis, dass sich die Atomstromproduktion in spätere Perioden verlagert, wird durch diese Modifizierungen allerdings nicht beeinflusst.

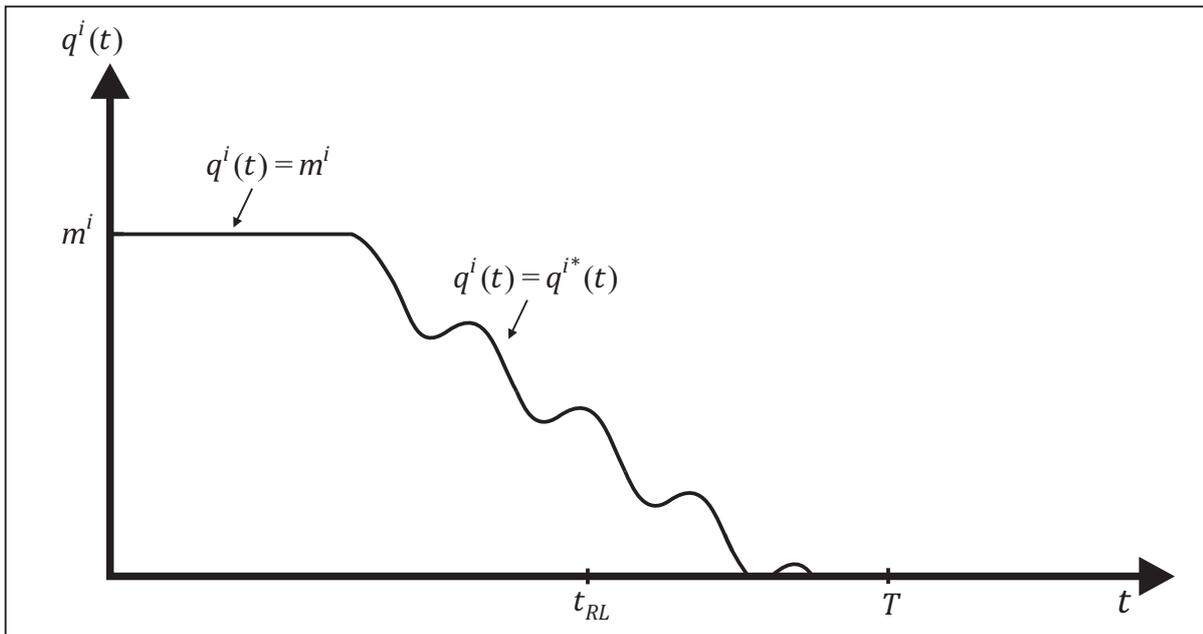


Abbildung 4.13: Der optimale Produktionspfad infolge der Reststrommengenregulierung

Quelle: Eigene Darstellung

Der Vergleich der Abbildungen 4.11 und 4.13 veranschaulicht die grundsätzlichen Folgen der Reststrommengenregulierung. Die Ausgabe der limitierten Produktionsrechte führt dazu, dass ein knapper Inputfaktor „Reststrommenge“ geschaffen wird. Diese Knappheit müssen die Atomkraftwerksbetreiber in ihrem Angebotskalkül berücksichtigen. Sie bieten somit nur noch in den Perioden an, in denen der Strompreis mindestens der Summe aus Grenzkosten und Knappheitsrente entspricht. Dieses Angebotsverhalten ist volkswirtschaftlich effizient, solange die eingepreiste Knappheit eine reale Knappheit widerspiegelt. Aus den in Kapitel 4.2.1 aufgezeigten Gründen für einen Markteingriff ergibt sich allerdings keine Legitimation für eine solche Regelung. Die Reststrommengenregulierung hat somit eine künstliche Knappheit geschaffen, weshalb die daraus resultierende Veränderung des Angebotskalküls der Atomkraftwerksbetreiber in Form der Einpreisung der Knappheitsrente zu Ineffizienzen führt.

Numerische Modellierung der verschiedenen Atomausstiegsregelungen

Im Folgenden wird das entwickelte ressourcenökonomische Modell auf Basis der realen Parameterkonstellationen des deutschen Strommarkts numerisch modelliert. Dabei wird für alle drei in Kapitel 4.2.2 erläuterten Ausstiegsregelungen jeweils der kumulierte Angebotspfad der Atomkraftwerksbetreiber $q(t)$ berechnet. Um eine numerische Berechnung durchführen zu können, muss das stetige Optimierungsproblem nach (4.74) zunächst diskretisiert werden.¹⁵⁹ Dazu wird der Zeitraum der aus technischer Sicht möglichen Restlebensdauer in n Zeitintervalle z_j aufgeteilt, wobei definitionsgemäß $z_j := t_j - t_{j-1}$ für alle $j = 1, \dots, n$ gilt:

$$\max_{q^z(t)} \sum_0^T [(p(t) - c) * q^z(t)] * (1 + \psi)^{-t} \quad (4.89)$$

$$s. t. \sum_0^T q(t) = R_0, \quad q^z(t) \leq M, \quad q^z(t) \geq 0 \quad \forall 0 \leq t_1 \leq t_2 \leq T. \quad (4.90)$$

Die zur Modellierung verwendete Parameterkonstellation ist in Tabelle 4.12 zusammengefasst. Ein Zeitintervall z_j entspricht einem Zeitraum von einem Monat, wodurch die eingangs aufgestellte Annahme der langfristigen Vermarktung der Atomstromproduktion abgebildet wird. Die Modellierungen starten jeweils im Januar 2011. Da die Atomkraftwerke aus technischer Sicht für eine Lebensdauer von 60 Jahren¹⁶⁰ ausgelegt sind und bis zum Januar 2011 im Schnitt knapp 30 Jahre in Betrieb waren, wird die aus technischer Sicht mögliche Restlebensdauer auf Dezember 2040

¹⁵⁹ Die Diskretisierung ist allerdings nur möglich, wenn die dynamischen Aspekte der Stromerzeugung nicht berücksichtigt werden, und die Stromproduktion in einem Zeitpunkt somit unabhängig von der Stromproduktion in vergangenen oder zukünftigen Zeitpunkten ist.

¹⁶⁰ Von dieser Laufzeitmöglichkeit geht zumindest die für das Energiekonzept der Bundesregierung maßgebliche Szenarienanalyse aus. Vgl. hierfür Schlesinger et al. (2010): S. 4.

festgelegt.¹⁶¹ Die Parameter der Stromnachfrage $D(t)$ wurden anhand einer Sinusregression auf Basis der monatlichen Residuallastdaten für den deutschen Strommarkt für den Zeitraum von Januar 1996 bis Dezember 2009 berechnet.¹⁶² Die Grenzkostenfunktion der übrigen Anbieter $GK_{\bar{U}}$ wurde durch eine lineare Regression einer Angebotsfunktion ermittelt, die anhand der von der Bundesnetzagentur (2011d) veröffentlichten Kraftwerksdaten und den von Konstantin (2009) angegebenen Kostenparametern für die einzelnen Stromerzeugungstechnologien gebildet wurde.

Auf Basis dieser Kostenparameter wurden auch die Grenzkosten der Atomkraftwerke GK_c berechnet. Bei den Szenarien LZV 2010, das die Laufzeitverlängerung abbildet, und AtG 2011, das die Rücknahme der Laufzeitverlängerung abbildet, muss zudem noch die Kernbrennstoffsteuer berücksichtigt werden, die zwischen Januar 2011 und Dezember 2016 anfällt. Durch diese Steuer werden die Grenzkosten in diesem Zeitraum um 16,43 €/MWh erhöht.¹⁶³ Die Abgabe an den Förderfond, die im Szenario LZV 2010 ab Januar 2017 berücksichtigt werden muss, beträgt 9 €/MWh.¹⁶⁴

Die Kapazität der Atomkraftwerke wurde von der Veröffentlichung der Kraftwerksdaten seitens der Bundesnetzagentur (2011d) übernommen. Da die Modellierung jeweils ganze Monate als einen Zeitabschnitt modelliert, entspricht der Parameter M dem Produkt aus der Kapazität der Atomkraftwerke und der durchschnittlichen Stundenanzahl eines Monats. Im Szenario AtG 2011 müssen darüber hinaus die gesetzlich vorgegebenen Stilllegungstermine berücksichtigt werden, so dass die maximal mögliche

¹⁶¹ Da die Reststrommengen übertragbar sind und die Atomkraftwerke in Bezug auf die Grenzkosten identisch modelliert werden, erfolgt der Einsatz der einzelnen Atomkraftwerke stets simultan. Die Durchschnittsbildung wirkt sich somit nicht auf das Ergebnis aus.

¹⁶² Die entsprechenden Daten können unter www.entso-e.eu abgerufen werden.

¹⁶³ Vgl. Bundeskartellamt (2011): S.275.

¹⁶⁴ Vgl. Andor et al. (2010d): S. 15. Von den Anpassungsvorgaben wird in der Analyse abstrahiert.

Stromproduktion hier im Zeitablauf abnimmt und ab Januar 2023 Null beträgt.

AtG 2002	LZV 2010	AtG 2011
Zeitintervall		
$z_j = 1 \text{ Monat}$		
Grenzkosten der Atomkraftwerksbetreiber [€/MWh]		
$GK_c = 8,95$	$GK_c = \begin{cases} 25,38 \forall t \leq 72 \\ 17,95 \forall t > 72 \end{cases}$	$GK_c = \begin{cases} 25,38 \forall t \leq 72 \\ 8,95 \forall t > 72 \end{cases}$
Maximale Stromerzeugung pro Zeitintervall [GWh/Monat]		
$M = 15597,18$	$M = 15597,18$	$M = \begin{cases} 9220,63 \forall t \leq 60 \\ 8238,78 \forall 60 < t \leq 84 \\ 7257,66 \forall 84 < t \leq 108 \\ 6193,320 \forall 108 < t \leq 120 \\ 3117,1 \forall 120 < t \leq 132 \\ 0 \forall t > 132 \end{cases}$
Reststrommenge [GWh]		
$R_0 = 1013319,87$	$R_0 = 2817596,87$	$R_0 = 1013319,87$
Zinssatz [%/Monat]		
$\psi = 3/12$		
Technische Restlebensdauer [Monate]		
$T = 360$		
Nachfrage [GWh/Monat]		
$D(t) = 5112,342 * \sin\left(t * \frac{\pi}{6} + 6\right) + 45319,430$		
Grenzkosten der übrigen Anbieter [€/MWh]		
$GK_{\bar{u}}(x(t)) = 23,54 + 0,0006 * x(t)$		

Tabelle 4.12: Parameterkonstellationen der Szenarien

Quelle: Eigene Darstellung

Die numerische Modellierung des Optimierungsproblems wurde mithilfe des Innere-Punkte-Verfahrens durchgeführt.¹⁶⁵ Die Ergebnisse in Form der Produktionspfade $q(t)$, die die Periodenüberschüsse der Atomkraftwerksbetreiber in den einzelnen Ausstiegsszenarien maximiert, sind in Abbildung 4.14 veranschaulicht.

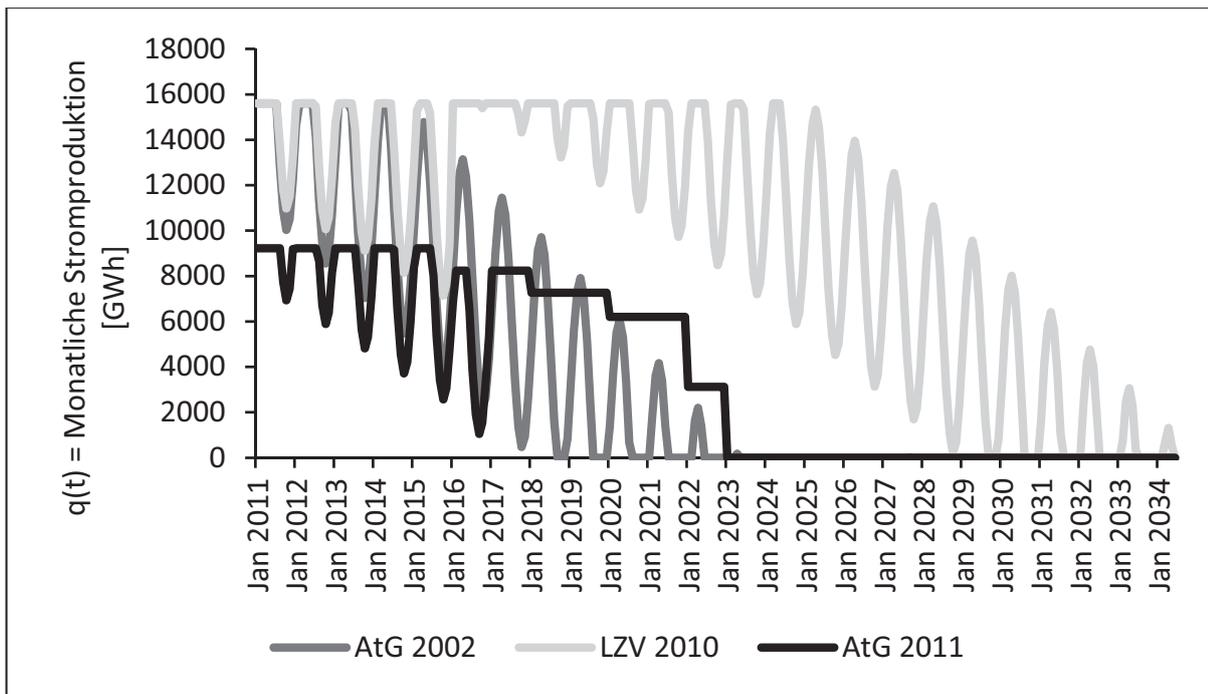


Abbildung 4.14: Die optimalen Produktionspfade der Atomkraftwerksbetreiber in den einzelnen Ausstiegsszenarien

Quelle: Eigene Darstellung

Die Anpassungsphase, in der $q(t) = q^*(t)$ gilt, beginnt bei der vorliegenden Parameterkonstellation schon sehr früh. In dieser Phase bildet der Produktionspfad die Nachfrageschwankungen ab, bis die Reststrommengen verbraucht sind. Insbesondere anhand des Produktionspfads des Szenarios AtG 2011 lässt sich zudem der Einfluss der zeitlichen Befristung der Kernbrennstoffsteuer deutlich erkennen. Während bis Ende 2016 zumindest in Schwachlastphasen Produktionsverschiebungen vorgenom-

¹⁶⁵ Für eine allgemeine Darstellung des Innere-Punkte-Verfahrens vgl. z.B. Nocedal/Wright (2006): S. 392ff und S.480ff.

men werden, wird in den Jahren 2017 bis 2022 konstant die maximale Produktionskapazität ausgeschöpft. Durch die einseitige Belastung der Periodenüberschüsse in den ersten Jahren verschieben die Atomkraftwerksbetreiber ihre Produktion somit in noch stärkerem Maße in spätere Perioden.

4.2.4 POLITISCHER HANDLUNGSBEDARF

Der theoretisch optimale Markteingriff bezüglich der Stromerzeugung aus Kernenergie liegt in der Einführung einer Steuer, die die negativen externen Effekte vollständig internalisiert. Da sich diese Kosten nicht adäquat abschätzen lassen, sollte – wie in Kapitel 4.2.1 erläutert wurde – die grundsätzliche Entscheidung zum Umgang mit der Kernenergie auf Basis eines politischen Abwägungsprozesses erfolgen. Die Umsetzung der dabei getroffenen Entscheidung muss sich aus volkswirtschaftlicher Sicht allerdings wiederum an den Gründen des Markteingriffs und somit an den externen Effekten orientieren. Dies ist im Rahmen des Atomausstiegs nicht erfolgt. Die Vorgabe, die Atomkraftwerke trotz der negativen Risikobewertung nicht direkt abzuschalten, sondern für eine Übergangszeit weiter zu nutzen, lässt sich zwar durch eine Abwägung der Folgekosten möglicher Versorgungsengpässe auf der einen Seite und der Risiken der Kernenergie auf der anderen Seite begründen. Für die Schaffung einer künstlichen Knappheit an Produktionsrechten gilt dies jedoch nicht, zumal die Investitionsrisiken für Marktteilnehmer, die keine Atomkraftwerke besitzen, auf diese Weise erhöht werden, da letztere nicht genau abschätzen können, wann die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten ihre Reststrommengen verbraucht haben werden. Durch die Reststrommengenregulierung wird das eigentliche Ziel der Übergangsregelung somit zumindest teilweise konterkariert.

Die künstliche Knappheit führt dazu, dass die Atomkraftwerksbetreiber bei ihrer Angebotsentscheidung neben den Grenzkosten auch die Knappheitsrente berücksichtigen müssen. Da die Höhe der jeweils anzusetzenden Knappheitsrente von den individuellen Zukunftserwartungen der Atom-

WEITERGEHENDE MARKTEINGRIFFE

kraftwerksbetreiber abhängt, nimmt die Transparenz des Strommarkts durch die Reststrommengenregulierung ab. Dies ist insbesondere für Marktmachtuntersuchungen sehr problematisch, weil die dabei zugrunde gelegte Regel der Grenzkostenpreissetzung nun nicht mehr für alle Marktteilnehmer gilt. Das in Kapitel 4.2.3 entwickelte ressourcenökonomische Modell schafft hier jedoch zumindest eine theoretische Basis mit der das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber in Marktmachtstudien künftig modelliert werden kann.

Da die mit dem AtG 2011 erfolgte Rücknahme der Laufzeitverlängerung und zeitliche Befristung der Betriebsgenehmigungen die künstliche Knappheit lediglich reduziert, führt das veränderte Angebotsverhalten weiterhin zu den aufgezeigten Ineffizienzen. Aus ökonomischer Sicht sollte die mengenmäßige Beschränkung deshalb grundsätzlich abgeschafft und durch eine Neuberechnung der zeitlichen Beschränkung ersetzt werden.

5 FAZIT

Ziel dieser Arbeit ist es, durch ein vertieftes Verständnis der Anreizwirkungen der konkreten Ausgestaltung des deutschen Strommarktdesigns Ineffizienzen zu lokalisieren und geeignete Handlungsempfehlungen zu entwickeln.

Hierfür wurde zunächst untersucht, welche Anforderungen ein Strommarktdesign grundsätzlich erfüllen muss, damit sich ein funktionsfähiger Strommarkt herausbilden kann. Mithilfe einer mikroökonomischen Fundierung der Besonderheiten des Gutes „Strom“ konnten dabei drei wesentliche Kriterien identifiziert werden. So muss durch eine adäquate Ausgestaltung von Regelleistungsmärkten eine effiziente Bereitstellung des öffentlichen Gutes „Netzstabilität“ sichergestellt werden. Durch die Vorhaltung von Regelleistung kann im Falle unvorhergesehener Störungen durch Kraftwerksausfälle oder Prognoseabweichungen ein Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage gewährleistet werden, um Netzzusammenbrüche zu vermeiden. Kraftwerke, die zur Vorhaltung von Regelleistung eingesetzt werden, können allerdings naturgemäß nicht gleichzeitig erlösoptimal am Produktmarkt vermarktet werden, weshalb die Kraftwerksbetreiber bei einer Vermarktung am Regelleistungsmarkt Opportunitätskosten berücksichtigen müssen. Anhand einer formalen Strukturierung des Angebotskalküls der Regelleistungsanbieter konnte gezeigt werden, dass die Höhe der Opportunitätskosten entscheidend von den Flexibilitätseigenschaften und den Grenzkosten des Kraftwerks abhängt. Die Opportunitätskosten unterscheiden sich somit zum Teil erheblich. Falls die Kraftwerke zum Ausgleich einer unvorhergesehenen Störung eingesetzt werden müssen, fallen darüber hinaus Einsatzkosten an, die im Wesentlichen den Grenzkosten oder eingesparten Grenzkosten der Kraftwerke entsprechen. Auch hier gibt es somit erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Kraftwerken. Um eine effiziente Bereitstellung der Netzstabilität zu gewährleisten, muss bei der Ausgestaltung

FAZIT

der Regelleistungsmärkte ein Auktionsmechanismus gewählt werden, mit dem stets die Kraftwerke ausgewählt werden, deren Gesamtkosten aus den Opportunitätskosten auf der einen Seite und den mit der erwarteten Einsatzwahrscheinlichkeit gewichteten Abrufkosten auf der anderen Seite am geringsten sind.

Die beiden anderen Kriterien betreffen die dynamische Effizienz des Strommarkts. So muss einerseits vermieden werden, dass durch ungewollte Wechselwirkungen zwischen dem Regelleistungs- und dem Produktmarkt oder anderweitige Markteingriffe die Anreize zum Bau neuer Kraftwerkskapazitäten beeinträchtigt werden. Andererseits muss gewährleistet werden, dass die Stromanbieter bei der Standortwahl neuer Kraftwerke auch die potentiellen Folgekosten aufgrund eines durch die Standortwahl verursachten Netzausbaubedarfs berücksichtigen.

Anhand dieser Kriterien wurde anschließend die konkrete Ausgestaltung des Strommarktdesigns analysiert. Dabei konnten in einigen Bereichen Defizite lokalisiert werden. So erfolgt die Ausschreibung der Sekundär- und Tertiärregelleistung über eine zweidimensionale Auktion, bei der die Regelleistungsanbieter ihre Vorhaltungs- und Einsatzkosten in getrennten Gebotsparametern angeben. Die Auswahl der Kraftwerke für die Vorhaltung der Regelleistung erfolgt allerdings einzig auf Basis der Vorhaltungskosten. Die Einsatzkosten werden dagegen nur bei der Reihenfolge des Abrufs der Regelleistung berücksichtigt. Dies kann zu Ineffizienzen führen, weil Kraftwerke, die einerseits zwar sehr hohe Opportunitätskosten, andererseits aber sehr niedrige Einsatzkosten haben, auch dann abgelehnt werden, wenn sie die kumulierten Kosten des Regelleistungssystems verringern würden. Mit dem bestehenden Auktionsdesign kann eine Minimierung der Gesamtkosten des Regelleistungssystems somit nicht garantiert werden. Es konnte gezeigt werden, dass sich dieses Problem durch eine Umstellung des Auktionsdesigns vermeiden lässt. Im Rahmen der Analyse hat sich allerdings auch gezeigt, dass mehrdimensionale Auktionen in der Literatur bislang nicht vollständig erforscht wurden. Dies betrifft insbesondere die Auswirkungen unterschiedlicher Risikopräferenzen.

zen und die Auswirkungen einer hohen Anbieterkonzentration. Beide Konstellationen können auf realen Regelleistungsmärkten vorliegen, so dass sich hier weitere Untersuchungen anschließen sollten.

Ein weiterer Bereich, in dem Ausgestaltungsdefizite lokalisiert wurden, ist das Ausgleichsenergiesystem. Das Ausgleichsenergiesystem dient der Saldierung der Ungleichgewichte der einzelnen Bilanzkreise innerhalb des Netzregelverbunds. Bilanzkreise, die zu viel Energie eingespeist haben, müssen ihren Überschuss als Ausgleichsenergie abgeben, während Bilanzkreise, die zu wenig Energie eingespeist haben, eine Ausgleichsenergielieferung erhalten. Ausgleichsenergie ist somit eine Verrechnungsgröße, mit der das tatsächliche energetische Saldo des Netzregelverbunds und somit auch der benötigte Regelleistungseinsatz ermittelt werden kann. Der Preis, den die Bilanzkreise für den Ausgleichsenergiebezug zahlen beziehungsweise für die Ausgleichsenergielieferung erhalten, wird auf Basis der Kosten des in der jeweiligen Abrechnungsperiode zum Ausgleich des Netzregelverbundsaldos benötigten Regelleistungseinsatzes bestimmt. Der Einsatz positiver Regelleistung ist im Allgemeinen mit höheren Kosten verbunden als der Einsatz negativer Regelleistung. Anhand eines formalen Modells konnte gezeigt werden, dass es dadurch aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen rational ist, ihren Bilanzkreis zu überspeisen. Dadurch muss allerdings auch mehr negative Regelleistung vorgehalten werden. Aus ökonomischer Sicht ist die systematische Überspeisung der Bilanzkreise somit nur dann sinnvoll, wenn negative Regelleistung unter Berücksichtigung der Gesamtkosten günstiger als positive Regelleistung ist. Die Auswertung einer empirischen Datenbasis hat jedoch gezeigt, dass die Vorhaltung negativer Regelleistung zum Teil deutlich höhere Kosten als die Vorhaltung positiver Regelleistung verursacht. Die durch die Abrechnungsmethodik induzierte systematische Überspeisung der Bilanzkreise führt somit letztlich zu einer ineffizient hohen Vorhaltung negativer Regelleistung. Um diese Ineffizienzen zu vermeiden, müssen bei der Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise alle relevanten Kosten des Regelleistungssystems berücksichtigt werden.

FAZIT

Bezüglich der dynamischen Effizienz des Strommarkts hat die Analyse gezeigt, dass die Unstetigkeit der Politikeingriffe künftig zu einer Beeinträchtigung der Anreize für Investition in neue Kraftwerkskapazitäten führen kann. Zudem gibt es in der bestehenden Ausgestaltung des deutschen Strommarktdesigns keine Anreize für die Stromanbieter, potentielle Folgekosten durch einen Netzausbau bei ihrer Standortentscheidung zu berücksichtigen. Die Problematik, effiziente Anreize zur Berücksichtigung von Netzausbaukosten bei der Standortentscheidung in ein dezentrales Marktsystem zu integrieren, wurde in der Literatur bislang kaum erforscht. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass sich die bestehenden Ineffizienzen durch einen pragmatischen Ansatz zumindest verringern lassen. Dazu müssen Kraftwerksstandorte, durch deren Nutzung der Netzausbaubedarf sinkt, in Höhe der vermiedenen Netzausbaukosten gefördert werden.

Ein wesentlicher Bestandteil des deutschen Marktdesigns liegt darüber hinaus in der Förderung der erneuerbaren Energien. Die Förderung erneuerbarer Energien ist Gegenstand einer breiten wissenschaftlichen Debatte. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass in der relevanten Literatur, die sich vor allem mit der Frage beschäftigt, ob Preis- oder Mengeninstrumente besser zur Förderung erneuerbarer Energien geeignet sind, bislang ein bedeutender Aspekt unberücksichtigt bleibt. Für die Effizienz der Förderung ist auch entscheidend, ob die Förderung kapazitätsabhängig oder einspeiseabhängig erfolgt. So wurde mithilfe eines einfachen Produktmarktmodells nachgewiesen, dass einspeiseabhängige Fördersysteme ab einer bestimmten installierten regenerativen Anlagenkapazität zu hohen Wohlfahrtsverlusten führen. Durch eine empirische Datenbasis konnte zudem gezeigt werden, dass dieser Schwellenwert in Deutschland bereits überschritten ist. Das derzeit verwendete Fördersystem der Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang führt somit zu Ineffizienzen.

Neben den Einspeisevergütungen mit institutionellem Vorrang umfasst die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland auch ein System der optionalen Direktvermarktung. Dabei wird den Betreibern der regenerati-

ven Stromerzeugungskapazitäten das Recht eingeräumt, temporär aus der Förderung aussteigen zu können, um die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Es konnte jedoch gezeigt werden, dass die Ausgestaltung der optionalen Direktvermarktung zu einer Enteignung der EEG-umlagepflichtigen Stromverbraucher führt, ohne dass sich eindeutige Effizienzgewinne belegen lassen. Beide Bestandteile der derzeitigen Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland weisen somit erhebliche Defizite auf, weshalb die Fördersystematik grundlegend überarbeitet werden sollte. Hierfür konnten geeignete Reformoptionen entwickelt werden.

Ein weiterer bedeutender staatlicher Lenkungseingriff besteht im angestrebten Ausstieg aus der Kernenergienutzung. Das wesentliche Merkmal in der Ausgestaltung des Atomausstiegs liegt darin, dass die von der Politik angestrebten Restlaufzeiten den Atomkraftwerksbetreibern nicht als zeitliche Restriktion auferlegt wurden, sondern in sogenannte Reststrommengen umgerechnet wurden. Die Atomkraftwerksbetreiber dürfen somit bis zum Auslaufen der Betriebsgenehmigungen nur noch eine bestimmte Strommenge produzieren, die geringer als die aus technischer Sicht mögliche maximale Stromproduktion ist. Es konnte gezeigt werden, dass das Gut „Reststrommenge“ vergleichbare ökonomische Eigenschaften wie eine endliche natürliche Ressource wie beispielsweise Erdöl oder Erdgas hat. Durch eine analytische Erweiterung des ressourcenökonomischen Grundlagenmodells um die wesentlichen Eigenschaften des Strommarkts konnten daraufhin die Auswirkungen der Reststrommengenregulierung auf das Angebotsverhalten der Atomkraftwerksbetreiber abgeleitet werden. Durch die Reststrommengenregulierung produzieren die Atomkraftwerksbetreiber nicht mehr immer dann, wenn der Preis oberhalb ihrer Grenzkosten liegt, sondern nur dann, wenn zusätzlich noch die Knappheitsrente erwirtschaftet werden kann. Da jedoch die Gründe, die aus ökonomischer Sicht für einen Atomausstieg herangezogen werden können, eine derartige Knappheit nicht legitimieren, führt dieses Verhalten zu Ineffizienzen. Zudem ergeben sich unerwünschte Nebeneffekte. So

FAZIT

konnte beispielsweise mithilfe einer numerischen Anwendung des ressourcenökonomischen Modells gezeigt werden, dass die Reststrommengenregulierung dazu führt, dass sich die Einnahmen, die mit der Kernbrennstoffsteuer erwirtschaftet werden sollen, verringern, weil die Atomkraftwerksbetreiber ihre Stromproduktion zum Teil in spätere Perioden verlagern. Um die Ineffizienzen zu vermeiden, sollte die Reststrommengenregulierung durch eine klare zeitliche Befristung der Atomkraftnutzung ersetzt werden.

LITERATURVERZEICHNIS

50 Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze and tennet (2011a): *EEG-Vergütungs-kategorientabelle mit allen Kategorien bis Inbetriebnahme 2011*, o.O.

50 Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze and Tennet (2011b): *Information zur internationalen Erweiterung des Netzregelverbundes um die Regelzone Dänemark-West*, Marktinformation der Übertragungsnetzbetreiber, o.O.

Al-Faris, A. R. F. (2002): *The Demand for Electricity in the GCC Countries*, in: *Energy Policy*, Band 30(2): S. 117-124.

Amundsen, E. S. and Mortensen, J. B. (2001): *The Danish Green Certificate System: Some Simple Analytical Results*, in: *Energy Economics*, Band 23(5): S. 489-509.

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Liebau, B. and Wobben, M. (2010a): *Negative Strompreise und der Vorrang erneuerbarer Energien*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Band 34(2): S. 91-99.

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Liebau, B. and Wobben, M. (2010b): *Handeln am Day-After-Strommarkt*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 60(5): S. 46-50.

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Liebau, B. and Wobben, M. (2010c): *Der EEG-Ausgleichsmechanismus: Die Ausnahme muss zur Regel werden*, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 60(11): S. 28-31.

Andor, M., Flinkerbusch, K. and Liebau, B. (2010d): *Ausstieg vom Ausstieg - Eine ökonomische Bewertung des Atomkompromisses*, in: *energie, markt, wettbewerb*, Band 8(6): S. 12-17.

Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Kurpiela, N., Liebau, B. and Wobben, M. (2011): *Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt*, in: *energie, markt, wettbewerb*, Band 9(2): S. 22-25.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2011): *Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2010*, o.O.

LITERATURVERZEICHNIS

- Arrow, K. J. (1962): *The Economic-Implications of Learning by Doing*, in: Review of Economic Studies, Band 29(80): S. 155-173.
- Asker, J. and Cantillon, E. (2008): *Properties of Scoring Auctions*, in: Rand Journal of Economics, Band 39(1): S. 69-85.
- Ausubel, L. M. and Cramton, P. (2010): *Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design*, in: Utilities Policy, Band 18(4): S. 195-200.
- Awerbuch, S. and Berger, M. (2003): *Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*, IEA Report Number EET/2003/03, o.O.
- Awerbuch, S. (2006): *Portfolio-Based Electricity Generation Planning: Policy Implications For Renewables And Energy Security* in: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, Band 11(3): S. 693-710.
- Bar-Lev, D. and Katz, S. (1976): *A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry*, in: The Journal of Finance, Band 31(3): S. 933-947.
- Baverstock, K. and Williams, D. (2006): *The Chernobyl Accident 20 years on: An Assessment of the Health Consequences and the International Response*, in: Environmental Health Perspectives, Band 114(9): S. 1312-1317.
- Beenstock, M., Goldin, E. and Haitovsky, Y. (1998): *Response Bias in a Conjoint Analysis of Power Outages*, in: Energy Economics, Band 20(2): S. 135-156.
- Beenstock, M., Goldin, E. and Nabot, D. (1999): *The Demand for Electricity in Israel*, in: Energy Economics, Band 21(2): S. 168-183.
- BMU (2011): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*, Berlin.
- Bode, S. and Groscurth, H. (2011): *The Impact of PV on the German Power Market*, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 35(2): S. 105-115.
- Bohn, T. and Marschall, H.-P. (1992): *Die technische Entwicklung der Stromversorgung*, in: W. Fischer, Die Geschichte der Stromversorgung, S. 38-120, Frankfurt am Main.

Böhringer, C. and Rosendahl, K. E. (2010): *Green Promotes the Dirtiest: On the Interaction between Black and Green Quotas in Energy Markets*, in: Journal of Regulatory Economics, Band 37(3): S. 316-325.

Boiteux, M. (1960): *Peak-Load Pricing*, in: Journal of Business, Band 33(2): S. 157-179.

Brandstätter, C., Brunekreeft, B. and Jahnke, K. (2011): *Systemintegration von erneuerbarem Strom: flexibler Einsatz freiwilliger Abregelungsvereinbarungen*, in: energiewirtschaftliche tagesfragen, Band 61(3): S.

Braun, F., Schmidt-Ehmcke, J. and Zlocysti, P. (2010): *Innovative Activity in Wind and Solar Technology: Empirical Evidence on Knowledge Spillovers using Patent Data*, DIW Working Paper, Berlin.

Brückl, O. (2006): *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft*, o.O.

Brunekreeft, G., Brandstätter, C. and Jahnke, K. (2011): *How to Deal with Negative Power Price Spikes? - Flexible Voluntary Curtailment Agreements for Large-Scale Integration of Wind*, in: Energy Policy, Band 39(6): S. 3732-3740.

Bundeskartellamt (2011): *Sektoruntersuchung: Stromerzeugung, Stromgroßhandel*, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011a): *Verlängerung der Sonderregelung gemäß Beschluss BK6-08-266, BK6-11-039*, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011b): *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung*, BK6-10-097, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011c): *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung*, BK6-10-098, Bonn.

Bundesnetzagentur (2011d): *Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes*, Bonn.

LITERATURVERZEICHNIS

- Bundesnetzagentur (2011e): *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve*, BK6-10-099, Bonn.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2011): *Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft*, Berlin.
- Bushnell, J. B. and Oren, S. S. (1994): *Bidder Cost Revelation in Electric-Power Auctions*, in: *Journal of Regulatory Economics*, Band 6(1): S. 5-26.
- Caputo, M. R. (2005): *Foundations of Dynamic Economic Analysis*, Cambridge.
- Caramanis, M. (1982): *Investment Decisions and Long-Term Planning under Electricity Spot Pricing*, in: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Band 101(12): S. 4640-4648.
- Chakravorty, U., Moreaux, M. and Tidball, M. (2008): *Ordering the Extraction of Polluting Nonrenewable Resources*, in: *American Economic Review*, Band 98(3): S. 1128-1144.
- Chao, H. P. and Wilson, R. (2002): *Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules*, in: *Journal of Regulatory Economics*, Band 22(2): S. 161-183.
- Christensen, L. R. and Greene, W. H. (1976): *Economies of Scale in United-States Electric-Power Generation*, in: *Journal of Political Economy*, Band 84(4): S. 655-676.
- Corwin, J. and Miles, W. (1978): *Impact Assessment of the 1977 New York City Blackout*, Washington, DC.
- Cramton, P. and Stoft, S. (2005): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity*, White Paper, o.O.
- Cramton, P. and Stoft, S. (2008): *Forward Reliability Markets: Less risk, less Market Power, more Efficiency*, in: *Utilities Policy*, Band 16(3): S. 194-201.
- Cramton, P. and Ockenfels, A. (2011): *Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector*, o.O.
- Crew, M. A. and Kleindorfer, P. R. (1976): *Peak Load Pricing with a Diverse Technology*, in: *Bell Journal of Economics*, Band 7(1): S. 207-231.

- Dasgupta, P. and Heal, G. (1974): *Optimal Depletion of Exhaustible Resources*, in: Review of Economic Studies, Band S. 3-28.
- Davis, L. J. (2003): *Fleet Fire - Thomas Edison and the Pioneers of the Electric Revolution*, New York,.
- de Vries, S. and Vohra, R. V. (2003): *Combinatorial Auctions: A survey*, in: Informs Journal on Computing, Band 15(3): S. 284-309.
- Deutsche Energie-Agentur (2010): *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*, Berlin.
- Deutscher Bundestag (1958): *Gesetzentwurf des ersten Atomgesetzes*, Drucksache 3/759, o.O.
- Deutscher Bundestag (2001): *Entwurf eines Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität*, Drucksache 14/6890, o.O.
- Deutscher Bundestag (2008): *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften*, Drucksache 16/8148, o.O.
- Deutscher Bundestag (2010a): *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes*, Drucksache 17/1147, o.O.
- Deutscher Bundestag (2010b): *Entwurf eines Elften Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes*, Drucksache 17/3051, o.O.
- Deutscher Bundestag (2011a): *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*, Drucksache: 17/6071, o.O.
- Deutscher Bundestag (2011b): *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“*, Drucksache 17/6075, o.O.
- Dieckmann, B. (2008): *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt*, Münster.

LITERATURVERZEICHNIS

- Dierer, S., Remund, J., Cattin, R., Koller, T. and Strasser, P. (2010): *Einspeiseprognose für neue erneuerbare Energien*, Bern.
- Ellerman, D., Convery, F. J. and Perthuis, C. d. (2010): *Pricing Carbon - The European Union Emissions Trading Scheme*, Cambridge.
- Erlei, M., Leschke, M. and Sauerland, D. (2007): *Neue Institutionenökonomik*, Stuttgart.
- European Energy Exchange (2011): *EEX Produktbroschüre Strom*, Leipzig.
- European Power Exchange (2011): *Handelsbedingungen*, Paris.
- Fabra, N., von der Fehr, N. H. and Harbord, D. (2006): *Designing Electricity Auctions*, in: *Rand Journal of Economics*, Band 37(1): S. 23-46.
- Flinkerbusch, K. and Heuterkes, M. (2010): *Cost Reduction Potentials in the German Market for Balancing Power*, in: *Energy Policy*, Band 38(8): S. 4712-4718.
- Fouquet, R. (2008): *Heat, Power and Light: Revolutions in Energy Services*, Cheltenham ; Northampton, MA.
- Fritsch, M., Thomas, W. and Ewers, H.-J. (2001): *Marktversagen und Wirtschaftspolitik*, München.
- Frontier Economics and Consentec (2008a): *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*, London.
- Frontier Economics and Consentec (2008b): *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz*, o.O.
- Gallini, N., Lewis, T. and Ware, R. (1983): *Strategic Timing and Pricing of a Substitute in a Cartelized Resource Market*, in: *Canadian Journal of Economics-Revue Canadienne D Economique*, Band 16(3): S. 429-446.
- Garling, T., Hansla, A., Gamble, A. and Jullusson, A. (2008): *Psychological Determinants of Attitude towards and Willingness to Pay for Green Electricity*, in: *Energy Policy*, Band 36(2): S. 768-774.
- Gerpott, T. J. and Mahmudova, I. (2010): *Determinants of Price Mark-Up Tolerance for Green Electricity - Lessons for Environmental Marketing*

- Strategies from a Study of Residential Electricity Customers in Germany*, in: *Business Strategy and the Environment*, Band 19(5): S. 304-318.
- Gray, L. C. (1914): *Rent under the Assumption of Exhaustability*, in: *The Quarterly Journal of Economics*, Band 28(3): S. 466-489.
- Gruber, H. (1992): *The Learning-Curve in the Production of Semiconductor Memory Chips*, in: *Applied Economics*, Band 24(8): S. 885-894.
- Gruber, H. (1998): *Learning by Doing and Spillovers: Further Evidence for the Semiconductor Industry*, in: *Review of Industrial Organization*, Band 13(6): S. 697-711.
- Halliday, D., Resnick, R. and Walker, J. (2003): *Physik*, Weinheim.
- Haney, A. B., Jamasb, T. and Pollitt, M. (2009): *Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience*, EPRG Working Paper EPRG0903, Cambridge.
- Hart, A. G. (1951): *Anticipations, Uncertainty and Dynamic Planning*, New York.
- Henderson, J. S. (1985): *Cost Estimation for Vertically Integrated Firms: The Case of Electricity*, in: M. A. Crew, *Analysing the Impact of Regulatory Change in Public Utilities*, S. Lexington.
- Hiroux, C. and Saguan, M. (2010): *Large-Scale Wind Power in European Electricity Markets: Time for Revisiting Support Schemes and Market Designs?*, in: *Energy Policy*, Band 38(7): S. 3135-3145.
- Hoel, M. (1978): *Resource Extraction, Substitute Production, and Monopoly*, in: *Journal of Economic Theory*, Band 19(1): S. 28-37.
- Hoel, M. (1983): *Monopoly Resource Extractions under the Presence of Predetermined Substitute Production*, in: *Journal of Economic Theory*, Band 30(1): S. 201-212.
- Hotelling, H. (1931): *The Economics of Exhaustible Resources*, in: *Bulletin of Mathematical Biology*, Band 39(2): S. 137-175.

LITERATURVERZEICHNIS

Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S. and Voß, A. (2009): *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio*, Stuttgart.

Ibenholt, K. (2002): *Explaining Learning Curves for Wind Power*, in: *Energy Policy*, Band 30(13): S. 1181-1189.

Irwin, D. A. and Klenow, P. J. (1994): *Learning-by-Doing Spillovers in the Semiconductor Industry*, in: *Journal of Political Economy*, Band 102(6): S. 1200-1227.

Jaffe, A. and Felder, F. (1996): *Should Electricity Markets have a Capacity Requirement*, in: *The Electricity Journal*, Band 9(10): S. 52-60.

Jansen, J., Beurskens, L. and Tilburg, X. (2006): *Application of Portfolio Analysis to the Dutch Generating Mix*, Report c-05-100, o.O.

Janssen, M., Ströbele, W. and Wobben, M. (2007): *Electricity Pricing Subject to a CO₂-Emission Trading Scheme*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Band 31(3): S. 171-181.

Janssen, M., Lingens, J. and Wobben, M. (2010): *Capacity Choice in Decentralized Network-Bound Industries*, Working Paper, Münster.

Joo, S. K., Yamashita, K., Li, J., Zhang, P. and Liu, C. C. (2008): *Analysis, Control, and Economic Impact Assessment of Major Blackout Events*, in: *European Transactions on Electrical Power*, Band 18(8): S. 854-871.

Joskow, P. and Tirole, J. (2007): *Reliability and Competitive Electricity Markets*, in: *Rand Journal of Economics*, Band 38(1): S. 60-84.

Joskow, P. (2008): *Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design*, in: *Utilities Policy*, Band 16(3): S. 159-170.

Junginger, M., Faaij, A. and Turkenburg, W. C. (2005): *Global Experience Curves for Wind Farms*, in: *Energy Policy*, Band 33(2): S. 133-150.

Just, S. and Weber, C. (2008): *Pricing of Reserves: Valuing System Reserve Capacity against Spot Prices in Electricity Markets*, in: *Energy Economics*, Band 30(6): S. 3198-3221.

- Kalkuhl, M. and Edenhofer, O. (2010): *Prices vs. Quantities and the Intertemporal Dynamics of the Climate Rent*, CESIFO Working Paper, München.
- Kamerschen, D. R. and Thompson, H. G. (1993): *Nuclear and Fossil-Fuel Steam-Generation of Electricity - Differences and Similarities*, in: Southern Economic Journal, Band 60(1): S. 14-27.
- Kirsch, L. D. and Singh, H. (1995): *Pricing Ancillary Electric Power Services*, in: The Electricity Journal, Band 8(8): S. 28-36.
- Klemperer, P. (2002): *What Really Matters in Auction Design*, in: Journal of Economic Perspectives, Band 16(1): S. 169-189.
- Klessmann, C. (2009): *The Evolution of Flexibility Mechanisms for Achieving European Renewable Energy Targets 2020: Ex-ante Evaluation of the Principle Mechanisms*, in: Energy Policy, Band 37(11): S. 4966-4979.
- Kloepfer, M. and Bruch, D. (2011): *Die Laufzeitverlängerung im Atomrecht zwischen Gesetz und Vertrag*, in: JuristenZeitung, Band 66(8): S. 377-432.
- Knieps, G. (2001): *Wettbewerbsökonomie*, Heidelberg.
- Konstantin, P. (2009): *Praxisbuch Energiewirtschaft*, Berlin.
- Laffont, J.-J. and Tirole, J. (1993): *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, London.
- Lawton, L., Sullivan, K., Katz, A. and Eto, J. (2003): *A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys*, Berkeley.
- Leahy, E. L., E. and Tol, R. S. J. (2011): *An Estimate of the Value of Lost Load for Ireland*, in: Energy Policy, Band 39(3): S. 1514-1520.
- Lijesen, M. G. (2007): *The Real-Time Price Elasticity of Electricity*, in: Energy Economics, Band 29(2): S. 249-258.
- Markowitz, H. (1952): *Portfolio Selection*, in: The Journal of Finance, Band 7(1): S. 77-91.

LITERATURVERZEICHNIS

Maurer, C. (2011): *Auswirkungen der Teilnahme von EEG-Anlagen aus der festen Einspeisevergütung auf die Regelenergiemärkte*, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Aachen.

Meyen, F. (1915): *Die Elektrizität in Haus und Gewerbe*, Leipzig.

Mills, D. E. (1984): *Demand Fluctuations and Endogenous Firm Flexibility*, in: *Journal of Industrial Economics*, Band 33(1): S. 55-71.

Neij, L. (1999): *Cost Dynamics of Wind Power*, in: *Energy*, Band 24(5): S. 375-389.

Nelson, R. A. and Primeaux, W. J. (1988): *The Effects of Competition on Transmission and Distribution Costs in the Municipal Electric Industry*, in: *Land Economics*, Band 64(4): S. 338-346.

Neuhoff, K. and Vries, L. d. (2004): *Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generations*, in: *Utilities Policy*, Band 12(4): S. 253-267.

Nocedal, J. and Wright, S. J. (2006): *Numerical Optimization*, New York.

Nordhaus, W. D. (1973): *The Allocation of Energy Resources*, in: *Brookings Papers on Economic Activities*, Band 1973(3): S. 529-576.

Nordhaus, W. D. and Boyer, J. G. (1999): *Requiem for Kyoto: An Economic Analysis of the Kyoto Protocol*, in: *Energy Journal*, Band S. 93-130.

Ockenfels, A., Grimm, V. and Zoettl, G. (2008): *Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, o.O.

Ott, H. (1986): *Statistik der öffentlichen Elektrizitätsversorgung Deutschlands 1890 - 1913*, St. Katharinen.

Roberts, M. J. (1986): *Economies of Density and Size in the Production and Delivery of Electric-Power*, in: *Land Economics*, Band 62(4): S. 378-387.

Rohrig, K., Hochloff, P., Holzhaner, U., Schlögl, F., lehnert, W., Rehfeldt, K., Diekmann, J. and Hofmann, L. (2011): *Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan - Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument*, Kassel.

Rojavin, Y., Seamon, M., Tripathi, R., Papdimos, T., Galwankar, S., Kman, N., Cipolla, J., Grossman, M., Marchigiani, R. and Stawicki, S. (2011): *Civilian Nuclear Incidents: An Overview of Historical, Medical and Scientific Aspects*, in: *Journal of Emergencies, Trauma and Shock*, Band 4(2): S. 260-272.

Roques, F. A., Newbery, D. M. and Nuffall, W. J. (2008): *Fuel Mix Diversification Incentives in Liberalized Electricity Markets: A Mean-Variance Portfolio Theory Approach*, in: *Energy Economics*, Band 30(4): S. 1831-1849.

Schlesinger, M., Lindenberger, D. and Lutz, C. (2010): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Basel.

Schumann, J., Meyer, U. and Ströbele, W. (2007): *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*, Berlin.

Schummer, J. and Vohra, R. V. (2003): *Auctions for Procuring Options*, in: *Operations Research*, Band 51(1): S. 41-51.

Sensfuss, F. and Ragwitz, M. (2011): *Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung*, Beitrag zur 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien.

Sinn, H. W. (2008): *Public Policies against Global Warming: A Supply Side Approach*, in: *International Tax and Public Finance*, Band 15(4): S. 360-394.

Springer, U. (2003): *The Market for Tradable GHG Permits under the Kyoto Protocol: A Survey of Model Studies*, in: *Energy Economics*, Band 25(5): S. 527-551.

Steiner, P. O. (1957): *Peak Loads and Efficient Pricing*, in: *Quarterly Journal of Economics*, Band 71(4): S. 585-610.

Stigler, G. (1939): *Production and Distribution in the Short Run*, in: *Journal of Political Economy*, Band 47(3): S. 305-327.

Stoft, S. (2002): *Power System Economics*, Piscataway.

Ströbele, W. and Müller, K. W. (1984): *Wachstum bei begrenzten natürlichen Ressourcen*, in: *Wirtschaftswissenschaftliches Studium*, Band 12(4): S. 165-173.

LITERATURVERZEICHNIS

- Ströbele, W., Pfaffenberger, W. and Heuterkes, M. (2010): *Energiewirtschaft*, München.
- Sweeney, J. L. (1977): *Economics of Depletable Resources: Market Forces and Intertemporal Bias*, in: *Review of Economic Studies*, Band 44(1): S. 125-141.
- Swider, D. J. (2006): *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten*, Wiesbaden.
- Thompson, H. G. (1997): *Cost Efficiency in Power Procurement and Delivery Service in the Electric Utility Industry*, in: *Land Economics*, Band 73(3): S. 287-296.
- Thrän, D. (2011): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG: Zwischenbericht des Vorhaben IIa*, Leipzig.
- Verband der Elektrizitätswirtschaft (2000): *Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren*, Frankfurt am Main.
- Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (1966): *Statistik der Energiewirtschaft*, Essen.
- Verband der Netzbetreiber (2007): *Transmission Code 2007 - Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin.
- Wacker, H. and Blanck, J. (1999): *Ressourcenökonomik - Band II: Erschöpfbare natürliche Ressourcen*, München.
- Wallasch, A.-K., Rehfeldt, K. and Wallasch, J. (2011): *Vorhaben IIe: Windenergie*, Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2011, Varel.
- Wawer, T. (2007): *Konzepte für eine nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Band 31(2): S. 109-116.
- Weiss, L. W. (1975): *Antitrust in the Electric Power Industry*, in: A. Phillips, *Promoting Competition in Regulated Markets*, S. Washington, DC.
- Weitzman, M. L. (1974): *Prices Vs Quantities*, in: *Review of Economic Studies*, Band 41(4): S. 477-491.

Wenders, J. T. (1976): *Peak Load Pricing in Electric Utility Industry*, in: Bell Journal of Economics, Band 7(1): S. 232-241.

White, B., Lesser, J., Lowengrub, P. and Yang, S. (2007): *A Mean-Variance Portfolio-Optimization of California's Generation Mix to 2020*, Draft Report for California Energy Commission, Washington DC.

Wilson, R. (2002): *Architecture of Power Markets*, in: Econometrica, Band 70(4): S. 1299-1340.

Wolter, D. and Reuter, E. (2005): *Preis- und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft*, Wiesbaden.

Zimmerman, M. B. (1982): *Learning Effects and the Commercialization of New Energy Technologies - the Case of Nuclear-Power*, in: Bell Journal of Economics, Band 13(2): S. 297-310.

Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten

Björn Liebau

Diese Arbeit widmet sich der Diskussion um die Ausgestaltung des Marktdesigns auf Strommärkten, die aufgrund von Versorgungskrisen in einigen liberalisierten Strommärkten und der zunehmenden Intensität staatlicher Lenkungseingriffe seit einigen Jahren verstärkt in den Blickpunkt des wissenschaftlichen Interesses gerückt ist. Das übergeordnete Ziel besteht darin, ein vertieftes Verständnis für die Auswirkungen der konkreten Ausgestaltung der einzelnen Bausteine des Marktdesigns auf das Verhalten der Stromanbieter zu schaffen. Auf dieser Basis werden Ineffizienzen im aktuellen deutschen Strommarktdesign lokalisiert und geeignete Handlungsempfehlungen entwickelt.

ISBN 978-3-8405-0066-4 EUR 15,00



9 783840 500664